SENATO DELLA REPUBBLICA
XV LEGISLATURA

Doc. **CXLI**
n. **2**

RELAZIONE

SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA DALL' AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(Al 31 marzo 2007)

(Articolo 2, comma 12, lettera i, della legge 14 novembre 1995, n. 481)

Presentata dall' Autorità per l'energia elettrica ed il gas
(ORTIS)

Trasmessa alla Presidenza il 29 giugno 2007

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2007

PARTE I Stato dei servizi

PAGINA BIANCA

Parte I – Stato dei servizi

Indice

Capitolo 1
Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico nel 2006

Mercato internazionale del petrolio nel 2006 e prospettive per il 2007
Mercato internazionale del gas naturale
Mercato internazionale del carbone
Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti europei
Domanda e offerta di energia in Italia nel 2006

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Prezzi dell'energia elettrica
Prezzi del gas

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Capitolo 2
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2006

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica
Infrastrutture elettriche
Mercato all'ingrosso
Mercati per l'ambiente
Mercato finale libero
Mercato finale vincolato

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture
Tariffe del mercato vincolato

Qualità del servizio

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione,
misura e vendita dell'energia elettrica
Qualità dei servizi telefonici
Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Capitolo 3
Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale nel 2006

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas
Infrastrutture del gas
Mercato all'ingrosso del gas
Mercato finale al dettaglio
Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali (o cittadine)

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture
Prezzi del mercato libero
Condizioni economiche di riferimento

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas
Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Indice delle tavole

Tav. 1.1 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE 2004-2006
Tav. 1.2 Consumo di gas naturale nelle principali aree mondiali 2000-2005
Tav. 1.3 Consumi mondiali di carbone 1990-2005
Tav. 1.4 Fabbisogno mondiale di energia primaria ed emissioni di gas serra dalla combustione di fonti fossili 2005-2020
Tav. 1.5 Bilancio dell'energia in Italia
Tav. 1.6 Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo
Tav. 1.7 Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore industriale tipo
Tav. 1.8 Prezzi finali del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Tav. 1.9 Prezzi finali del gas naturale per un consumatore industriale tipo
Tav. 1.10 Allocazione ed emissioni in Italia nel 2005 e nel 2006
Tav. 1.11 Riserve per i nuovi entranti e allocazioni ai nuovi entranti nel 2005 e nel 2006
Tav. 1.12 Piani di allocazione nazionale per il periodo 2008-2012 approvati dalla Commissione europea al 15 maggio 2007

Tav. 2.1 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2006
Tav. 2.2 Produzione lorda per fonte 1998-2006
Tav. 2.3 Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte
Tav. 2.4 Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte
Tav. 2.5 Ritiri obbligati del GSE
Tav. 2.6 Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2002-2006
Tav. 2.7 Dettaglio dei ritiri di energia da fonti rinnovabili negli anni 2002-2006
Tav. 2.8 Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2006
Tav. 2.9 Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2006
Tav. 2.10 Cessioni di porzioni di rete da parte di Enel Distribuzione
Tav. 2.11 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2006
Tav. 2.12 Assegnazione dei diritti CIP6
Tav. 2.13 Esito della contrattazione nell'MCV nel 2006 e nel primo trimestre 2007
Tav. 2.14 Mercato potenziale al 31 dicembre 2006
Tav. 2.15 Mercato libero al 31 dicembre 2006
Tav. 2.16 Struttura del mercato libero in base alle diverse tipologie d'utenza
Tav. 2.17 Struttura del mercato vincolato in base alle diverse tipologie d'utenza
Tav. 2.18 Tariffa media per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita negli anni 2006-2007
Tav. 2.19 Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico
Tav. 2.20 Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico
Tav. 2.21 Quantità assegnate in ogni singola asta per i contratti base 2007
Tav. 2.22 Quantità assegnata per la capacità produttiva virtuale (VPP) 2007
Tav. 2.23 Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2007
Tav. 2.24 Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica
Tav. 2.25 Durata e numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione
Tav. 2.26 Numero di rimborsi pagati per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 2.27 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione
Tav. 2.28 Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

Tav. 2.29 Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico
Tav. 2.30 Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico

Tav. 3.1 Bilancio del gas naturale nel 2006
Tav. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2006
Tav. 3.3 Importazioni lorde di gas in Italia nel 2006
Tav. 3.4 Potenziamento dei gasdotti esistenti
Tav. 3.5 Nuovi gasdotti in progetto
Tav. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia
Tav. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2007-2008 al 2012-2013
Tav. 3.8 Disponibilità di stoccaggio in Italia
Tav. 3.9 Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi
Tav. 3.10 Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2006
Tav. 3.11 Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2007
Tav. 3.12 Gas naturale distribuito per regione
Tav. 3.13 Dettaglio dell'attività di distribuzione di gas naturale per regione
Tav. 3.14 Estensione delle reti di distribuzione di gas naturale e loro proprietà
Tav. 3.15 Primi venti operatori della distribuzione di gas naturale
Tav. 3.16 Attività dei grossisti nel periodo 2002-2006
Tav. 3.17 Vendite al mercato all'ingrosso nel 2006
Tav. 3.18 Attività dei venditori nel periodo 2002-2006
Tav. 3.19 Vendite al mercato finale nel 2006
Tav. 3.20 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale in Italia
Tav. 3.21 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Tav. 3.22 Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà
Tav. 3.23 Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2006-2007
Tav. 3.24 Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia
Tav. 3.25 Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa
Tav. 3.26 Struttura tariffaria nazionale di riferimento per le tariffe di distribuzione
Tav. 3.27 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
Tav. 3.28 Indici mensili Istat dei prezzi del gas
Tav. 3.29 Imposte sul gas
Tav. 3.30 Dispersioni suddivise per tipologia
Tav. 3.31 Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2006
Tav. 3.32 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2006
Tav. 3.33 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2006
Tav. 3.34 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2006
Tav. 3.35 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 3.36 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6
Tav. 3.37 Nuova prestazione soggetta a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Tav. 3.38 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Tav. 3.39 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione alla dimensione del distributore

Tav. 3.40 Soddisfazione complessiva per il servizio del gas

Tav. 3.41 Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

Indice delle figure

Fig. 1.1 Prezzo medio mensile dei principali greggi
Fig. 1.2 Prezzo relativo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo
Fig. 1.3 Variazione trimestrale nella domanda di greggio
Fig. 1.4 Variazione trimestrale nell'offerta di greggio
Fig. 1.5 Scorte OCSE di greggio e raffinati, capacità inutilizzata OPEC e prezzo del Brent nel periodo 2000-2006
Fig. 1.6 Differenziale dei prezzi *future* del Brent rispetto ai prezzi *spot*
Fig. 1.7 Prezzo medio mensile del gas all'ingrosso nelle principali aree OCSE
Fig. 1.8 Prezzo medio mensile nelle borse europee del gas
Fig. 1.9 Consumo mondiale di fonti fossili
Fig. 1.10 Prezzi *fob* dei principali carboni nel commercio internazionale
Fig. 1.11 Prezzo *cif* del carbone nei principali mercati di importazione
Fig. 1.12 Prezzi comparati del greggio e del carbone nei principali mercati di importazione
Fig. 1.13 Intensità energetica del Prodotto interno lordo
Fig. 1.14 Andamento dei prezzi finali dell'energia elettrica in Europa
Fig. 1.15 Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo
Fig. 1.16 Prezzi finali dell'energia elettrica e livello di tassazione
Fig. 1.17 Prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei
Fig. 1.18 Andamento dei prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei
Fig. 1.19 Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore industriale tipo
Fig. 1.20 Prezzi finali industriali dell'energia elettrica per i principali paesi europei
Fig. 1.21 Andamento dei prezzi finali del gas in Europa
Fig. 1.22 Prezzi finali del gas per un consumatore domestico tipo
Fig. 1.23 Prezzi finali del gas naturale e livello di tassazione
Fig. 1.24 Prezzi finali domestici del gas naturale per i principali paesi europei
Fig. 1.25 Andamento dei prezzi finali del gas naturale per i principali paesi europei
Fig. 1.26 Prezzi finali del gas naturale per un consumatore industriale tipo
Fig. 1.27 Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei
Fig. 1.28 Allocazioni ed emissioni nei primi due anni di operatività dell'*Emission Trading Scheme*
Fig. 1.29 Andamento del prezzo *spot* della CO_2 nella borsa Powernext
Fig. 1.30 Andamento dei prezzi *future* della CO_2 nella borsa ECX

Fig. 2.1 Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda
Fig. 2.2 Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi
Fig. 2.3 Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo
Fig. 2.4 Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2005 e nel 2006
Fig. 2.5 Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2005 e nel 2006
Fig. 2.6 Andamento mensile della domanda di energia elettrica nel 2006
Fig. 2.7 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2006
Fig. 2.8 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2006
Fig. 2.9 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2006
Fig. 2.10 Offerte integrative di Terna in acquisto e in vendita nel 2006
Fig. 2.11 Andamento del PUN

Fig. 2.12 Volumi scambiati sull'MGP nel 2006
Fig. 2.13 Valori dell'indicatore HHI nel 2006
Fig. 2.14 Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona
Fig. 2.15 Variazione dei prezzi zonali nel 2006
Fig. 2.16 Andamento mensile dei prezzi zonali
Fig. 2.17 Rendita da congestione nel 2005 e nel 2006
Fig. 2.18 Andamento dei prezzi e quantità sull'MA
Fig. 2.19 Prezzo medio sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante*
Fig. 2.20 Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante*
Fig. 2.21 Scambi sulla PAB
Fig. 2.22 Mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE
Fig. 2.23 Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE
Fig. 2.24 Andamento dei prezzi per tipologia di Titoli scambiati
Fig. 2.25 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei
Fig. 2.26 Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni
Fig. 2.27 Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio
Fig. 2.28 Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte
Fig. 2.29 Durata di interruzione per cliente in bassa tensione
Fig. 2.30 Numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione
Fig. 2.31 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
Fig. 2.32 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utenti in bassa tensione
Fig. 2.33 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione
Fig. 2.34 Livello qualitativo dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali
Fig. 2.35 Tempo medio di attesa per i clienti dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Fig. 3.1 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950
Fig. 3.2 Immissioni in rete nel 2005 e nel 2006
Fig. 3.3 Importazioni di gas nel 2006 secondo la provenienza
Fig. 3.4 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2006, secondo la durata intera
Fig. 3.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2006, secondo la durata residua
Fig. 3.6 Utenti del PSV
Fig. 3.7 Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2003 – marzo 2007
Fig. 3.8 Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2003 – marzo 2007
Fig. 3.9 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV
Fig. 3.10 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei
Fig. 3.11 Composizione del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni

Fig. 3.12 Composizione percentuale del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2007
Fig. 3.13 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2006
Fig. 3.14 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione
Fig. 3.15 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale
Fig. 3.16 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6
Fig. 3.17 Risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6 entro lo standard dell'Autorità
Fig. 3.18 Livello di prestazione dei servizi telefonici di venditori di gas con più di 100.000 clienti finali

1. Contesto internazionale e nazionale

PAGINA BIANCA

Quadro economico ed energetico nel 2006

Mercato internazionale del petrolio nel 2006 e prospettive per il 2007

Prezzo del greggio nel 2006

L'anno 2006 è stato il quarto anno di crescita del prezzo del greggio con una triplicazione delle quotazioni che sono passate da valori attorno a 25 $/barile negli ultimi mesi del 2002 a valori superiori a 75 $/barile per i greggi più pregiati nell'estate del 2006 (Fig. 1.1). Il significativo calo dei prezzi negli ultimi mesi dell'anno è stato seguito da un andamento delle quotazioni a livelli elevati nei primi mesi del 2007, che ha riproposto il problema dell'instabilità dei prezzi di questo comparto energetico in presenza di un continuo stentato equilibrio tra domanda e offerta, che li rende pertanto molto sensibili a perturbazioni esterne.

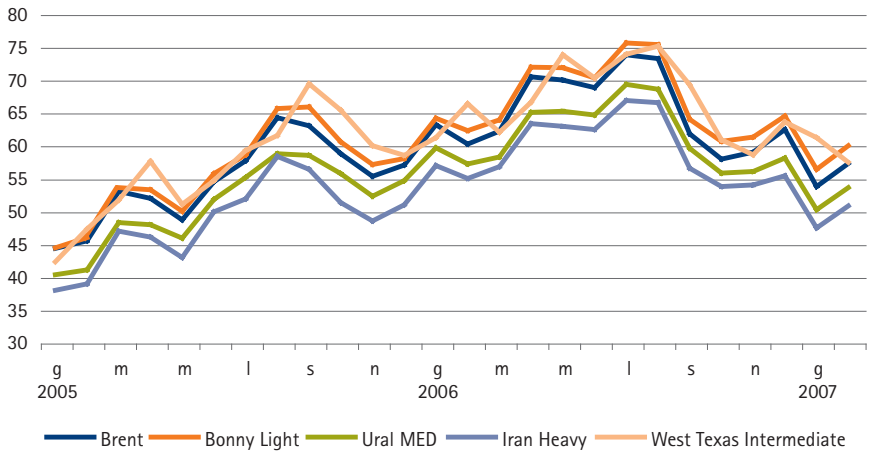
L'anno è iniziato all'insegna dell'incertezza per l'esposizione del sistema di approvvigionamento a problemi di natura soprattutto tecnica causati dagli uragani Katrina e Rita il cui devastante impatto sull'*upstream* petrolifero e sulla raffinazione nel Golfo del Messico era ancora lungi dall'essere stato assorbito. Nell'ultimo trimestre del 2005 il deficit nella produzione di greggio degli Stati Uniti veniva colmato soprattutto grazie ad aumenti nella produzione di alcuni paesi non OCSE (Russia e Angola) dato che la produzione OPEC era già ai livelli massimi sostenibili con interventi a breve. Il calo del prezzo del Brent da 64 $/barile come media del settembre 2005 a 55 $/barile in novembre e dicembre è stato subito seguito da consistenti aumenti a livelli prossimi a 65 $/barile a causa sia del forte calo delle temperature nel mese di gennaio 2006 sia della progressiva riduzione delle scorte.

Ma è con le persistenti crisi produttive in Iraq e nel delta del Niger e con le crescenti tensioni tra l'Iran e la comunità internazionale,

FIG. 1.1

Prezzo medio mensile dei principali greggi

$/barile



Fonte: Platt's, *Oilgram Price Report.*

avvicendatesi in fasi alterne nel corso della prima metà del 2006, che il prezzo raggiunge un nuovo massimo sfiorando i 75 $/barile, per attestarsi su livelli medi prossimi a 70 $/barile tra aprile e giugno 2006. Non sono state estranee all'*escalation* dei prezzi le manovre geopolitiche per la nazionalizzazione dell'industria petrolifera in Venezuela e Bolivia, come anche gli interessi industriali delle multinazionali americane e anglo-olandesi nei giacimenti russi, insieme che ha indotto la percezione di conseguenze negative per la sicurezza degli investimenti in capacità produttiva.

In questo clima di incertezza lo scoppio delle ostilità tra l'Hezbollah libanese e l'esercito israeliano a metà del mese di luglio non poteva che portare a un picco nel prezzo del greggio, anche se nessuno di questi due paesi è produttore di petrolio o è paese di passaggio di oleodotti internazionali. Il prezzo del Brent è aumentato progressivamente fino a sfiorare gli 80 $/barile, assestandosi a un valore di 74 $/barile come media del mese di luglio, prima di calare a seguito dell'arrivo della forza di interposizione multinazionale in agosto, a valori medi prossimi o inferiori a 60 $/barile nei mesi di settembre e ottobre. Hanno contribuito al contenimento dei prezzi anche le condizioni climatiche relativamente stabili dell'area caraibica, in tale periodo dell'anno solitamente soggetta a uragani. Il successivo aumento del prezzo del Brent nei mesi di novembre e dicembre rappresenta l'effetto del deprezzamento del dollaro, dell'annuncio di tagli della produzione OPEC, nonché della rielezione del Presidente venezuelano Chavez. In gennaio e febbraio 2007, caratterizzati da temperature invernali insolitamente miti e da scorte petrolifere relativamente abbondanti, i prezzi sono scesi a valori medi inferiori a 55 $/barile; con il forte calo delle scorte a marzo e le persistenti tensioni internazionali, i prezzi sono tornati a valori prossimi a 70 $/barile.

Prodotti della raffinazione

Le quotazioni dei prodotti della raffinazione sono state fortemente influenzate, oltre che dal prezzo dei greggi, anche dalle condizioni precarie del sistema di raffinazione americano, reso particolarmente fragile dalle conseguenze degli uragani del 2005. Le forti oscillazioni nei prezzi medi della benzina rispetto al prezzo del greggio in tutto il periodo 2005-2006 (Fig. 1.2) riflettono il peso eccezionalmente elevato di questo prodotto sul mercato americano e le difficoltà dell'offerta locale che hanno richiesto massicce importazioni dall'area europea. È solo verso l'estate del 2006 che la raffinazione americana recuperava la sua piena funzionalità, ma i prezzi relativi della benzina salivano di nuovo in attesa di una ripetizione delle condizioni meteorologiche dell'anno precedente. Più tranquillo è risultato l'andamento del prezzo del gasolio, meno importante sul mercato americano, con una tendenza al ribasso rispetto al prezzo del greggio nel corso del 2006. In controtendenza rispetto ai prodotti per l'autotrazione sono stati i prezzi degli oli combustibili con aumenti notevoli nel corso dell'inverno 2006 (soprattutto per il BTZ) in concomitanza della crisi russo-ucraina. Nel mese di febbraio i problemi di approvvigionamento di gas naturale hanno spinto il prezzo relativo del BTZ rispetto al Brent a valori superiori a 0,77 rispetto a valori medi di lungo periodo di poco superiori a 0,6.

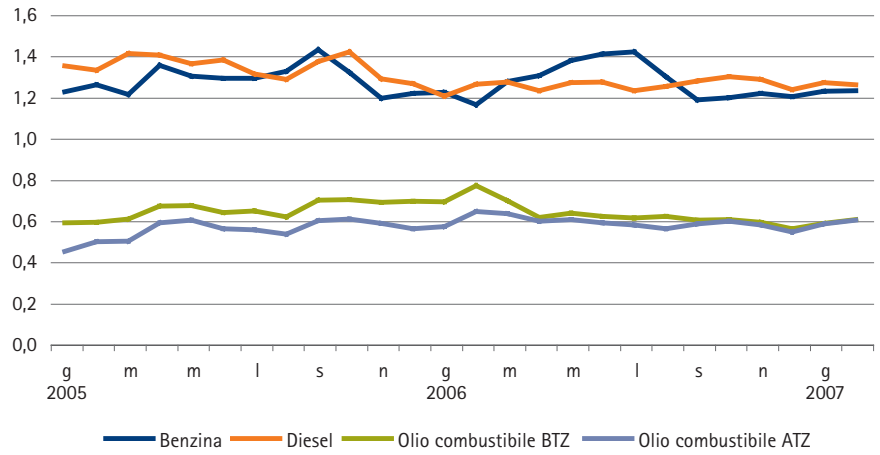


FIG. 1.2

Prezzo relativo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo

Prezzo del Brent = 1

Fonte: Platt's, *Oilgram Price Report.*

Margini di raffinazione

I margini di raffinazione si sono mantenuti alti durante la maggior parte del 2006 in relazione soprattutto ai problemi di domanda e offerta dei prodotti sul mercato americano, intensificati dall'adeguamento della capacità produttiva alle nuove specifiche ambientali. Nell'ultimo trimestre comincia a farsi strada un calo generalizzato per quasi tutti i greggi, con margini per il Brent TRC[1] dell'ordine di 2 $/barile, rispetto a valori medi superiori a 4 $/barile nel terzo trimestre e prossimi a 6 $/barile nel secondo.

Equilibrio tra domanda e offerta

I fattori di fondo che determinano l'andamento del prezzo nonché la reattività a perturbazioni esterne di natura geopolitica e meteorologica sono: la domanda, l'offerta, le scorte e la capacità produttiva inutilizzata nei paesi OPEC.

Dall'ultimo trimestre del 2005 fino al terzo trimestre del 2006 la crescita della domanda mondiale è stata notevolmente inferiore rispetto al resto del 2005 e soprattutto rispetto al 2004 (Fig. 1.3). È solo nell'ultimo trimestre del 2006 che la domanda riprende a crescere a ritmi più sostenuti, caratteristici del 2005. Il forte calo nella crescita è ascrivibile essenzialmente all'area OCSE dove la domanda di petrolio è addirittura diminuita a partire dall'ultimo trimestre del 2005, tornando ad aumentare solo nell'ultimo trimestre del 2006. La crescita nei paesi non OCSE è stata più o meno in linea con quella del 2005, ma con una accelerazione significativa nel corso del 2006.

In parallelo si evidenziano notevoli modifiche nella struttura dell'offerta nel corso dell'anno che distinguono il 2006 nettamente rispetto agli anni precedenti (Fig. 1.4). Mentre l'offerta non OCSE, prevalentemente di greggi russi, si è mantenuta, attraverso alti e bassi, nei limiti di crescita degli anni precedenti, l'aumento dell'offerta OPEC è andato via via calando (soprattutto dalla fine del 2005) fino a diventare negativo nell'ultimo trimestre del 2006. In via straordinaria l'offerta OCSE ha invece ripreso a crescere negli ultimi due trimestri del 2006, interrompendo la discesa di lungo periodo in atto da diversi anni.

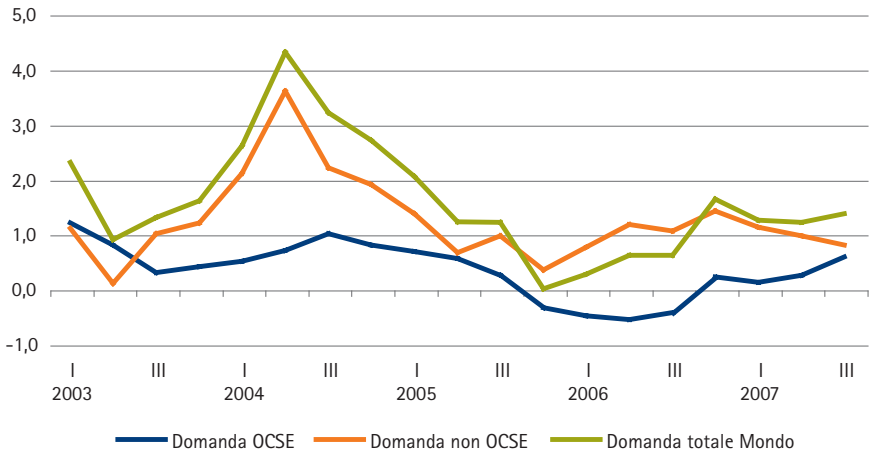
Storicamente il prezzo del greggio risulta inversamente correlato con le scorte di greggio e semilavorati nell'area OCSE, che ancora oggi rappresenta il 60% del fabbisogno mondiale. Questa relazione si è interrotta a partire dal 2004 quando il prezzo del greggio ha accelerato la sua ascesa, nonostante il progressivo consistente aumento delle scorte (di quasi il 15% nell'estate del 2006 rispetto a valori storici di 3,5 miliardi di barili). Tale andamento apparentemente anomalo si spiega in base al contemporaneo calo della capacità inutilizzata dei paesi OPEC da valori oscillanti tra 5 e 7 milioni di barili/giorno negli anni 2001-2002

1 Processo di raffinazione con *Topping*, *Reforming*, *Cracking*.

FIG. 1.3

Variazione trimestrale nella domanda di greggio

Milioni di barili/giorno

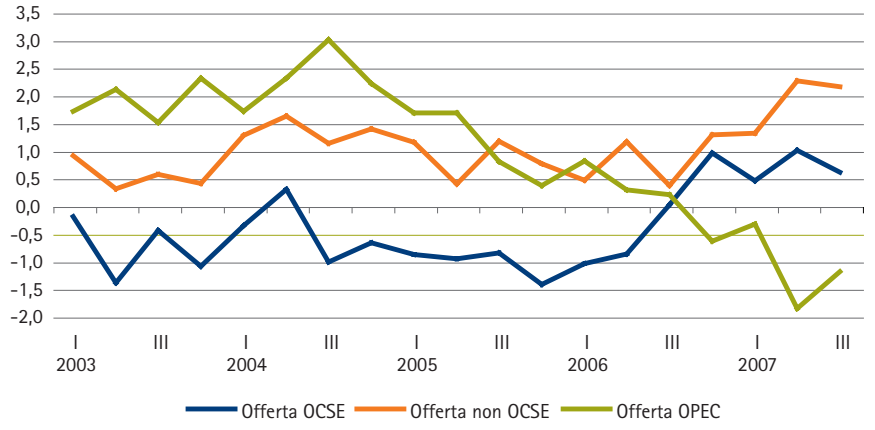


Fonte: AIE, *Annual statistical supplement, 2005* e *Oil Market Report*, febbraio 2007.

FIG. 1.4

Variazione trimestrale nell'offerta di greggio

Milioni di barili/giorno



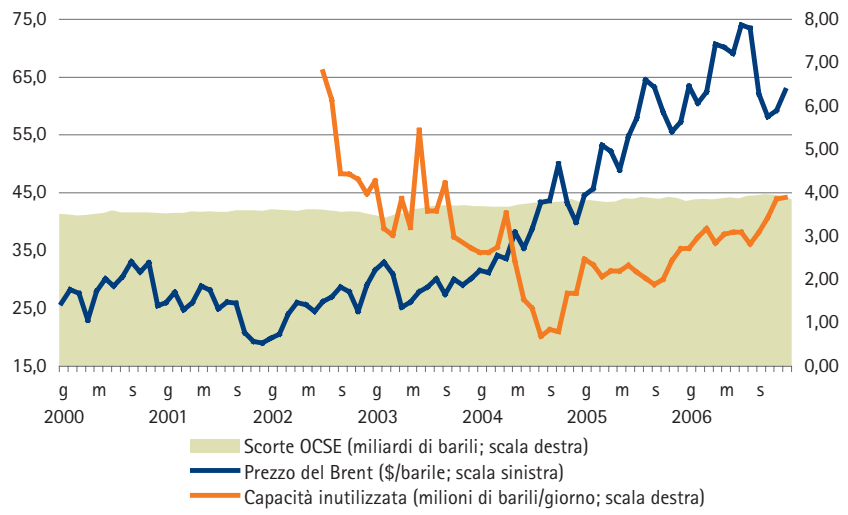
Fonte: AIE, *Annual statistical supplement, 2005* e *Oil Market Report*, febbraio 2007.

a valori prossimi o inferiori a 2 milioni durante la maggior parte del 2004-2005 toccando minimi inferiori a un milione nell'estate del 2004 (Fig. 1.5). Il sentimento incerto del mercato è ben espresso dai prezzi *future* del Brent che sono passati in modo deciso da un regime di *backwardation* (inferiori ai prezzi *spot*) a uno di *contango* (superiori ai prezzi *spot*) solo nel secondo trimestre del 2005 (Fig. 1.6).

Le scorte dei paesi OCSE corrispondono a circa due mesi del loro consumo. Tuttavia, oltre la metà è costituita da greggio che richiede significativi tempi di lavorazione, mentre i distillati non sono necessariamente nella forma richiesta dal mercato, benzina anziché gasolio o olio combustibile. La capacità inutilizzata è concentrata per l'85% nei paesi OPEC, la metà di questa in Arabia Saudita, e pare difficile pensare a una stabilizzazione dei prezzi fin

FIG. 1.5

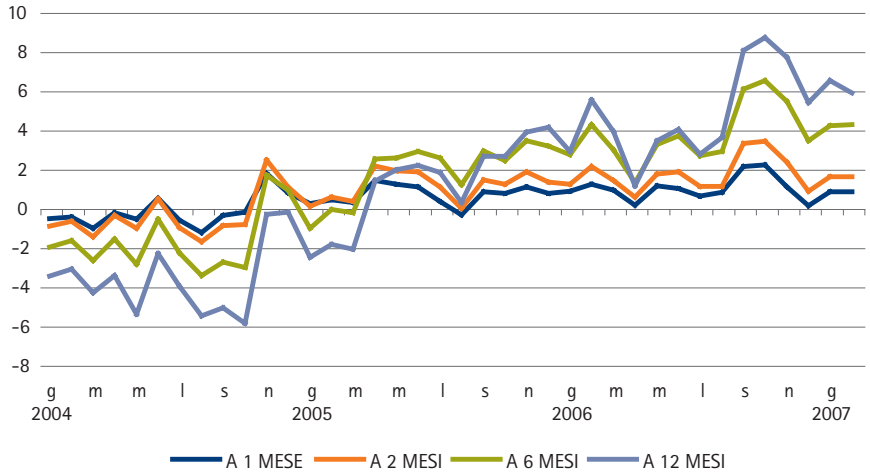
Scorte OCSE di greggio e raffinati, capacità inutilizzata OPEC e prezzo del Brent nel periodo 2000-2006



Fonte: AIE, *Monthly Oil Survey* e *Oil Market Report*, vari anni.

FIG. 1.6

Differenziale dei prezzi *future* del Brent rispetto ai prezzi *spot*



Fonte: Platt's, *Oilgram Price Report*.

tanto che la capacità inutilizzata non aumenti di nuovo ad almeno il 7-8% del fabbisogno mondiale.

L'aumento della capacità inutilizzata dell'OPEC, da meno di 3 a oltre 4 milioni di barili/giorno nel corso del 2006, è dovuto in buona parte al forte incremento della produzione dei paesi OCSE e dei paesi non OCSE, mentre non è previsto che importanti aggiunte alla capacità produttiva dei paesi OPEC possano materializzarsi nel prossimo anno. Pare inoltre difficile che i paesi OCSE possano mantenere i livelli di produzione raggiunti alla fine del 2006. Si sta anche affievolendo lo slancio produttivo delle principali aree di rifornimento non OCSE, seppure contributi consistenti sono attesi da alcuni paesi africani e dai paesi dell'ex URSS. Tra questi ultimi l'entrata in funzione dell'oleodotto Baku-Ceyhan nel mese di maggio 2006 promette in prospet-

tiva un allentamento della tensione sui mercati, ma la capacità di regime di 1,5 milioni di barili/giorno difficilmente verrà raggiunta prima del 2009.
Più difficile la valutazione sul lato del fabbisogno. Il Fondo monetario internazionale prevede un leggero calo nella crescita dell'economia mondiale, più significativo nei paesi OCSE e relativamente contenuto nei paesi in via di sviluppo. Le più recenti indicazioni dell'AIE (Agenzia internazionale per l'energia) sono per un aumento del fabbisogno di petrolio dell'ordine di 1,5 milioni di barili/giorno come media annua del 2007 ma con un massimo che potrebbe raggiungere 87,5 milioni di barili/giorno nell'ultimo trimestre dell'anno. Confrontando l'incremento dal lato della domanda e dell'offerta, si può ritenere che aumenterà di nuovo il *call on* OPEC per i quantitativi mancanti, con un calo nella capacità inutilizzata a livelli prossimi a 3 milioni di barili/giorno. Pertanto le condizioni di esposizione del sistema mondiale a una continua volatilità dei prezzi del greggio a livelli comunque sostenuti non sembrano significativamente migliorate.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2006 il mercato internazionale del gas naturale è ritornato a una relativa normalità rispetto al 2005, caratterizzato dagli effetti di turbamenti meteorologici, da tensioni geopolitiche e da un inizio di inverno particolarmente rigido in tutto l'emisfero settentrionale (Tav. 1.1). Nell'area nordamericana i fatti più salienti per la domanda e offerta riguardano il ripristino della funzionalità dei giacimenti e degli stoccaggi del Golfo del Messico dopo le devastazioni dell'uragano Katrina nell'estate del 2005, le avversità climatiche dei primi mesi del 2006 e il ritorno a prezzi più contenuti nel corso dell'anno. Nell'area europea, dove è accelerato l'aumento della dipendenza dalle importazioni (dal 39% al 45% tra il 2004 e il 2006), hanno avuto un'influenza determinante i ritardi nella realizzazione delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio in particolare in Italia e (ma in misura ben minore) le restrizioni negli approvvigionamenti di gas russo nei primi mesi del 2006. L'allarme generatosi nei primi mesi dell'anno e le condizioni climatiche favorevoli negli ultimi mesi hanno determinato un notevole aumento delle scorte. Infine, niente di nuovo nell'area del Pacifico, dove il forte aumento della domanda e delle importazioni nel corso del 2006 riflettono principalmente la ripresa industriale e l'utilizzo di gas naturale nella generazione elettrica per il fermo di alcuni impianti nucleari.
Nonostante il rapido aumento dei fabbisogni nelle aree in via di sviluppo e la ripresa dei consumi nei paesi dell'ex URSS, i paesi dell'OCSE rappresentano tutt'ora oltre il 50% dei consumi globali. Tuttavia, agli attuali tassi di crescita della domanda nelle varie aree del mondo, l'incidenza dell'OCSE sui consumi globali non potrà che continuare a scendere a valori prossimi a 40% già nell'orizzonte di un decennio (Tav. 1.2). In questo quadro assai dinamico si sovrappone un crescente commercio internazionale su lunghe distanze caratterizzato dalla prepotente avanzata del GNL il cui contributo al trasporto mondiale ha superato il 27% negli ultimi anni. Ciò nonostante, il mercato internazionale è rimasto essenzialmente segmentato in aree regionali distinte dalla forma prevalente di approvvigionamento (produzione domestica, *import* via tubo o via GNL), dalla forma di mercato e dalle politiche di formazione del prezzo.
Nella maggior parte dei paesi non OCSE dominano forme di mercato e politiche sociali con prezzi artificialmente bassi sostenuti dalla finanza pubblica nei paesi produttori e dalle esportazioni verso i paesi OCSE. Negli ultimi anni è comunque evidente un crescente allineamento dei prezzi all'esportazione anche verso paesi non OCSE su parametri internazionali che riflettono i mercati regionali di riferimento, per esempio: il mercato europeo per le esportazioni di gas russo alle ex Repubbliche sovietiche; il mercato del Nord America per le esportazioni di gas boliviano al Brasile e ad altri paesi dell'America Latina.

TAV. 1.1

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE 2004-2006

G(m³)

	2004	2005	2006
OCSE Nord America			
Produzione	754	745	763
Importazioni nette	10	10	7
Variazione scorte	–2	–9	–6
Consumo(A)	766	764	776
OCSE Europa			
Produzione	326	315	308
Importazioni nette	210	231	241
Variazione scorte	3	–1	10
Consumo(A)	533	547	539
OCSE Pacifico			
Produzione	42	44	46
Importazioni nette	96	95	105
Variazione scorte	1	–1	2
Consumo(A)	138	140	149
Totale OCSE			
Produzione	1.122	1.104	1.117
Importazioni nette	316	336	353
Variazione scorte	1	–10	6
Consumo(A)	1.436	1.451	1.464

(A) Il consumo esclude le differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Monthly Natural Gas Survey*.

TAV. 1.2

Consumo di gas naturale nelle principali aree mondiali 2000-2005

G(m³)

	2000	2005	VAR. % 2000-2005
OCSE Nord America	798	764	–0,9
OCSE Europa	468	547	3,2
OCSE Pacifico	123	140	2,6
Totale OCSE	**1.389**	**1.451**	**0,9**
America Latina	97	127	5,6
Asia Pacifico	176	270	8,9
Medio Oriente	191	257	6,2
Africa	57	73	5,2
Totale paesi in via di sviluppo	**520**	**727**	**6,9**
Paesi ex URSS	567	610	1,5
MONDO	**2.476**	**2.788**	**2,4**

Fonte: AIE, *Natural Gas Information 2006*.

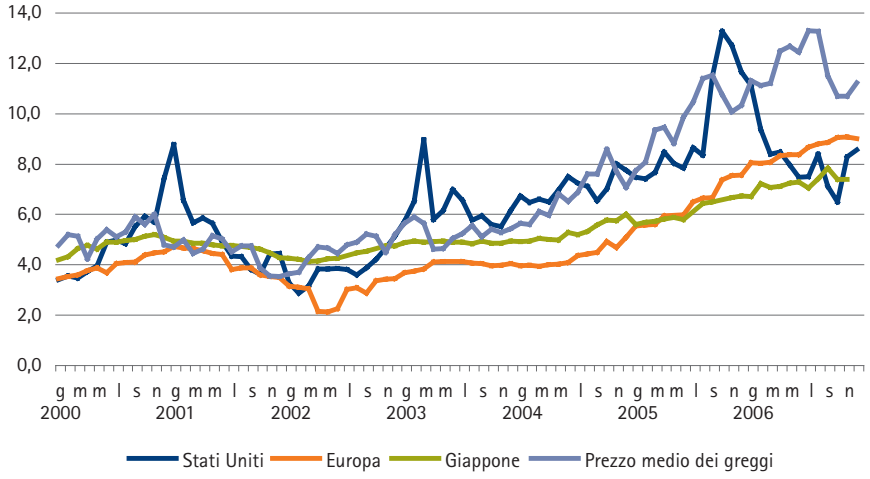
Le dinamiche dei prezzi nei mercati *leader* rappresentati dalle tre aree OCSE riflettono l'andamento di lungo periodo del prezzo del greggio ma in modo assai diverso in funzione della struttura del mercato e della dipendenza dalle importazioni (Fig. 1.7).

Un sostanziale allineamento è inevitabile nel caso del Giappone, paese quasi interamente dipendente da approvvigionamenti di GNL, per via delle formule di prezzo basate sul *netback* rispetto alle fonti petrolifere sostitutive. L'*escalation* del prezzo del greggio negli ultimi anni si è tuttavia riflessa in modo relativamente attenuato per via della forte componente del trasporto marittimo nel prezzo del GNL all'importazione. Il mercato del gas giapponese è ancora nelle prime fasi di

FIG. 1.7

Prezzo medio mensile del gas all'ingrosso nelle principali aree OCSE

$/Mbtu



Fonte: Stati Uniti (*Henry Hub*): *Energy Information Administration*; Giappone (prezzo *cif* del GNL): AIE, *Natural Gas Information*; Europa (prezzi alla frontiera): *World Gas Intelligence*; prezzo medio dei greggi (Brent, West Texas Intermediate, Bonny Light, Ural Medium, Iran Heavy): Platt's, *Oilgram Price Report*.

liberalizzazione e il Giappone non dispone attualmente di una borsa del gas. Pertanto, la variazione del prezzo riportato nella figura non risente dell'equilibrio stagionale tra domanda e offerta.

Gli Stati Uniti dipendono dalle importazioni per meno del 20% degli approvvigionamenti. Il mercato è completamente liberalizzato e i prezzi all'ingrosso si formano in funzione della domanda e dell'offerta nelle circa 40 borse del gas, localizzate nei principali punti di scambio distribuiti sul territorio del paese. Sia i prezzi all'ingrosso sia i prezzi a bocca di pozzo riflettono il prezzo all'*Henry Hub*, la maggiore di queste borse, con un coefficiente di correlazione che supera il 95%. Risente del prezzo all'*Henry Hub* anche il gas naturale importato via tubo dal Canada; molto meno le importazioni via GNL, basate per lo più su contratti di lungo termine, ma il GNL contribuisce meno del 3% al fabbisogno totale. I prezzi che si formano negli *hub* hanno un andamento stagionale marcato ma l'apice raggiunto nei cinque mesi tra settembre 2005 e gennaio 2006, con prezzi superiori del 50% ai precedenti periodi invernali, riflette soprattutto i problemi di approvvigionamento causati dalla distruzione degli impianti produttivi nel Golfo del Messico. Anche se i prezzi del gas sono solo in minima parte agganciati alle quotazioni del greggio, una parziale correlazione esiste sia sul lato della domanda (sostituibilità tra gas naturale e derivati del petrolio presso molti grandi utenti industriali) sia dell'offerta (arbitraggio tra produzione di petrolio e di gas presso molti produttori).

L'Europa si trova con un mercato parzialmente liberalizzato, ma ancora molto segmentato su linee nazionali. Le importazioni coprono oltre il 60% del fabbisogno e sono per la maggior parte basate su contratti di lungo termine indicizzati sul prezzo dei prodotti petroliferi sostitutivi e del carbone. La produzione interna si allinea ai prezzi alla frontiera del gas importato. Diversamente dal Giappone, le importazioni di GNL rappresentano oggi poco più del 10% delle importazioni totali e notoriamente il prezzo del gas importato via tubo è più sensibile del prezzo del GNL all'andamento delle quotazioni del greggio, per via della minore incidenza del costo del trasporto. Le borse europee del gas sono molto sensibili all'equilibrio stagionale tra domanda e offerta, con escursioni più forti di quelle rilevabili nelle borse americane per via della minore liquidità (Fig. 1.8). I prezzi particolarmente elevati raggiunti nell'inverno 2005-2006, significativamente maggiori di quelli americani, sono stati tuttavia amplificati dallo svuotamento degli stoccaggi nel Regno Unito verso la fine dell'inverno insolitamente freddo. Le borse europee del gas sono ancora scarsamente significative per il mercato nel suo complesso e non influenzano in modo rilevabile il prezzo medio riportato nella figura 1.7, che riflette essenzialmente l'andamento del prezzo del petrolio ed è praticamente insensibile a fenomeni di breve termine.

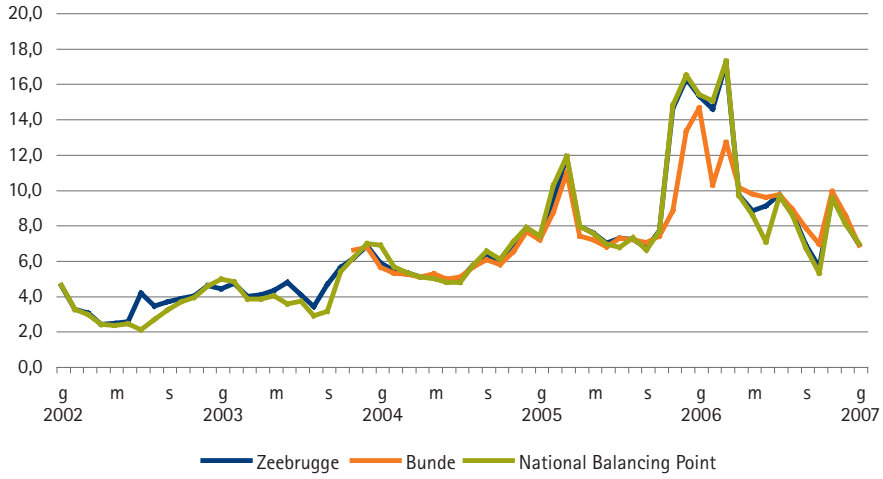


FIG. 1.8

Prezzo medio mensile nelle borse europee del gas

$/Mbtu

Fonte: Bloomberg, Prezzi del giorno prima.

Mercato internazionale del carbone

L'andamento del mercato internazionale del carbone ha continuato anche nel 2006 a risentire del forte incremento dei fabbisogni dei paesi in via di sviluppo dell'area asiatica, che, soprattutto nel 2003-2004, ha colto gli operatori impreparati. Quasi il 90% dell'aumento di 850 milioni di tonnellate equivalenti di carbone dei consumi mondiali di carbone nel periodo 2000-2005 ha avuto luogo in quest'area del mondo, e di questo oltre l'80% nella sola Cina (Tav. 1.3). È stato tuttavia significativo l'incremento dei fabbisogni nell'area OCSE Pacifico. In questi anni i consumi mondiali di carbone sono aumentati molto più velocemente dei consumi delle altre fonti fossili, con un tasso di crescita medio annuo del 4,4%, rispetto al 2,5% del gas naturale e all'1,6% del petrolio (Fig. 1.9).

La Cina è riuscita a coprire buona parte dell'incremento dei propri fabbisogni con produzione autonoma ma ha dovuto parallelamente ridurre le esportazioni. L'aumento della domanda sul mercato internazionale, dovuto anche alla forte crescita dei fabbisogni di alcuni tra i principali paesi importatori (Giappone, Corea del Sud, Taiwan), ha rapidamente esaurito la capacità inutilizzata nelle miniere australiane e del Sud Africa, provocando un aumento generalizzato dei prezzi.

Inoltre, tra il 2001 e il 2003 da esportatori gli Stati Uniti sono divenuti importatori netti, aumentando il passivo di circa 40 milioni di tonnellate equivalenti di carbone. Hanno contribuito a colmare il deficit le esportazioni di carbone russo, colombiano e vietnamita, ma soprattutto indonesiano. Le esportazioni di questo carbone sono praticamente raddoppiate nel periodo 2000-2005, contribuendo a calmierare il mercato nel 2005 per via del prezzo *fob* mediamente inferiore a parità di contenuto calorico (Fig. 1.10).

La discesa dei prezzi iniziata nell'estate del 2004 e proseguita lungo tutto il 2005 è attribuibile all'aumento della capacità produttiva soprattutto di carbone australiano, indonesiano e russo, ma anche cinese che ha ripreso ad alimentare il commercio internazionale in modo significativo (Fig. 1.11). I prezzi *cif* Nord Europa sono diminuiti da valori prossimi a 70 $/t nel gennaio 2005 a poco più di 50 $/t alla fine dell'anno. Il calo è stato interrotto brusca-

TAV. 1.3

Consumi mondiali di carbone 1990-2005

Mtep (contenuto calorico 6.700 Kcal/Kg)

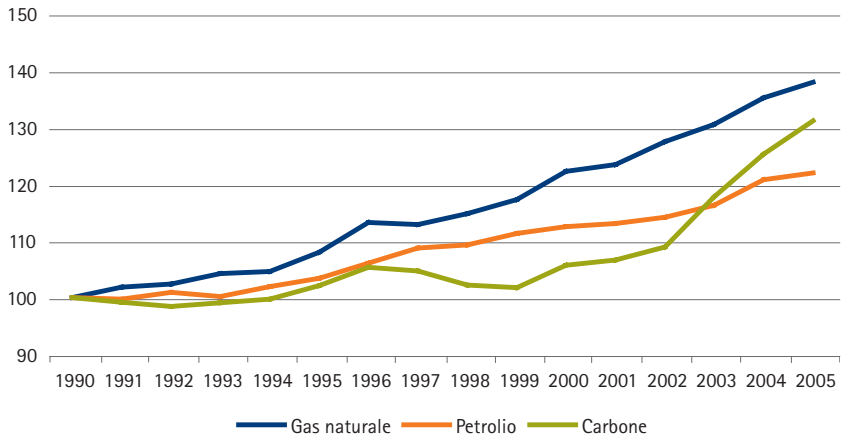
	1990	1995	2000	2005
Paesi sviluppati	**1.664**	**1.589**	**1.684**	**1.759**
Nord America	763	798	899	913
Europa	693	556	498	500
Pacifico	208	235	287	346
Paesi in via di sviluppo	**1.227**	**1.548**	**1.606**	**2.373**
America Latina	31	35	40	41
Asia Pacifico	1.047	1.351	1.383	2.129
di cui: *Cina*	*804*	*1.051*	*1.008*	*1.635*
India	*162*	*214*	*254*	*320*
Medio Oriente	30	35	49	53
Africa	119	128	134	151
Paesi ex URSS	**462**	**289**	**255**	**268**
MONDO	**3.354**	**3.426**	**3.545**	**4.399**

Fonte: BP, *Review of World Energy 2006.*

FIG. 1.9

Consumo mondiale di fonti fossili

Numeri indice 1990 = 100

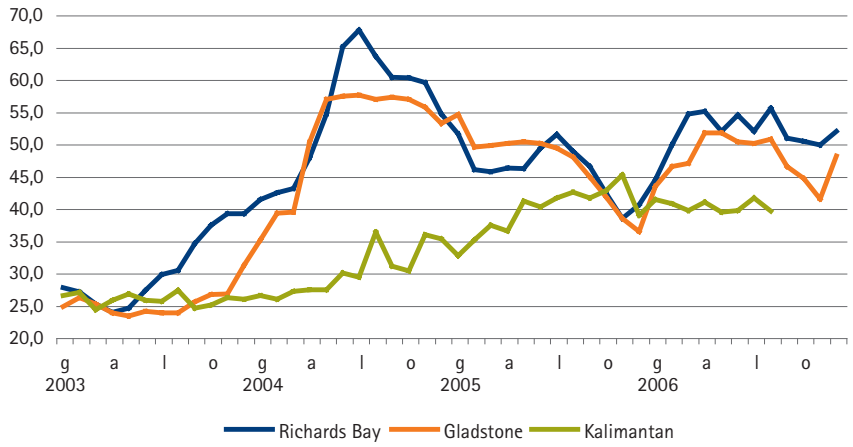


Fonte: BP, *Review of World Energy 2006.*

FIG. 1.10

Prezzi *fob* dei principali carboni nel commercio internazionale

$/t con contenuto calorico pari a 6.000 Kcal/Kg



Fonte: Platt's, *International Coal Report.*

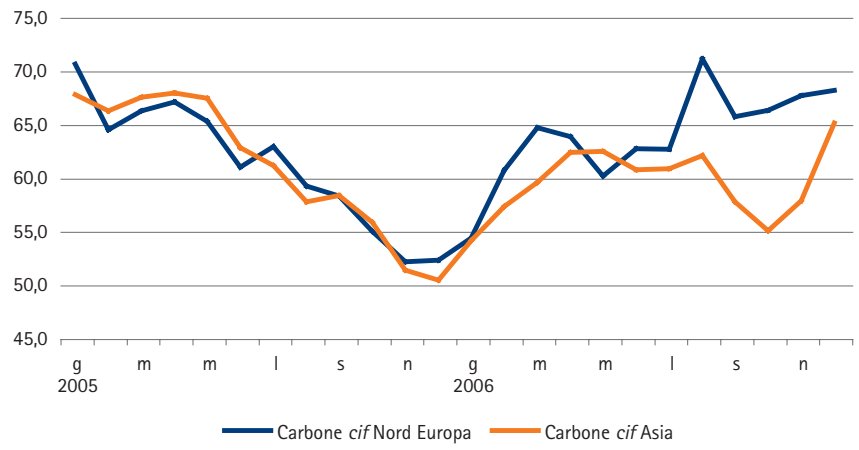


FIG. 1.11

Prezzo *cif* del carbone nei principali mercati di importazione

$/t con contenuto calorico pari a 6.000 Kcal/Kg

Fonte: Platt's, *International Coal Report*.

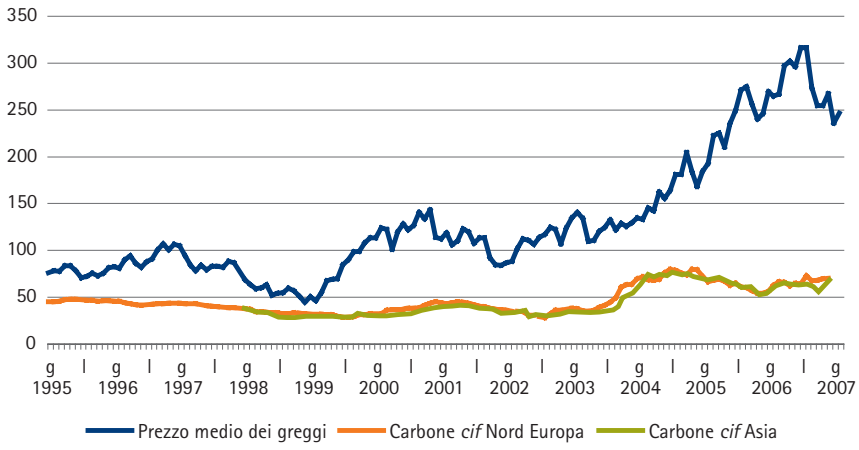


FIG. 1.12

Prezzi comparati del greggio e del carbone nei principali mercati di importazione

$/t con contenuto calorico pari a 6.000 Kcal/Kg

Fonte: Platt's, *International Coal Report*.

mente nei primi mesi del 2006 quando il prezzo ha ripreso a salire verso valori superiori a 60 $/t, comportamento forse attribuibile all'inverno rigido e alla percezione presso la maggior parte degli operatori elettrici di possibili difficoltà di approvvigionamento di gas naturale dalla Russia. Il mantenimento di prezzi elevati nei mesi successivi è in parte dovuto al forte aumento dei noli su tutte le principali rotte marittime. Tuttavia, la domanda dei paesi importatori non è aumentata in modo significativo e il ritorno anche dei prezzi *fob* a valori simili a quelli dei primi mesi del 2005 è difficile da spiegare se non in base a comportamenti speculativi. Nella prima metà del 2006 i prezzi *cif* Asia hanno avuto un comportamento non dissimile a quelli *cif* Nord Europa, divaricandosi notevolmente nella seconda metà dell'anno, quando hanno evidenziato un forte calo anche se di breve durata.

Sia sui mercati europei sia su quelli asiatici il carbone rimane di gran lunga la fonte più conveniente con il notevole vantaggio che, diversamente dal gas naturale, i prezzi sono essenzialmente slegati da quelli del greggio (Fig. 1.12). Tra il 2001 e il 2006 il rapporto dei prezzi a parità di contenuto calorico è variato tra un minimo di 19% e un massimo di 53% nel febbraio del 2004.

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti europei

Negli ultimi anni la Commissione europea ha sottolineato con crescente inquietudine le tre grandi sfide che hanno implicazioni parallele nel campo dell'energia:

- la sicurezza degli approvvigionamenti di energia;
- la competitività dei prodotti e dei servizi sui mercati internazionali;
- la sostenibilità ambientale delle scelte energetiche.

Le sfide trascendono le frontiere dei paesi membri e si intersecano in modo crescente con le politiche europee verso il Medio Oriente e il Nord Africa, le relazioni dell'Europa con la Russia, la Cina e altri grandi paesi.

La sicurezza degli approvvigionamenti riguarda sia il petrolio sia il gas naturale e ha risvolti geopolitici ma soprattutto economici e tecnici. La sicurezza della domanda per i paesi esportatori è infatti di importanza paragonabile alla sicurezza dell'offerta per i paesi importatori ed eventuali interruzioni dei flussi di energia hanno riflessi deleteri sia sui paesi esportatori sia sui paesi importatori. Viceversa vi sono dubbi sulla capacità delle imprese generalmente statali dei paesi produttori di garantire la disponibilità degli idrocarburi di cui l'economia mondiale ha sempre più bisogno per lo sviluppo.

L'Europa non può fare affidamento su crescenti importazioni di gas e di petrolio dalla Russia nei prossimi due decenni in mancanza di una radicale riforma del mercato interno e dell'economia russa. La Russia si oppone apertamente alla liberalizzazione del suo mercato energetico e verso l'esterno ha dichiarato di non avere alcuna intenzione di ratificare il protocollo di transito della Carta dell'energia. Inoltre, negli ultimi due anni ha dimostrato in alcune circostanze la sua intenzione di usare l'energia come strumento politico, aumentando il controllo dello stato sulle industrie energetiche. Allo stesso tempo sta estendendo il suo controllo sui flussi di gas mediante l'acquisizione di importanti partecipazioni (talvolta di controllo) nei metanodotti di trasporto internazionali e sta entrando direttamente in tutti i principali mercati europei.

La Commissione europea ha riconosciuto che la migliore strategia per questo tipo di comportamento è quella di rafforzare il mercato interno dell'energia potenziando adeguatamente le reti di trasporto transfrontaliero di elettricità e di gas e lo stoccaggio di gas, consolidando il regime concorrenziale in modo da impedire la manipolazione dei prezzi da parte di imprese verticalmente integrate. Infatti, le imprese russe che operano in Europa dovranno adattarsi come tutte le altre imprese alle regole di un mercato unico liberalizzato e competitivo.

Analogamente, i paesi produttori OPEC hanno enormi problemi a effettuare adeguati investimenti per lo sviluppo delle loro risorse di idrocarburi, nonostante il basso costo relativamente ad altre aree del mondo. Per la maggior parte di questi paesi il forte aumento dei prezzi del petrolio negli ultimi anni e il conseguente incremento dei ricavi è solo servito ad alleviare le ristrettezze della finanza pubblica e a raggiungere obiettivi minimi di sviluppo economico e sociale delle popolazioni. Solo una minima parte delle risorse finanziarie è stata allocata al mantenimento e allo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas.

I paesi OPEC osservano che i paesi consumatori ottengono introiti dalla tassazione dei prodotti petroliferi che sono superiori ai ricavi che derivano dall'esportazione di petrolio dei paesi OPEC. Nel periodo 2000-2006 i rispettivi introiti ammonterebbero a 2,9 migliaia di miliardi di dollari per i paesi del G7 contro 2,3 migliaia di miliardi per i paesi OPEC. Il drammatico calo della capacità produttiva inutilizzata dei paesi OPEC avvenuto nel corso degli ultimi due decenni sarebbe attribuibile al basso prezzo del petrolio che non ha incentivato gli investimenti e, dato il forte tasso di crescita demografica, ha portato nel tempo a un impoverimento delle popolazioni. Nel 2006, dopo diversi anni di prezzi sostenuti del petrolio, il reddito medio per abitante nella maggior parte dei paesi OPEC era

ancora inferiore al reddito medio nel 1980, in termini reali.

Secondo l'OPEC le politiche energetiche dei paesi importatori, tese a ridurre i consumi di petrolio attraverso la promozione dell'efficienza e del risparmio energetico, una maggiore tassazione dell'uso dei derivati del petrolio e lo sviluppo delle fonti rinnovabili e del nucleare, scoraggiano gli investimenti in capacità produttiva, aggravando le tensioni sull'equilibrio tra domanda e offerta. D'altra parte, il fabbisogno di petrolio è destinato ad aumentare nel futuro indipendentemente dalle politiche energetiche dei paesi industriali ed è sempre più frenetica l'attività dei maggiori paesi in via di sviluppo per assicurarsi le risorse di idrocarburi di cui hanno bisogno per il loro sviluppo. Le più recenti previsioni dell'AIE[2] indicano un aumento del 21% nel fabbisogno mondiale di petrolio nel 2015 rispetto al 2004. Ma i paesi OPEC, che dovranno farsi carico della maggior parte di questo aumento, non sembrano avere ancora avviato gli investimenti necessari in modo convinto, considerando anche il breve tempo disponibile.

Di fronte a queste problematiche il Consiglio europeo ha adottato nella riunione dell'8 e 9 marzo 2007 il Piano d'azione per l'energia 2007-2009 (per maggiori dettagli sul Piano d'azione si rinvia al Capitolo 1 del secondo volume), nel quale si prefigge di attuare una "politica integrata per l'energia e il cambiamento climatico" con l'obiettivo di raggiungere entro l'anno 2020:

- il risparmio dei consumi energetici dell'Unione europea del 20% rispetto alle proiezioni, contenute nel recente *Libro verde sull'efficienza energetica della Commissione europea*;
- una quota del 20% di energie rinnovabili sul totale dei consumi energetici dell'Unione europea, con un contributo minimo del 10% di biocarburanti al consumo di benzina e gasolio per autotrazione in ciascuno dei paesi membri;
- la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 20% rispetto al 1990, ovvero del 30% quale contributo a un accordo globale per il periodo successivo al 2012, a condizione che altri paesi sviluppati si impegnino ad analoghe riduzioni delle emissioni e i paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati si impegnino a contribuire adeguatamente, sulla base delle loro responsabilità e rispettive capacità.

Il Piano di azione ridurrebbe le emissioni di gas serra dell'Unione europea di oltre il 20% rispetto ai valori del 1990. Il calo di circa 1.400 milioni di tonnellate equivalenti di CO_2 rappresenta il 16% circa dell'aumento delle emissioni mondiali nel periodo 2005-2020, una quota significativa ma che non impedisce un aumento complessivo delle emissioni del 28% a livello mondiale (anziché del 33% in mancanza del Piano di azione). A tale riguardo non va sottovalutata la capacità di aumento delle emissioni di gas serra dei paesi in via di sviluppo, considerando che nel quinquennio 2000-2005 la sola area asiatica (essenzialmente Cina e India) ha aumentato le sue emissioni di 590 milioni di tonnellate equivalenti di CO_2, ovvero di quasi il doppio della riduzione dell'8% delle emissioni dell'Unione europea (–25% nel 1990) e oltre il 75% della riduzione prevista dal Piano di azione europeo per il 2020[3].

2 Si veda: AIE, *World Energy Outlook* 2006.

3 Se si escludono i dieci paesi di accessione entrati nell'Unione europea nel 2004 l'aumento delle emissioni dell'area asiatica nel periodo 2000-2005 corrisponde a 2,3 volte la riduzione prevista dal Protocollo di Kyoto.

TAV. 1.4

Fabbisogno mondiale di energia primaria ed emissioni di gas serra dalla combustione di fonti fossili 2005-2020

	CONSUMO DI ENERGIA PRIMARIA (Gtep)							EMISSIONE GAS SERRA ($Gt\ CO_2$)
	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	TOTALE FOSSILI	NUCLEARE	RINNOVABILI	TOTALE	
ANNO 2005								
Paesi sviluppati	**1,1**	**2,1**	**1,2**	**4,5**	**0,6**	**0,3**	**5,4**	**12,6**
OCSE Nord America	0,6	1,1	0,6	2,3	0,2	0,2	2,7	6,5
OCSE Europa	0,3	0,7	0,5	1,4	0,3	0,1	1,8	4,0
OCSE Pacifico	0,2	0,4	0,1	0,7	0,1	0,0	0,9	2,1
Paesi in via di sviluppo	**1,6**	**1,3**	**0,6**	**3,5**	**0,0**	**1,1**	**4,6**	**10,3**
Asia	1,4	0,7	0,2	2,3	0,0	0,7	3,0	7,4
di cui:								
Cina	*1,1*	*0,3*	*0,1*	*1,5*	0,0	0,3	1,7	*4,8*
India	*0,2*	*0,1*	*0,0*	*0,3*	0,0	0,2	0,6	*1,1*
America Latina	0,0	0,2	0,1	0,3	0,0	0,1	0,5	0,9
Medio Oriente	0,0	0,3	0,2	0,5	0,0	0,0	0,5	1,2
Africa	0,1	0,1	0,1	0,3	0,0	0,3	0,6	0,8
Paesi in transizione	**0,2**	**0,2**	**0,5**	**1,0**	0,1	0,0	1,1	**2,6**
Bunkeraggi internazionali	**0,0**	**0,2**	**0,0**	**0,2**	0,0	0,0	0,2	**0,4**
Totale Mondo	**2,9**	**3,8**	**2,4**	**9,1**	**0,7**	**1,5**	**11,3**	**25,9**
UE – 25	**0,3**	**0,7**	**0,4**	**1,4**	**0,3**	**0,1**	**1,8**	**3,8**
ANNO 2020								
Paesi sviluppati	**1,3**	**2,5**	**1,5**	**5,2**	**0,6**	**0,5**	**6,4**	**14,6**
OCSE Nord America	0,7	1,3	0,8	2,8	0,3	0,3	3,3	7,8
OCSE Europa	0,3	0,7	0,6	1,6	0,2	0,2	2,1	4,5
OCSE Pacifico	0,2	0,4	0,2	0,8	0,2	0,1	1,1	2,4
Paesi in via di sviluppo	**2,4**	**2,0**	**1,1**	**5,5**	**0,1**	**1,4**	**7,0**	**16,4**
Asia	2,2	1,2	0,4	3,8	0,1	0,8	4,7	11,9
di cui:								
Cina	*1,7*	*0,6*	*0,1*	*2,4*	0,0	0,3	2,7	*7,8*
India	*0,3*	*0,2*	*0,0*	*0,6*	0,0	0,3	0,9	*1,8*
America Latina	0,0	0,3	0,2	0,5	0,0	0,2	0,7	1,3
Medio Oriente	0,0	0,4	0,4	0,8	0,0	0,0	0,8	2,1
Africa	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	0,4	0,8	1,2
Paesi in transizione	**0,2**	**0,3**	**0,7**	**1,2**	0,1	0,1	1,3	**3,0**
Bunkeraggi internazionali	**0,0**	**0,2**	**0,0**	**0,2**	0,0	0,0	0,2	**0,5**
Totale Mondo	**3,9**	**5,0**	**3,2**	**12,1**	**0,8**	**2,0**	**14,9**	**34,5**
UE – 25								
– Scenario di riferimento AIE(A)	0,3	0,7	0,5	1,5	0,2	0,2	1,9	4,1
– Piano di azione UE(B)	0,2	0,5	0,3	1,0	0,2	0,3	1,5	2,8

(A) Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2006*.

(B) Elaborazione AEEG sulle previsioni del *Libro verde sull'efficienza energetica* (2005) e sul *Libro verde su una strategia europea per l'energia sicura, competitiva e sostenibile* (2006).

Domanda e offerta di energia in Italia nel 2006

Nel 2006 diversi elementi di natura contingente si sono sovrapposti alle dinamiche strutturali del sistema energetico nazionale, determinando discontinuità nelle tendenze di lungo periodo e l'apparenza di mutamenti energetici radicali che tuttavia non trovano conferma in una analisi di causa effetto più approfondita. Il quadro sinottico è riportato nella tavola 1.5; di seguito si delineano i fatti più salienti che hanno contraddistinto il settore energetico nel 2006.

Nonostante l'aumento del Prodotto interno lordo che ha contraddistinto il 2006, il consumo di energia primaria è calato di 2,2 Mtep, cioè dell'1,1% rispetto ai 197,8 Mtep del 2005. La diminuzione dei consumi è stata maggiore negli usi finali, calati del 2,1%, quasi due volte di più dei consumi primari. La maggior parte della riduzione deve attribuirsi alle condizioni climatiche molto favorevoli degli ultimi mesi del 2006 e all'elevato prezzo dell'energia correlato con l'*escalation* nel prezzo del petrolio negli ultimi anni.

Per la prima volta in oltre un decennio, il 2006 ha visto un significativo calo nei consumi di gas naturale. La diminuzione del 2,1% (da 71,2 a 69,7 Mtep) è in prevalenza attribuibile alle temperature miti verificatesi negli ultimi mesi dell'anno. I consumi finali del settore civile sono infatti scesi di 2,3 Mtep (–8,5%) e anche il calo dei consumi del settore industriale (–4,5%) riflette la minore esigenza di riscaldamento nelle unità locali produttive.

Per contro, è aumentato del 6,1% il consumo di gas naturale per la generazione elettrica, grazie all'entrata in funzione di nuovi impianti a ciclo combinato, nonostante l'obbligo di esercizio a olio combustibile degli impianti termoelettrici *dual fuel*, imposto dalle misure di emergenza del Governo nei primi mesi dell'anno al fine di contrastare lo svuotamento prematuro degli stoccaggi di gas.

Nonostante il calo nei consumi, le importazioni di gas naturale sono aumentate del 5,4%, (rispetto a una media del 7,1% nel triennio 2003-2005), con l'obiettivo prioritario di ricostituire le riserve in preparazione di una ripetizione delle condizioni climatiche difficili dell'inverno precedente e di eventuali possibili concomitanti interruzioni delle forniture. La mancata verifica di tali condizioni ha portato a un aumento delle giacenze negli stoccaggi a fine anno (surplus di 3,5 miliardi di metri cubi rispetto a un deficit di 1,1 miliardi alla fine dell'anno precedente).

Ha contribuito all'aumento delle importazioni il sempre più consistente calo nella produzione domestica di gas naturale (–9,0%) in quasi tutte le zone del paese. Anche la produzione di petrolio è calata essenzialmente in tutte le zone estrattive (–6,7%), inclusa la Val d'Agri (–3,1%) che nel 2005 aveva invece visto una crescita del 30%.

Le misure di emergenza per il gas si sono riflesse in un significativo rallentamento nella sostituzione del petrolio quale fonte energetica. La generazione elettrica da prodotti petroliferi è infatti diminuita di appena il 2,0%, rispetto a una media annua del 18,6% del precedente triennio. L'impiego di derivati del petrolio è aumentato solo nei trasporti (0,8%) e nei bunkeraggi (2,0%), calando vistosamente (–4,7%) come media dei restanti usi finali. Complessivamente il consumo interno lordo di petrolio e derivati è diminuito dell'1,1%, calo sostanzialmente inferiore alla discesa media annua del 2,3% registrata nel precedente triennio 2003-2005.

L'aumento dei consumi di carbone (+4,6%) riflette in gran parte la ripresa dai bassi livelli dell'anno precedente, attribuibile al blocco del carbonile della centrale di Brindisi Nord, disposto dalla magistratura locale. Rispetto al 2004, i consumi di carbone nella generazione elettrica sono cresciuti in modo meno vistoso ma pur sempre significativo (+0,4 Mtep), considerando che non vi sono ancora stati aumenti di capacità.

Il contributo delle fonti rinnovabili alla generazione elettrica è aumentato apprezzabilmente (+3,6% rispetto al 2005), pur rimanendo ancora notevolmente inferiore al 2004 (–7,4%). Il 2006 è stato caratterizzato sia da un fortissimo sviluppo dell'energia eolica (+ 37%), che ha portato questa fonte a contribuire per l'8,8% alla generazione complessiva da fonti rinnovabili (contro il 6,6% nel 2005 e il 4,4% nel 2004), sia da un apporto idroelettrico naturale notevolmente inferiore alla media dell'ultimo decennio (36,7

contro 41,8 TWh). Il consumo di fonti rinnovabili per la produzione di calore è calato da 1,8 a 1,7 Mtep. Complessivamente l'*input* di energia rinnovabile al sistema nazionale è aumentato da 13,5 a 13,8 Mtep, il 7,1% in termini di energia primaria.

Nel 2006 le importazioni elettriche al netto delle esportazioni sono calate di 4,4 TWh (–9%) rispetto all'anno precedente. La forte riduzione è dovuta sia alla diminuzione delle importazioni (–7,8%) sia all'aumento delle esportazioni (+44,5%) realizzato prevalentemente nel periodo dell'emergenza gas. In quel periodo i nuovi cicli combinati entrati in esercizio negli ultimi anni, pur avendo costi di generazione mediamente più alti, in determinati momenti della curva di carico e in determinate condizioni operative, sono riusciti a competere favorevolmente con gli impianti a carbone e a energia nucleare, prevalenti in altri paesi europei.

Dopo tre anni di relativa stabilità l'intensità energetica primaria e finale (Fig. 1.13) è diminuita in modo significativo (–3%). Tale calo risulta solo marginalmente da azioni di risparmio o da un generalizzato miglioramento dell'efficienza energetica del sistema. Il contributo dei cicli combinati al miglioramento del rendimento si è sentito prevalentemente nel 2005, quando l'*input* energetico medio nella generazione ha raggiunto 2.018 kcal/kWh da 2.125 kcal/kWh dell'anno precedente (–5,2%). La maggior parte del calo nell'intensità primaria (il 65% circa) riflette il clima eccezionalmente mite. L'evoluzione di lungo termine sembra essersi assestata verso un valore asintotico leggermente superiore a 85, fatto 100 il valore dell'intensità energetica nel 1980.

Per contro la crescita dell'intensità elettrica del paese non sembra mostrare un significativo rallentamento rispetto agli anni storici. Dopo un calo durato tre anni, è aumentata l'incidenza dei consumi di elettricità sui consumi finali complessivi, superando il 20%. Il sostenuto aumento dei consumi elettrici (+2,2%) in presenza di un significativo calo del fabbisogno energetico complessivo è segno dell'ancora forte potenziale di crescita di questo vettore energetico in Italia. È comunque indicativa l'importante correlazione dei consumi elettrici con le condizioni meteorologiche, evidenziata nel 2006 dai picchi di consumo nei mesi caratterizzati da temperature estreme (gennaio, marzo, luglio) e da aumenti particolarmente contenuti nei mesi con temperature relativamente miti (novembre e dicembre).

TAV. 1.5

Bilancio dell'energia in Italia

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
ANNO 2006						
1. **Produzione**	**0,63**	**9,06**	**5,77**	**13,21**	**0,00**	**28,68**
2. **Importazione**	**16,80**	**63,85**	**106,82**	**0,74**	**10,19**	**198,41**
3. **Esportazione**	**0,17**	**0,30**	**27,18**	**0,00**	**0,35**	**28,01**
4. **Variazione scorte**	**–0,11**	**2,91**	**0,68**	**0,00**	**0,00**	**3,47**
5. **Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)**	**17,37**	**69,70**	**84,74**	**13,95**	**9,84**	**195,60**
6. **Consumi e perdite del settore energetico**	**–0,52**	**–0,83**	**–6,72**	**–0,09**	**–43,87**	**–52,03**
7. **Trasformazione in energia elettrica**	**–12,09**	**–26,83**	**–9,59**	**–11,95**	**60,46**	**0,00**
8. **Totale impieghi finali (5+6+7)**	**4,77**	**42,04**	**68,43**	**1,91**	**26,42**	**143,57**
– industria	4,57	16,21	7,43	0,28	12,14	40,63
– trasporti	0,00	0,41	42,86	0,17	0,87	44,32
– usi civili	0,01	24,26	5,85	1,30	12,94	44,36
– agricoltura	0,00	0,17	2,61	0,16	0,46	3,41
– sintesi chimica	0,19	0,99	6,13	0,00	0,00	7,31
– bunkeraggi	0,00	0,00	3,55	0,00	0,00	3,55
ANNO 2005						
1. **Produzione**	**0,63**	**9,96**	**6,11**	**12,73**	**0,00**	**29,43**
2. **Importazione**	**16,57**	**60,61**	**108,37**	**0,78**	**11,06**	**197,39**
3. **Esportazione**	**0,20**	**0,33**	**28,90**	**0,00**	**0,24**	**29,67**
4. **Variazione scorte**	**–0,04**	**–0,93**	**0,34**	**0,00**	**0,00**	**–0,63**
5. **Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)**	**17,04**	**71,17**	**85,24**	**13,51**	**10,81**	**197,78**
6. **Consumi e perdite del settore energetico**	**–0,52**	**–0,84**	**–6,59**	**–0,09**	**–43,16**	**–51,19**
7. **Trasformazione in energia elettrica**	**–11,89**	**–25,28**	**–9,43**	**–11,60**	**58,21**	**0,00**
8. **Totale impieghi finali (5+6+7)**	**4,63**	**45,05**	**69,22**	**1,83**	**25,87**	**146,59**
– industria	4,43	16,97	7,50	0,27	11,90	41,06
– trasporti	0,00	0,38	42,57	0,16	0,85	43,96
– usi civili	0,01	26,53	6,63	1,25	12,65	47,06
– agricoltura	0,00	0,17	2,62	0,15	0,46	3,40
– sintesi chimica	0,19	1,00	6,49	0,00	0,00	7,68
– bunkeraggi	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00	3,42

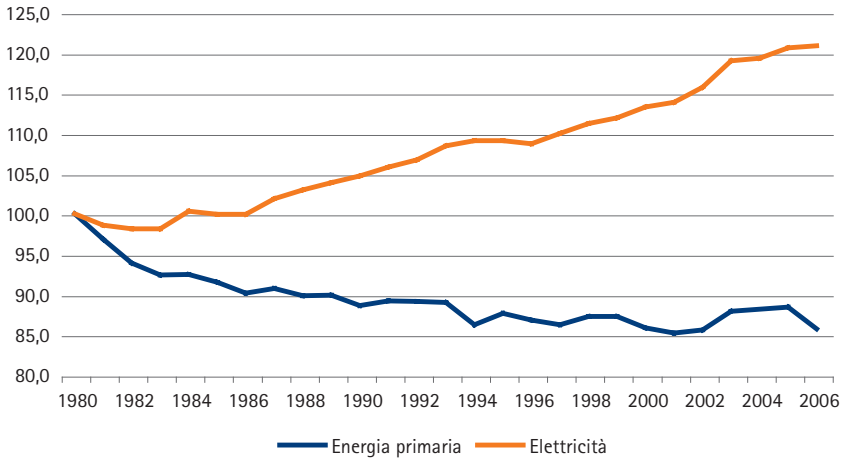
(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a *input* termoelettrico, convenzionale e costante, di 2.200 kcal/kWh.

Fonte: Ministero dell'economia e delle finanze.

FIG. 1.13

Intensità energetica del Prodotto interno lordo

Numeri indice 1980 = 100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati del Ministero dello sviluppo economico e Istat.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale distintamente per diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non incluso nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre i prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

I dati dei prezzi internazionali riportati nei paragrafi seguenti sono stati estratti dal *database* Eurostat il 7 maggio 2007 con riferimento all'energia elettrica e il 3 maggio 2007 con riferimento al gas naturale. Le statistiche includono anche i paesi entrati a far parte dell'Unione europea nell'aprile 2004 e nel gennaio 2007.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per m^3 per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con il cambio corrente (alla data della rilevazione) per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea. In alcuni casi, tuttavia, si è fatto riferimento anche ai valori calcolati a parità di potere d'ac-

quisto, in quanto questi ultimi esprimono la parità economica dei prezzi dei diversi paesi, rappresentata dal rapporto del potere d'acquisto delle diverse valute rispetto all'euro. Tale parità può divergere anche in modo significativo rispetto alla semplice parità monetaria incorporata nei tassi di cambio effettivi. In particolare, per esempio, alcuni paesi dell'Est europeo come Slovacchia, Slovenia, Romania, Ungheria e i paesi baltici sono caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica e del gas molto bassi se espressi in euro a causa del fatto che le corrispondenti valute nazionali sono in larga misura sottovalutate rispetto all'euro.

Prezzi dell'energia elettrica

Nel grafico della figura 1.14 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica da gennaio 1997 a gennaio 2007 con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.
Fino a gennaio 2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso per tutte e tre le categorie di consumo; a partire da quella data i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, con una dinamica molto accentuata a partire da luglio 2004. Tale tendenza a un forte rialzo si è verificata nello stesso periodo anche nel settore domestico, dove prima di allora i prezzi si erano mantenuti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000, mentre si è verificata con un anno di anticipo, a partire dal luglio 2003, con riferimento ai prezzi per i piccoli utenti commerciali/industriali.
Su tale dinamica ha sicuramente influito anche l'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Nel periodo luglio 2004 – luglio 2006, infatti, i prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee di Francia, Germania, Austria e Paesi Bassi hanno messo a segno incrementi superiori al 150%; più contenuti sono stati invece gli aumenti registrati dalle borse spagnola, scandinava e italiana (tra il 38 e l'85%). Nei primi mesi del 2007 i prezzi all'ingrosso nei principali mercati sono rientrati tuttavia sui livelli di luglio 2004.

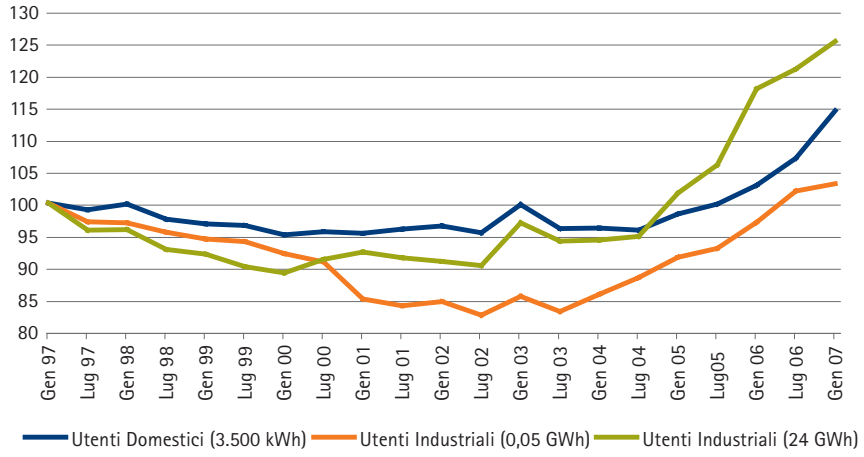
Prezzi per le utenze domestiche

Al 1° gennaio 2007 il prezzo medio europeo, al lordo delle imposte, per un consumatore domestico con consumi annui di 3.500 kWh, era pari a 15,38 c€/kWh, in aumento del 9% rispetto al livello di un anno prima. La figura 1.15 mette in evidenza l'elevata variabilità dei prezzi finali, espressi in euro, tra i paesi dell'Unione europea: l'Italia si colloca ai livelli più elevati insieme a Danimarca, Paesi Bassi, Germania e Norvegia, mentre i paesi dell'Europa Orientale registrano prezzi inferiori, anche del 50-60%, rispetto alla media europea. A parità di potere d'acquisto la variabilità dei prezzi europei tuttavia si dimezza e cambiano anche le posizioni relative: tra i prezzi più bassi si collocano quelli di Grecia, Finlandia, Francia, Regno Unito mentre tra i prezzi più alti si confermano quelli di Italia, Germania e Danimarca insieme a Slovacchia, Polonia e Malta (Tav. 1.6).
Anche sul fronte della tassazione la realtà europea si mostra estremamente variegata. Alcuni paesi, come l'Italia, i Paesi Bassi, la Norvegia e la Germania registrano prezzi netti particolarmente elevati, sempre con riferimento a un consumo medio annuo di 3.500 kWh, e sono anche caratterizzati da un livello elevato di imposizione fiscale. La Danimarca presenta il livello massimo di tassazione (55%) mentre Malta, il Regno Unito e il Portogallo si collocano sui valori più bassi d'Europa, intorno al 5%. I paesi dell'Europa Orientale presentano sia livelli di prezzo sia carichi fiscali inferiori rispetto alla media europea. Tali numeri sono tuttavia influenzati, come già ricordato, dalla dinamica dei tassi di cambio rispetto all'euro.
I dati di gennaio 2007 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema

FIG. 1.14

Andamento dei prezzi finali dell'energia elettrica in Europa

Indici dei prezzi medi ponderati[A] europei per tre tipologie di consumo (gennaio 1997 = 100)



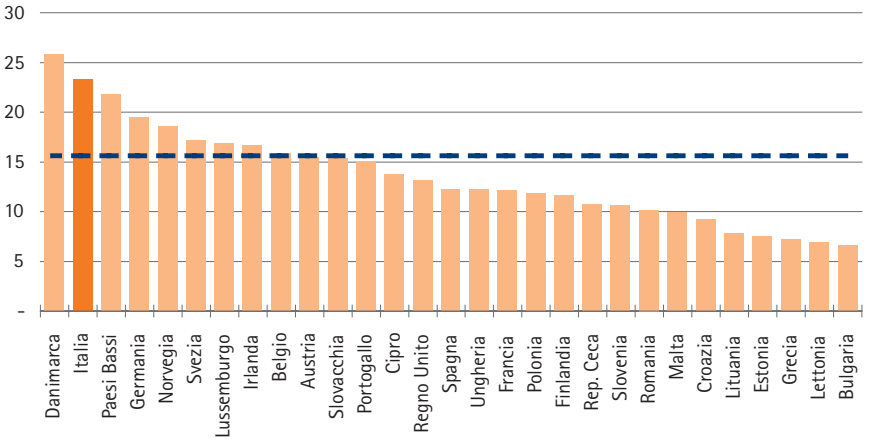
(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000 con riferimento a 16 paesi: i 15 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2004 e la Norvegia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.15

Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 3.500 kWh al 1° gennaio 2007[A], c€/kWh



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.6

Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 3.500 kWh, c€/kWh

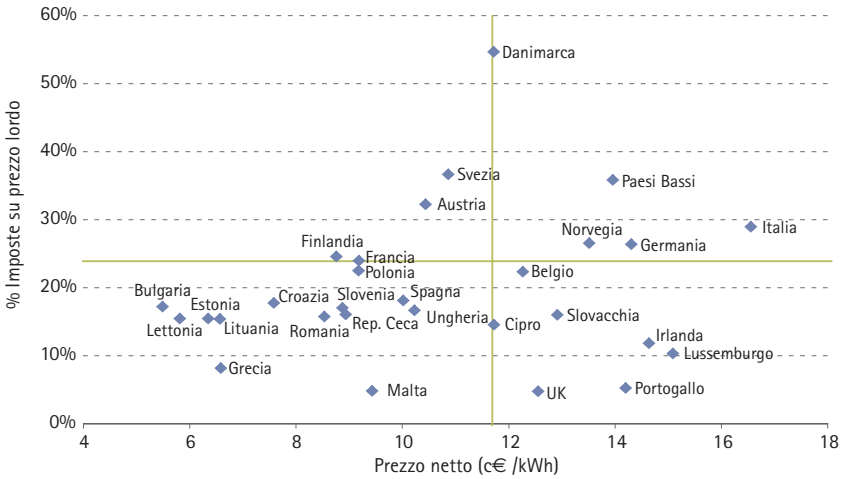
	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Slovacchia	24,31	–5,0	15,37	6,1
Italia	**21,71**	**8,1**	**23,29**	**10,5**
Polonia	20,27	–0,8	11,84	–0,5
Malta	19,34	9,9	9,87	4,0
Germania	18,24	5,1	19,49	6,4
Danimarca	18,18	6,6	25,79	9,2
Romania	17,30	–7,3	10,17	7,8
Portogallo	17,12	4,2	15,00	6,4
Rep. Ceca	17,04	2,5	10,67	8,3
Bulgaria	16,66	–3,4	6,60	0,0
Cipro	15,28	–5,0	13,76	–3,8
Belgio	14,76	7,5	15,81	9,6
Austria	14,49	13,2	15,45	15,3
Lussemburgo	14,32	1,5	16,84	5,1
Ungheria	14,32	1,5	12,22	13,7
Slovenia	14,11	–1,7	10,64	1,4
Lituania	14,04	1,4	7,76	8,1
Paesi Bassi	13,62	1,1	21,80	4,5
Svezia	13,61	13,8	17,14	19,4
Irlanda	13,20	8,2	16,62	11,5
Spagna	12,58	3,5	12,25	6,8
Estonia	11,76	–1,8	7,50	2,6
Lettonia	11,76	–23,5	6,88	–17,0
Regno Unito	11,27	21,7	13,16	29,0
Francia	10,86	–0,4	12,11	1,4
Finlandia	9,77	6,2	11,60	7,6
Grecia	8,13	–0,5	7,20	2,7
Croazia	*13,94*	*–3,3*	*9,23*	*0,1*
Norvegia	*13,46*	*24,2*	*18,56*	*21,1*
EU 27	**14,64**	**5,5**	**15,38**	**9,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica e livello di tassazione

Utenze domestiche con consumi annui di 3.500 kWh al 1° gennaio 2007[(A)]



(A) Le linee verdi indicano, rispettivamente in verticale e in orizzontale, il prezzo medio netto ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 e il livello medio di tassazione per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi e le imposte di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori a quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra dei valori registrati dai principali paesi europei (Fig. 1.17).

Confrontando i prezzi di un consumatore domestico tipo per i principali paesi europei su un arco temporale di 16 anni è possibile osservare come non emerga ancora un chiaro *trend* di convergenza rispetto alla media europea (Fig. 1.18). Il prezzo italiano si mantiene significativamente al di sopra dei prezzi dei principali paesi europei per tutto il periodo considerato.

Prezzi per le utenze industriali

Il confronto dei prezzi per le utenze industriali al 1° gennaio 2007 (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli) evidenzia, con riferimento a un consumo annuo di 2.000 MWh, come l'Italia presenti in euro il livello di prezzo più elevato, al lordo delle imposte, tra i 27 paesi membri dell'Unione europea (Fig. 1.19). Alla stessa data il valore medio europeo si attestava sui 10,59 c€/kWh, in aumento del 9,7% rispetto al gennaio 2006 (Fig. 1.19 e Tav. 1.7).

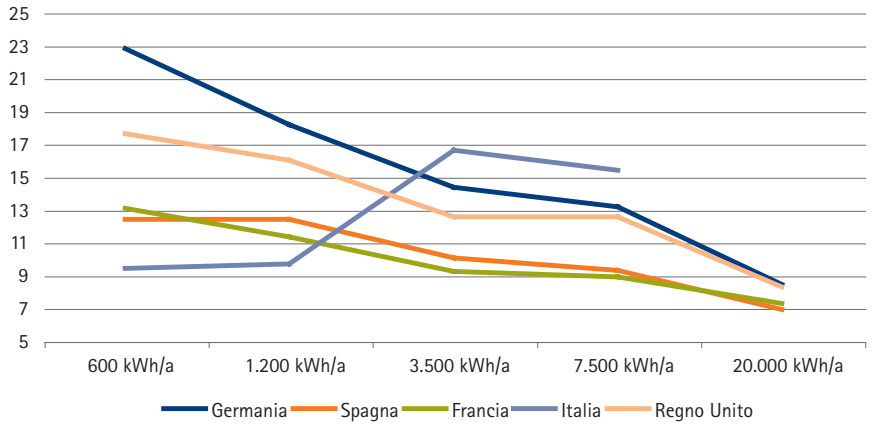
A parità di potere d'acquisto, la dispersione dei prezzi dei diversi paesi rispetto alla media ponderata europea aumenta: Slovacchia, Romania, Ungheria e Repubblica Ceca si collocano sui livelli più elevati mentre Svezia, Finlandia e Francia presentano i prezzi più bassi, inferiori di oltre il 40% rispetto alla media europea (Tav. 1.7).

Le imprese italiane pagano prezzi, al netto delle imposte, inferiori rispetto alle imprese tedesche per le tipologie con consumi più bassi e in linea o leggermente più alti per i consumi più elevati (maggiori di 2 GWh annui). Rispetto ai prezzi pagati dai consumatori industriali francesi, spagnoli e inglesi, le imprese italiane risultano invece penalizzate rispetto a tutte le tipologie di consumo (Fig. 1.20).

FIG. 1.17

Prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei

Prezzi per le utenze domestiche al netto delle imposte, 1° gennaio 2007, c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

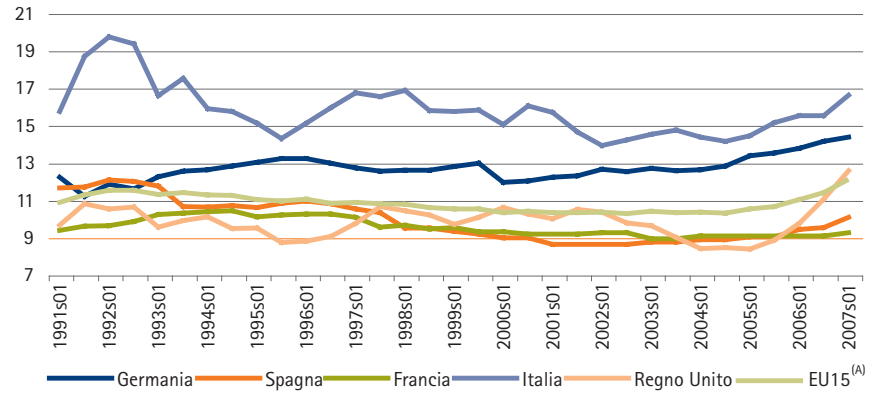


FIG. 1.18

Andamento dei prezzi finali domestici dell'energia elettrica per i principali paesi europei

Prezzi al netto delle imposte per un consumatore domestico con consumi annui di 3.500 kWh, c€/kWh

(A) L'aggregato EU15 è stato calcolato come valore medio ponderato con i consumi nazionali domestici del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

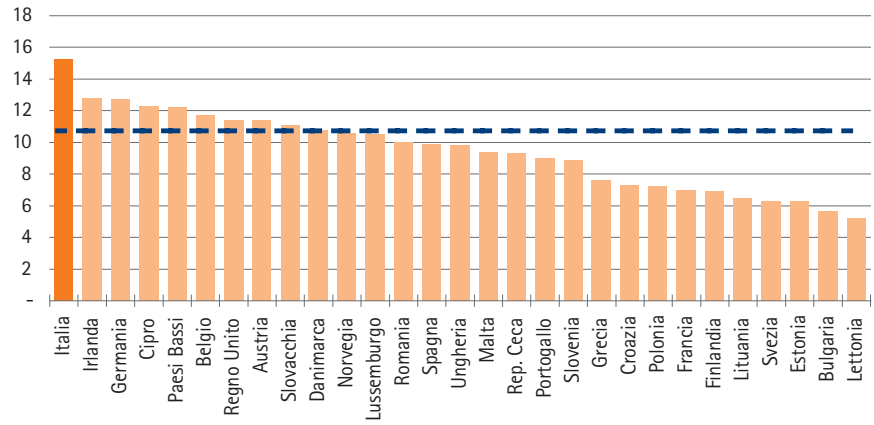


FIG. 1.19

Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.000 MWh, al 1° gennaio 2007(A), c€/kWh

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004 per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 27 paesi). Nel grafico sono rappresentati anche i prezzi di due paesi che non fanno parte dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.7

Prezzi finali dell'energia elettrica per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.000 MWh, c€/kWh

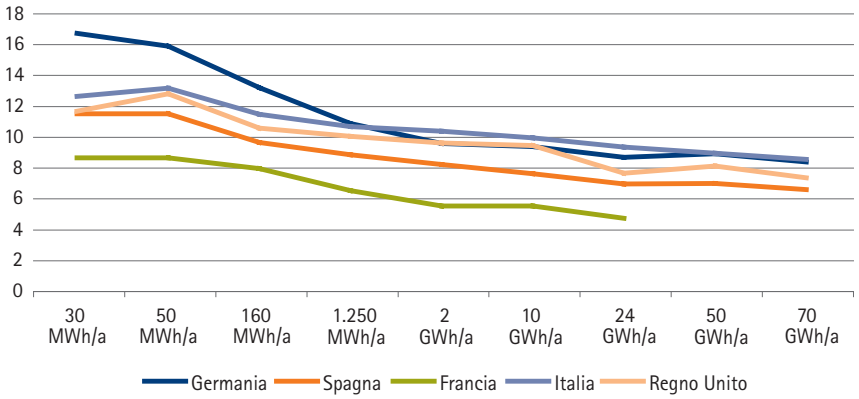
	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Slovacchia	17,57	8,1	11,11	20,8
Romania	17,05	-6,4	10,02	8,9
Ungheria	15,56	4,2	9,84	7,8
Rep. Ceca	14,86	1,2	9,30	6,9
Italia	**14,23**	**12,4**	**15,26**	**14,8**
Bulgaria	14,21	–1,5	5,62	1,8
Cipro	13,61	–7,2	12,26	–6,0
Malta	13,00	22,6	9,42	26,3
Polonia	12,38	–0,9	7,23	–0,6
Germania	11,91	9,1	12,72	10,3
Slovenia	11,80	10,3	8,90	14,0
Lituania	11,69	3,2	6,46	9,9
Paesi Bassi	11,22	5,5	12,25	7,6
Belgio	10,95	–1,9	11,73	0,1
Austria	10,72	8,5	11,43	10,4
Portogallo	10,30	3,0	9,03	5,2
Irlanda	10,14	7,9	12,77	11,2
Spagna	10,13	8,7	9,87	12,3
Estonia	9,88	0,3	6,30	4,7
Regno Unito	9,80	11,7	11,44	18,4
Lussemburgo	8,96	7,3	10,54	11,1
Lettonia	8,94	–0,1	5,23	8,5
Grecia	8,59	1,3	7,61	4,5
Danimarca	7,57	–13,1	10,74	–10,9
Francia	6,29	–0,3	7,01	1,4
Finlandia	5,80	–0,9	6,89	0,4
Svezia	5,01	1,4	6,31	6,4
Croazia	*11,07*	*–3,3*	*7,33*	*0,1*
Norvegia	*7,68*	*34,7*	*10,58*	*31,3*
EU 27	**10,50**	**6,2**	**10,59**	**9,7**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.20

Prezzi finali industriali dell'energia elettrica per i principali paesi europei

Prezzi per le utenze industriali al netto delle imposte, 1° gennaio 2007, c€/kWh

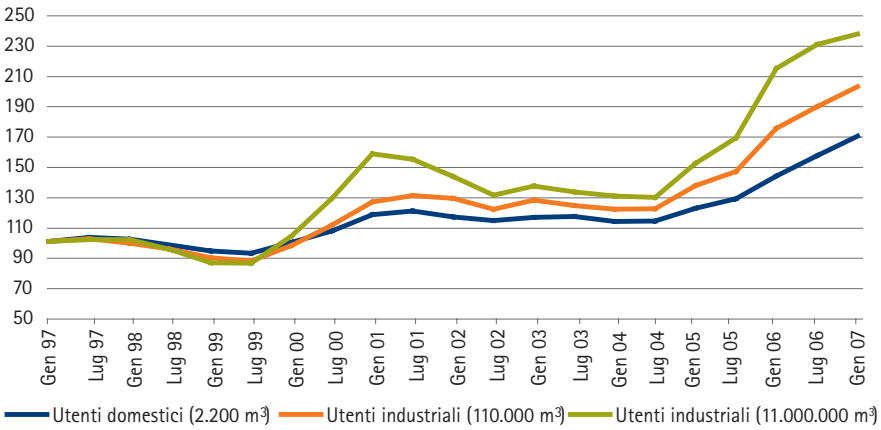


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.21

Andamento dei prezzi finali del gas in Europa

Indice dei prezzi medi ponderati[(A)] europei per tre tipologie di consumo (gennaio 1997 = 100)



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000 con riferimento a 13 paesi europei: Austria, Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Nel grafico della figura 1.21 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei del gas negli ultimi dieci anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Nel triennio 1997-1999 i prezzi medi europei del gas si sono mossi al ribasso per tutte e tre le tipologie di consumo considerate. A partire dal gennaio 2000, sulla spinta della forte crescita del prezzo del petrolio, i prezzi del gas, in particolare quelli pagati dai consumatori industriali di medie dimensioni, hanno registrato significativi aumenti, anche pari al 60% nell'arco di tre semestri. La fase di rientro avvenuta nel biennio 2001-2002 ha riportato i prezzi del gas su livelli più contenuti, ancorché superiori nel luglio 2004 di circa 20 punti percentuali per tutte e tre le categorie di consumo rispetto ai valori del gennaio 1997. Nel corso dell'anno successivo, i prezzi hanno registrato un aumento molto accentuato, particolarmente evidente per le due categorie di consumo industriale. In gennaio 2007 tutti e tre i prezzi presi come riferimento hanno raggiunto il massimo storico, con gli utenti industriali che si trovano a pagare un prezzo doppio o più che doppio rispetto a quello di inizio periodo. Nel periodo luglio 2004 – luglio 2006 i prezzi *spot* all'ingrosso in euro del gas naturale nelle principali borse europee sono aumentati di oltre il 90% mentre il prezzo del petrolio, cui direttamente o indirettamente sono indicizzati molti contratti di approvvigionamento di gas, nello stesso periodo è aumentato di circa l'86%. Nella seconda metà del 2006 sia i prezzi all'ingrosso del gas sia il prezzo del petrolio sono gradualmente diminuiti attestandosi all'inizio del 2007 su livelli superiori del 30-40% rispetto al luglio 2004.

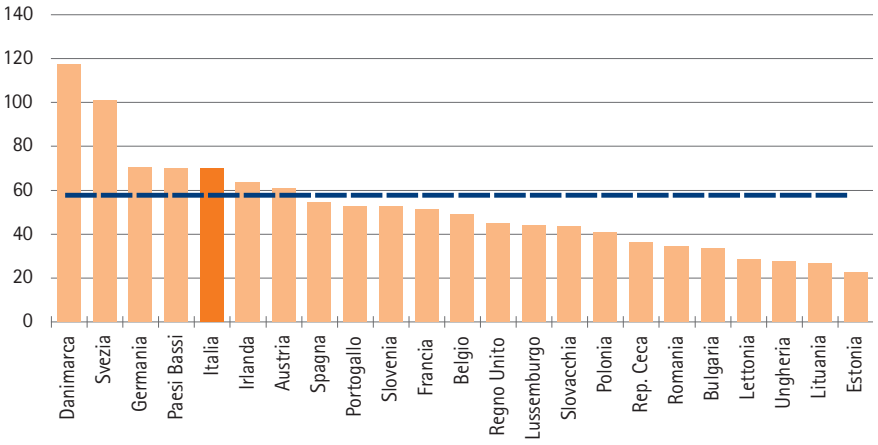
Utenze domestiche

Al 1° gennaio 2007 il prezzo medio europeo, al lordo delle imposte, per un consumatore domestico con consumi annui di 2.200 m^3 (cui è associato l'utilizzo del gas anche a fini di riscaldamento dell'abitazione), era pari a 56,84 c€/m^3, in

FIG. 1.22

Prezzi finali del gas per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.200 m³, al 1° gennaio 2007[(A)], c€/m³



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 per 23 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2007 (sono esclusi dall'aggregato europeo: Cipro, la Finlandia, la Grecia e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.8

Prezzi finali del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 2.200 m³, c€/m³

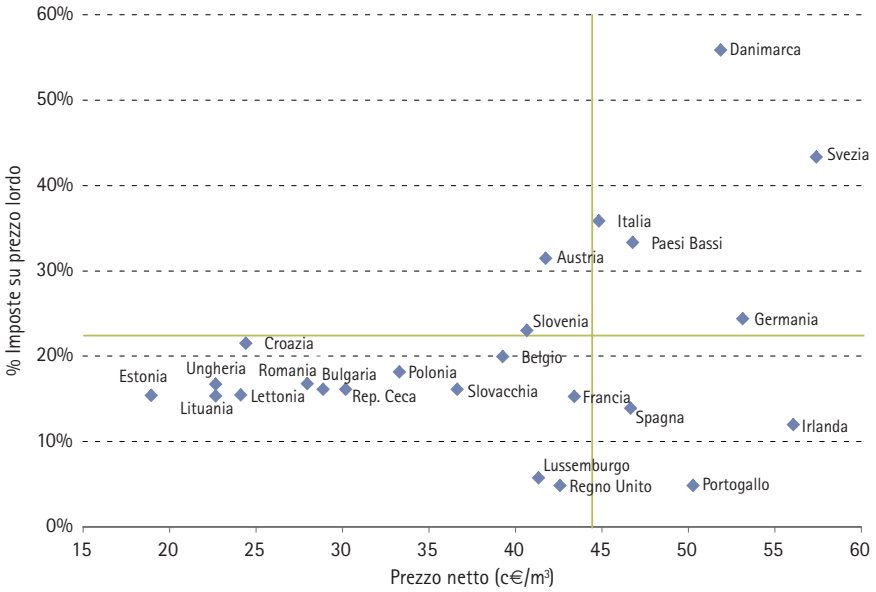
	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Bulgaria	84,97	10,9	33,62	14,7
Danimarca	82,76	1,0	117,41	3,4
Svezia	80,36	–2,4	101,19	2,4
Slovenia	69,97	3,4	52,76	6,7
Polonia	69,70	12,6	40,70	13,0
Slovacchia	69,17	–5,5	43,70	5,5
Germania	65,75	14,1	70,24	15,5
Italia	**65,06**	**8,7**	**69,82**	**11,2**
Paesi Bassi	64,26	6,7	70,12	8,9
Portogallo	60,30	–6,4	52,84	–4,4
Romania	58,59	1,5	34,45	18,1
Rep. Ceca	57,48	–10,8	35,98	–5,8
Austria	57,10	0,3	60,87	2,2
Spagna	55,62	1,1	54,17	4,4
Irlanda	50,59	29,8	63,69	33,7
Lettonia	48,80	29,2	28,55	40,4
Lituania	48,50	6,0	26,80	12,8
Francia	45,95	4,0	51,24	5,8
Belgio	45,80	–6,5	49,07	–4,5
Ungheria	43,13	31,1	27,26	35,6
Regno Unito	38,34	34,6	44,77	42,7
Lussemburgo	37,27	7,7	43,86	11,5
Estonia	35,14	21,6	22,42	27,2
Croazia	*47,05*	*–3,4*	*31,14*	*0,0*
EU 23	**54,67**	**12,4**	**56,84**	**16,2**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.23

Prezzi finali del gas naturale e livello di tassazione

Utenze domestiche con consumi annui di 2.200 m^3, al 1° gennaio 2007[(A)]



(A) Le linee verdi indicano, rispettivamente in verticale e in orizzontale, il prezzo medio netto ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004 e il livello medio di tassazione per l'Unione europea al 1° gennaio 2007 (aggregato di 23 paesi). Nel grafico, per completezza, sono rappresentati anche il prezzo e le imposte della Croazia anche se questo paese non fa parte dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

aumento del 16,2% rispetto al livello di un anno prima. La Danimarca si conferma essere il paese più costoso per la fornitura di gas alla clientela domestica con un prezzo più che doppio rispetto alla media europea. I prezzi delle repubbliche baltiche e dell'Ungheria si collocano, in euro, sui livelli dimezzati rispetto alla media europea (Fig. 1.22). A parità di potere d'acquisto la dispersione dei prezzi lordi rispetto alla media europea si riduce significativamente. I prezzi più elevati sono quelli pagati dai consumatori domestici bulgari, danesi e svedesi con uno scostamento positivo di oltre il 40% rispetto alla media europea mentre per il Regno Unito, il Lussemburgo e l'Estonia lo scostamento è negativo e pari a circa il 30%. L'Italia si posiziona sopra la media europea con un divario nell'ordine del 20% (Tav. 1.8).

Per quanto riguarda la tassazione, sempre con riferimento a un consumo medio annuo di gas naturale pari a 2.200 m^3, i paesi che risultano caratterizzati da un livello più elevato di imposizione fiscale sono Danimarca, Svezia, Italia e Paesi Bassi, mentre Regno Unito e Portogallo, anche per i prezzi del gas come già notato per i prezzi dell'energia elettrica, si collocano sui valori più bassi d'Europa, intorno al 5% (Fig. 1.23).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani, al netto delle imposte, risultano significativamente inferiori a quelli tedeschi e superiori a quelli inglesi per tutte le classi di consumo; rispetto ai prezzi francesi e spagnoli si collocano, invece, su valori più bassi in corrispondenza dei piccoli consumatori, in linea per le classi centrali di consumo e leggermente più alti per la classe più elevata di consumo.

Con l'eccezione della Germania, per i principali paesi europei nell'ultimo anno i prezzi finali del gas naturale, con riferimento a un consumatore domestico con volumi annui pari a 2.200 m^3, mostrano una significativa convergenza verso l'alto. È probabile tuttavia che si tratti di una dinamica congiunturale piuttosto che di un riavvicinamento strutturale nei livelli di prezzo prevalenti in Europa.

Utenze industriali

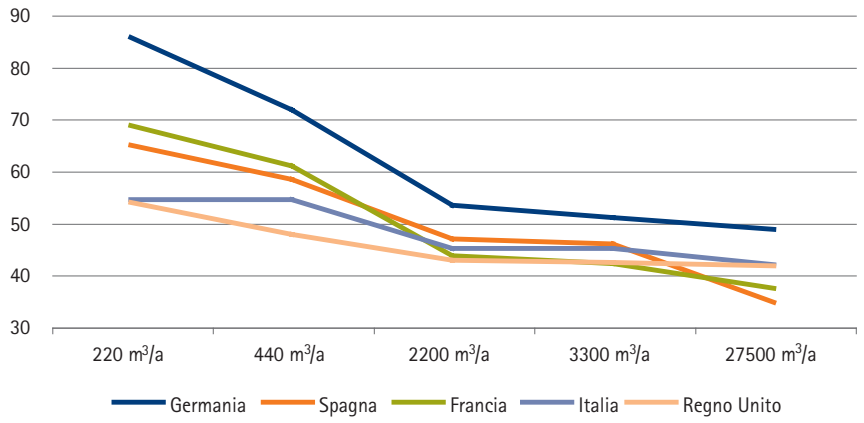
Per quanto riguarda le utenze industriali, nel gennaio 2007, per un livello di consumo annuo intorno a un milione di metri cubi, i prezzi italiani si collocavano al di sotto della media europea, pari a 42,8 c€/m^3, con uno scostamento negativo del 12% al

lordo delle imposte. Il prezzo più elevato risultava essere quello pagato dalle imprese tedesche (con uno scostamento positivo di oltre il 40% rispetto alla media europea) mentre per le Repubbliche baltiche e la Bulgaria i prezzi si attestavano sui livelli più bassi (con scostamenti negativi significativi, anche superiori al 50%). Anche a parità di potere d'acquisto i prezzi europei presentano una significativa variabilità rispetto alla media ponderata europea. In questo caso il paese più caro per una fornitura di gas naturale di circa un milione di metri cubi all'anno per la clientela industriale risulta essere l'Ungheria mentre il prezzo danese si colloca sul livello più basso della graduatoria (Tav. 1.9). Con l'eccezione della prima classe di consumo, i prezzi italiani del gas, al netto delle imposte, per gli utenti industriali si collocano sempre al di sopra dei prezzi francesi e spagnoli mentre risultano quasi sempre inferiori ai prezzi tedeschi e inglesi (Fig. 1.27)

FIG. 1.24

Prezzi finali domestici del gas naturale per i principali paesi europei

Prezzi per le utenze domestiche al netto delle imposte, al 1° gennaio 2007, c€/m³

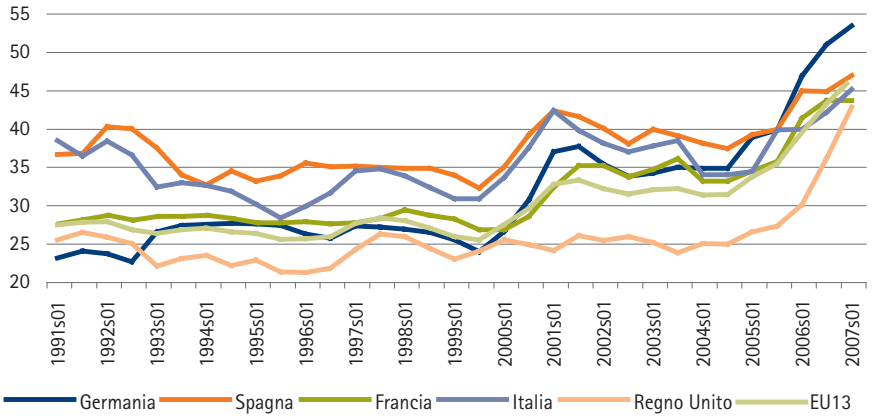


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.25

Andamento dei prezzi finali del gas naturale per i principali paesi europei

Prezzi al netto delle imposte per un consumatore domestico con consumi annui di 2.200 m³, c€/m³



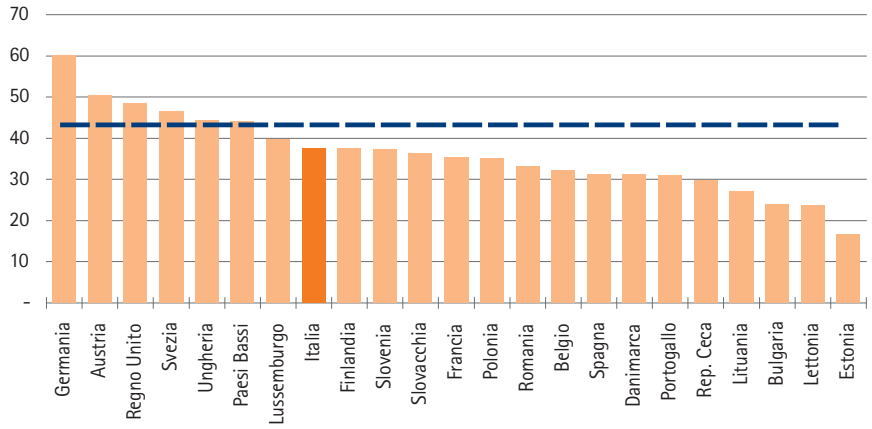
L'aggregato EU13 è stato calcolato come valore medio ponderato con i consumi nazionali domestici del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.26

Prezzi finali del gas naturale per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 1.100.000 m^3, al 1° gennaio 2007[(A)], c€/m^3



(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004 per 23 paesi dell'Unione europea al 1° gennaio 2007 (sono esclusi dall'aggregato europeo: Cipro, Irlanda, Grecia e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.9

Prezzi finali del gas naturale per un consumatore industriale tipo

Prezzi al lordo delle imposte con consumi annui di 1.100.000 m^3, c€/m^3

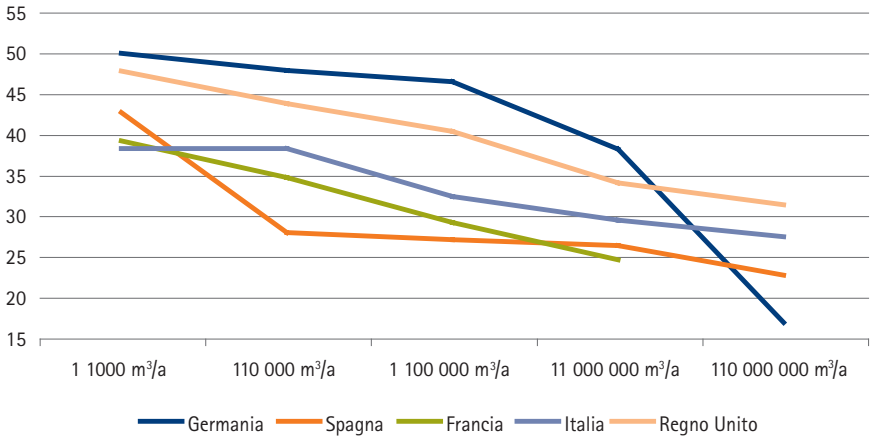
	PREZZI A PARITÀ DI POTERE D'ACQUISTO		PREZZI IN EURO	
	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06	GENNAIO 2007	VARIAZIONE % GEN '07/GEN '06
Ungheria	70,09	19,6	44,31	23,8
Bulgaria	60,23	12,0	23,83	15,9
Polonia	60,00	11,1	35,02	11,5
Slovacchia	57,37	–6,5	36,24	4,4
Romania	56,42	0,9	33,16	17,4
Germania	56,27	16,1	60,11	17,5
Slovenia	49,22	–1,1	37,12	2,1
Lituania	48,92	26,9	27,03	35,0
Rep. Ceca	47,51	–15,3	29,73	–10,6
Austria	47,40	0,3	50,52	2,2
Regno Unito	41,57	11,1	48,54	17,8
Lettonia	40,58	20,5	23,76	30,8
Paesi Bassi	40,43	1,8	44,12	3,9
Svezia	36,93	–5,2	46,48	–0,4
Portogallo	35,40	–0,4	31,03	1,7
Italia	**35,06**	**15,0**	**37,61**	**17,5**
Lussemburgo	33,81	5,6	39,78	9,4
Spagna	32,05	–5,4	31,25	–2,3
Finlandia	31,64	2,3	37,57	3,8
Francia	31,60	–7,1	35,25	–5,3
Belgio	30,11	–3,5	32,24	–1,6
Estonia	26,00	24,4	16,60	29,8
Danimarca	21,89	–7,1	31,06	–4,9
Croazia	*47,74*	*–3,3*	*31,60*	*0,1*
EU 23	**42,86**	**6,5**	**42,80**	**9,9**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.27

Prezzi finali industriali del gas naturale per i principali paesi europei

Prezzi per le utenze industriali al netto delle imposte, al 1° gennaio 2007, c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dall'1 gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni climalteranti (EU ETS, *European Emission Trading System*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.
L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas a effetto serra in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO_2 e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese operanti nei settori energetici e nei settori industriali *energy intensive*.
L'*emission trading*, che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto, prevede una prima fase di applicazione, considerata come periodo di rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007, in vista della seconda fase relativa agli anni 2008-2012, durante la quale dovranno essere raggiunti i *target* di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo.

I risultati dell'EU ETS nei primi due anni di operatività: allocazioni ed emissioni effettive

Nel corso del 2006 e nei primi mesi del 2007 è proseguita l'attività di comunicazione delle emissioni effettive di CO_2 da parte delle installazioni sottoposte allo schema 2005-2007; i dati vengono

pubblicati nel registro comunitario delle emissioni, il *Community Independent Transaction Log* (CITL).

A livello europeo, il primo anno di attuazione della direttiva ETS è stato caratterizzato da sovrallocazione; nel complesso le emissioni europee sono risultate inferiori rispetto alle quote assegnate di quasi 84 milioni di tonnellate di CO_2, senza considerare le allocazioni a favore dei nuovi entranti[4]. I paesi che hanno maggiormente contribuito alla sovrallocazione sono risultati Polonia (circa 35 $MtCO_2$), Germania e Francia, entrambe con un surplus di allocazioni di poco inferiore a 20 $MtCO_2$.

Anche i dati relativi al 2006 mostrano che, a livello europeo, le emissioni verificate sono state molto al di sotto di quelle concesse agli Stati membri. Ad aprile 2007, con il 95% circa delle emissioni verificate, le allocazioni concesse per il 2006 risultano essere superiori alle emissioni di 43 $MtCO_2$, escludendo i nuovi entranti[5].

Sulla base dei dati del registro delle emissioni, l'Italia, in forte controtendenza rispetto al *trend* europeo, oltre ad avere avuto un deficit di quote nel 2005, ha visto aumentare il livello di sottoallocazione nel corso del 2006; tra gli altri paesi solo il Regno Unito ha sperimentato una sottoallocazione maggiore o comunque comparabile con quella italiana nei primi due anni di operatività dell'EU ETS. Occorre evidenziare che queste valutazioni sono fatte senza considerare le allocazioni effettive a favore dei nuovi entranti, che, nel rispetto dei limiti relativi alle riserve definiti nei Piani di allocazione nazionali, vengono stabilite sulla base delle domande presentate dagli operatori nuovi entranti. I tre paesi che hanno mostrato il deficit maggiore di quote, Italia, Spagna e Regno Unito, sono anche i paesi che hanno assegnato le riserve maggiori ai nuovi entranti (superiori nel triennio per ciascun paese a 40 $MtCO_2$) e questo, nell'ipotesi che ai nuovi entranti vengano effettivamente assegnate quote in linea con quelle previste per le riserve, potrebbe ridurre molto il livello di sottoallocazione fin qui presentato.

La valutazione dell'ammontare delle riserve porta a concludere che, qualora le riserve avessero effettivamente portato a un aumento delle allocazioni complessive a favore dei settori sottoposti allo schema dell'*emission trading*, la sottoallocazione per l'Italia sarebbe stata inferiore a 3 $MtCO_2$ e la Spagna avrebbe avuto una sovrallocazione di circa 2 $MtCO_2$ nel biennio 2005-2006.

Per quanto riguarda l'Italia, l'analisi dei dati pubblicati a fine aprile nel registro comunitario delle emissioni, integrati con le informazioni relative alle allocazioni a favore degli impianti nuovi entranti[6], evidenzia che il deficit complessivo di quote ammonta a circa 6,4 $MtCO_2$ nel 2005 e a 9,4 $MtCO_2$ nel 2006[7].

Come è possibile osservare dalle tavole di seguito riportate, la sottoallocazione è stata in larga misura determinata da un deficit di quote assegnate al settore termoelettrico, che nel 2005 è risultato scoperto per circa 8,5 $MtCO_2$ e nel 2006 per 15,9 $MtCO_2$.

Gli altri settori coinvolti nel sistema hanno sperimentato sottoallocazioni minori, come nel caso dell'industria dei prodotti minerari, o addirittura sovrallocazioni, come nel caso della raffinazione, degli impianti di combustione diversi dai termoelettrici e degli impianti per la produzione e trasformazione dei metalli ferrosi.

La differenza tra riserva potenziale e allocazioni effettive agli impianti nuovi entranti nel settore termoelettrico, quasi pari nel biennio 2005-2006 a 13 $MtCO_2$, ha sicuramente contribuito alla sottoallocazione registrata a livello complessivo e in gran parte, come già evidenziato, determinata da una sottoallocazione di diritti di emissione nel settore della produzione di energia elettrica.

Il prezzo della tCO_2 nel 2006

La situazione di sovrallocazione a livello europeo, delineatasi nella sua entità nella seconda metà di aprile 2006 a seguito della pubblicazione dei primi dati relativi alle emissioni nel 2005, ha determinato un crollo del prezzo della tCO_2 da valori di 25-30 €/tCO_2 nei primi mesi dell'anno a 10-15 €/tCO_2 nei mesi da maggio a ottobre. La fortissima e rapida riduzione nel prezzo ha fatto seguito alla constatazione dell'erroneità delle aspettative fino ad allora prevalenti degli operatori sul mercato, che si attendevano una sostanziale sottoallocazione a livello europeo.

4 Sulla base dei dati attualmente disponibili, non è possibile determinare il valore delle allocazioni assegnate a favore dei nuovi entranti a livello europeo; il valore massimo della riserva potenziale per il 2005 risulta pari a poco meno di 61 milioni di tonnellate di CO_2.

5 Sulla base dei dati attualmente disponibili, non è possibile determinare il valore delle allocazioni assegnate a favore dei nuovi entranti a livello europeo; il valore massimo della riserva potenziale per il 2006 risulta pari a poco meno di 76 milioni di tonnellate di CO_2.

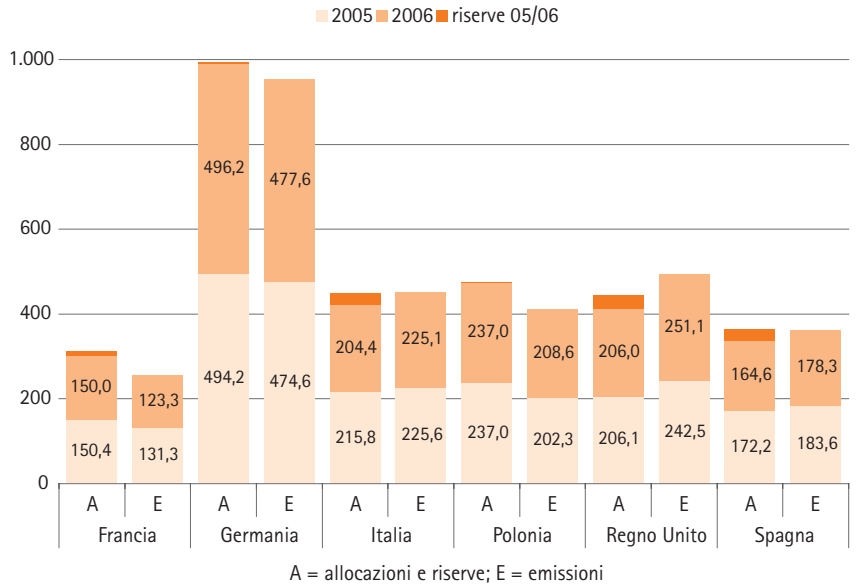
6 Le allocazioni a favore dei nuovi entranti per il triennio 2005-2007 sono state definite con la delibera n. 011/2007 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

7 Occorre evidenziare che per il 2006 i dati riportati nel registro sono parziali e provvisori, garantendo la copertura del 90% circa delle emissioni complessive. Relativamente al settore termoelettrico, i dati di emissione non ancora comunicati sono stati stimati partendo dal valore relativo alla produzione di energia elettrica nel corso dell'anno, confrontato con quello dell'anno precedente.

FIG. 1.28

Allocazioni ed emissioni nei primi due anni di operatività dell'*Emission Trading Scheme*[(A)]

$MtCO_2$



(A) I dati relativi alle emissioni 2006 per la Francia non sono ancora definitivi, dal momento che il 4% circa delle installazioni non ha ancora comunicato i relativi valori. Per gli altri paesi la quota delle installazioni che non hanno ancora comunicato le loro emissioni è inferiore all'1%.
Per quanto riguarda l'Italia, sono stati stimati i valori relativi alle emissioni del 2006 non ancora pubblicati nel registro.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

TAV. 1.10

Allocazione ed emissioni in Italia nel 2005 e nel 2006

$MtCO_2$

	2005			2006		
	ALLOCAZIONE TOTALE[(A)]	EMISSIONI	DIFFERENZA	ALLOCAZIONE TOTALE[(A)]	EMISSIONI	DIFFERENZA
Attività energetiche	**166,6**	**172,7**	**–6,0**	**162,6**	**172,9**	**–10,3**
Termoelettrico	128,0	136,5	–8,5	123,6	139,5	–15,9
Altri impianti di combustione	14,9	13,7	1,2	15,3	11,7	3,5
Compressione metanodotti	*0,8*	*0,9*	*0,0*	*0,9*	*1,0*	*–0,1*
Teleriscaldamento	*0,2*	*0,2*	*0,0*	*0,2*	*0,2*	*0,0*
Altro	*13,8*	*12,6*	*1,2*	*14,2*	*10,5*	*3,6*
Raffinazione	23,8	22,5	1,3	23,8	21,7	2,1
Attività industriali	**52,6**	**53,0**	**–0,4**	**53,2**	**52,2**	**0,9**
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	14,6	13,7	0,9	14,6	13,4	1,2
Industria dei prodotti minerali	32,9	34,2	–1,4	33,4	33,8	–0,5
Cemento	*26,2*	*27,6*	*–1,5*	*26,4*	*27,7*	*–1,3*
Calce	*3,0*	*3,0*	*0,1*	*3,2*	*2,8*	*0,4*
Vetro	*3,0*	*3,0*	*0,0*	*3,0*	*2,8*	*0,3*
Prodotti ceramici e laterizi	*0,7*	*0,7*	*0,1*	*0,7*	*0,6*	*0,1*
Altre attività: pasta per carta e cartoni	5,1	5,1	0,1	5,2	5,0	0,2
TOTALE	**219,2**	**225,6**	**–6,4**	**215,7**	**225,1**	**–9,4**

(A) Allocazioni comprensive delle assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 011/2007 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

TAV. 1.11

Riserve per i nuovi entranti e allocazioni ai nuovi entranti nel 2005 e nel 2006

$MtCO_2$

	2005			2006		
	RISERVA NUOVI ENTRANTI(A)	ALLOCAZIONE NUOVI ENTRANTI(B)	DIFFERENZA	RISERVA NUOVI ENTRANTI(A)	ALLOCAZIONE NUOVI ENTRANTI(B)	DIFFERENZA
Attività energetiche	**5,5**	**3,1**	**2,4**	**20,5**	**10,6**	**9,9**
Termoelettrico	4,9	2,5	2,5	19,9	9,6	10,3
Altri impianti di combustione	0,5	0,6	–0,1	0,6	1,0	–0,4
Raffinazione	–	–	–	–	–	–
Attività industriali	**1,0**	**0,2**	**0,8**	**1,0**	**0,8**	**0,2**
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	0,4	–	0,4	0,2	–	0,2
Industria dei prodotti minerali	0,5	0,0	0,5	0,6	0,5	0,1
Altre attività: pasta per carta e cartoni	0,1	0,2	–0,1	0,2	0,3	–0,1
TOTALE	**6,5**	**3,3**	**3,1**	**21,5**	**11,4**	**10,2**

(A) Riserva definita nel Piano di allocazione nazionale 2005-2007.

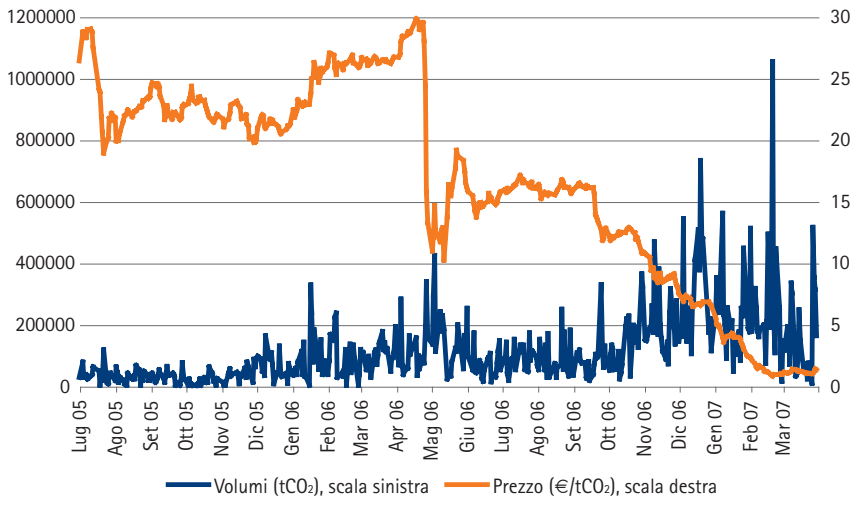
(B) Assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 011/2007 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati CITL

FIG. 1.29

Andamento del prezzo *spot* della CO_2 nella borsa Powernext

€/tCO_2; tCO_2



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Powernext.

In seguito è iniziato un *trend* di ulteriore discesa dei prezzi che, alla luce anche della pubblicazione dei primi dati sulle emissioni nel 2006, nella seconda metà di febbraio e a marzo 2007 sono scesi anche sotto il valore di 1,0 €/tCO_2. Il divieto di bancabilità dei diritti di emissione inutilizzati dalla prima alla seconda fase ha sicuramente contribuito a determinare questa perdita di valore delle quote.

Nel corso del 2006, il prezzo medio ponderato della tCO_2 nella borsa francese Powernext è risultato pari a 15,08 €/tCO_2, inferiore di circa 2 €/tCO_2 rispetto a quello nella borsa tedesca di EEX (17,10 €/tCO_2). Nei primi tre mesi del 2007, invece, il prezzo della tCO_2, come già evidenziato, si è molto ridotto, risultando pari in media ponderata a 2,17 €/tCO_2 in Powernext e a 2,60 €/tCO_2 in EEX.

Con riferimento ai volumi scambiati, nel 2006 in Powernext sono stati scambiati diritti su base *spot* per più di 31 MtCO_2, mentre in EEX i volumi sono stati di poco inferiori a 9 MtCO_2. Occorre evidenziare che i volumi scambiati nelle borse e la volatilità delle quantità scambiate a livello giornaliero hanno avuto un rilevante incremento dalla fine di ottobre del 2006 fino ai primi mesi dell'anno successivo, in ragione delle decisioni della Commissione europea in tema di allocazioni per il secondo periodo e di bancabilità delle quote tra periodi, che hanno incentivato un aumento dell'offerta di quote di emissione con un conseguente ulteriore indebolimento del prezzo delle quote.

La diffusione dei dati relativi alle emissioni effettive 2006 ha avuto, oltre che un effetto di riduzione del prezzo *spot* della tCO_2, anche un impatto sui prezzi *future* relativi ai diritti di emissione, sia per il primo periodo sia per il secondo periodo 2008-2012; tuttavia, a seguito del crollo delle quotazioni, i prezzi dei *future* per il primo periodo nella borsa ECX sono scesi più di 5 €/tCO_2 sotto quelli riferiti al secondo periodo. Dopo una lenta fase di riallineamento dei prezzi, a settembre 2006 le quotazioni *future* relative ai due periodi hanno ricominciato a divaricarsi, fino a raggiungere uno scarto di 15 €/tCO_2 a fine marzo 2007.

Una tendenza al rialzo dei prezzi *future* per il secondo periodo ha fatto seguito alle decisioni della Commissione europea nei mesi finali del 2006 di rettificare, rendendoli più stringenti, molti dei Piani di allocazione nazionale 2008-2012, mentre nei primi mesi del 2007 la tendenza al ribasso delle quotazioni per effetto di trascinamento da parte dei prezzi relativi al primo periodo è stata bilanciata dalla diminuzione dei prezzi *future* del gas naturale.

I Piani di allocazione nazionale per il periodo 2008-2012

A partire da novembre 2006 la Commissione europea ha approvato i Piani di allocazione relativi al periodo 2008-2012, richiedendo, con le sole eccezioni di Francia, Regno Unito e Slovenia, una riduzione dell'ammontare delle quote assegnate dai Piani inizialmente presentati dagli Stati membri, particolarmente rilevante per Polonia e Germania.

Il 15 maggio 2007 la Commissione si è pronunciata anche in merito al Piano italiano, imponendo una riduzione delle quote pari a 13,25 MtCO_2 su base media annuale. Ulteriori cambiamenti richiesti al Piano notificato alla Commissione il 15 dicembre 2006 riguardano la necessità di fornire informazioni di maggiore dettaglio sul trattamento dei nuovi entranti, l'inclusione nel meccanismo di altre installazioni di combustione facenti parte dello schema negli altri paesi membri[8], l'eliminazione dei meccanismi di aggiustamento *ex post*[9] e la riduzione del contributo dei meccanismi flessibili al perseguimento degli obiettivi di Kyoto sotto il limite del 15% su base annuale.

Il Piano di allocazione nazionale italiano delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012 trasmesso alla Commissione europea, è stato approvato il 18 dicembre 2006 dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e dal Ministro dello sviluppo economico, con decreto DEC/RAS/1448/2006. Il Piano è stato finalizzato a conclusione di un processo di consultazione avviato il 13 luglio 2006 sullo schema di Piano di allocazione nazionale.

Sulla base del Piano proposto, l'allocazione media annuale di quote di emissione sarebbe dovuta diminuire di circa 14 MtCO_2 rispetto alla prima fase, attestandosi su un valore medio annuale di 209 MtCO_2.

I settori che hanno registrato una diminuzione delle quote assegnate rispetto al periodo 2005-2007 sono quello termoelettrico e della raffinazione; le quote assegnate al primo, in particolare, sono scese da 131,06 MtCO_2/anno nella prima fase a 100,66 MtCO_2/anno nella seconda fase (al netto della riserva per i nuovi entranti, pari a 15,84 tCO_2 nel quinquennio 2008-2012)[10].

8 Si tratta, in particolare, degli impianti che realizzano processi di combustione comprendenti il *cracking*, la produzione di nerofumo di gas, la combustione in torcia, i processi di fabbricazione in forni e la produzione di acciaio integrata.

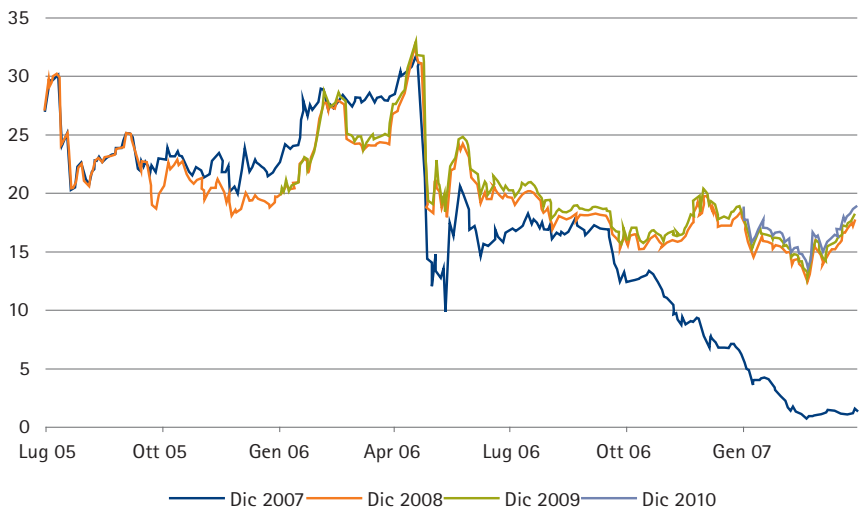
9 Il Piano italiano prevede un adeguamento della quantità di quote assegnate in caso di ampliamento dell'utenza di rete di impianti cogenerativi che comporti un aumento delle emissioni superiore al 10%, di "riavvio da chiusura/sospensione parziale di II° periodo", di "interruzione parziale dell'attività", di "sospensione parziale dell'attività" e, nella misura in cui i gestori mantengano una parte delle quote assegnate, di "chiusure per processi di razionalizzazione delle produzioni".

10 Le assegnazioni 2005-2007, comprensive delle riserve nuovi entranti, sono confrontate con le assegnazioni 2008-2012 relative agli impianti esistenti, nell'ipotesi che tali nuovi entranti siano esistenti al gennaio 2008, al fine ultimo di comparare le assegnazioni relative a una base impianti omogenea.

FIG. 1.30

Andamento dei prezzi *future* della CO_2 nella borsa ECX

€/tCO_2



Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

TAV. 1.12

Piani di allocazione nazionale per il periodo 2008-2012 approvati dalla Commissione europea al 15 maggio 2007

MtCO_2

STATO MEMBRO	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE 2005-2007	EMISSIONI CO_2 VERIFICATE NEL 2005	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE PROPOSTA 2008-2012	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE APPROVATA 2008-2012	VARIAZIONE ALLOCAZIONE 2008-2012 RISPETTO A 2005-2007(A)
Austria	33,0	33,4	32,8	30,7	0,4
Belgio	62,1	55,6(B)	63,3	58,5	5,0
Estonia	19,0	12,6	24,4	12,7	0,3
Francia	156,5	131,3	132,8	132,8	5,1
Germania	499,0	474,0	482,0	453,1	11,0
Grecia	74,4	71,3	75,5	69,1	n.a.
Irlanda	22,3	22,4	22,6	21,2	n.a.
Italia	223,1	225,5	209,0	195,8	n.a.(C)
Lettonia	4,6	2,9	7,7	3,3	n.a.
Lituania	12,3	6,6	16,6	8,8	0,1
Lussemburgo	3,4	2,6	4,0	2,7	n.a.
Malta	2,9	2,0	3,0	2,1	n.a.
Paesi Bassi	95,3	80,4	90,4	85,8	4,0
Polonia	239,1	203,1	284,6	208,5	6,3
Regno Unito	245,3	242,4(D)	246,2	246,2	9,50
Repubblica Ceca	97,6	82,5	101,9	86,8	n.a.
Slovacchia	30,5	25,2	41,3	30,9	1,7
Slovenia	8,8	8,7	8,3	8,3	n.a.
Spagna	174,4	182,9	152,7	152,3	6,7
Svezia	22,9	19,3	25,2	22,8	2,0
Ungheria	31,3	26,0	30,7	26,9	1,4
Totale	**2.057,8**	**1.910,7**	**2.054,9**	**1.859,3**	**53,4**

(A) I valori riportati non comprendono le allocazioni a favore di nuove installazioni in settori già facenti parte dello schema nel primo periodo, mentre comprendono le allocazioni a favore di installazioni che entreranno a far parte dello schema 2008-2012 a seguito di un allargamento dei settori facenti parte dello schema rispetto al primo periodo.

(B) Sono incluse le installazioni temporaneamente escluse dallo schema nel 2005.

(C) L'Italia deve includere nel Piano ulteriori installazioni, per questo motivo l'ammontare delle emissioni addizionali non è al momento noto.

(D) Sono escluse le installazioni temporaneamente escluse dallo schema nel 2005, ma che saranno incluse nello schema 2008-2012.

Fonte: Commissione europea.

Tale scelta si è basata sull'ipotesi che, rispetto agli altri settori regolati dalla direttiva, sia il settore termoelettrico sia il settore della raffinazione siano caratterizzati da un maggior potenziale di riduzione delle emissioni, da una minore esposizione alla concorrenza internazionale, nonché dalla maggiore possibilità di redistribuire sui clienti finali i maggiori oneri derivanti dall'eventuale acquisto dei permessi. Il Piano nazionale di assegnazione e il relativo parere della Commissione europea costituiranno la base per la predisposizione del successivo Schema di decisione di assegnazione, anch'esso sottoposto a un processo di consultazione, che dovrà tenere conto dei rilievi avanzati dalla Commissione europea in sede di valutazione del Piano proposto.

La revisione dell'EU ETS a partire dal 2013

Nel novembre del 2006 la Commissione europea ha pubblicato un *report* al Consiglio e al Parlamento europeo sul funzionamento dello schema EU ETS, in ottemperanza all'art. 30 della Direttiva 2003/87/CE. Nel documento la Commissione ha analizzato come il sistema ha funzionato nei primi due anni di operatività, evidenziando le aree tematiche attraverso le quali indirizzare un processo di revisione del meccanismo a partire dal 2013. I quattro aspetti fondamentali identificati nel documento riguardano:

- la copertura del meccanismo in termini di settori e gas sottoposti all'EU ETS: oggetto di valutazione saranno la definizione di dettaglio delle tipologie di impianti di combustione da sottoporre al sistema, l'opportunità di includere le piccole installazioni e di riconoscere il contributo delle attività di cattura e di stoccaggio geologico della CO_2, nonché la possibilità di estendere il sistema alle emissioni di N_2O e di CH_4;
- l'armonizzazione e la prevedibilità del sistema, che riguarda in particolare l'ipotesi di introdurre un *cap* unico a livello europeo o, alternativamente, dei tetti di emissione a livello nazionale, la valutazione dell'opportunità di introdurre meccanismi d'asta ai fini delle allocazioni e la definizione della normativa relativa agli impianti nuovi entranti e agli impianti in chiusura;
- l'introduzione di regole uniformi per il monitoraggio e la certificazione delle emissioni;
- il coinvolgimento di paesi terzi, attraverso l'ipotesi di *linking* dell'EU ETS con altri sistemi di *trading* delle emissioni, a livello nazionale e regionale, oltre che la valorizzazione del livello di partecipazione dei paesi in via di sviluppo e a economia in transizione ai progetti relativi al *Clean Development Mechanism* e alla *Joint Implementation*.

2.
Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2006

Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2006 la domanda di energia elettrica, pari a 337,8 TWh, è aumentata del 2,2% rispetto all'anno precedente.

La crescita della domanda elettrica è stata trainata dal buon andamento dell'economia italiana: il Prodotto interno lordo (PIL) è cresciuto dell'1,9% nel 2006 rispetto al 2005, mentre la produzione industriale è salita del 2,3% in media giornaliera. Il 2006 si è caratterizzato anche per il proseguimento del *trend* positivo dell'intensità elettrica (+0,5%) che ha indotto un aumento della domanda superiore a quello del PIL; il fenomeno risulta tuttavia in rallentamento dato che nel quinquennio precedente aveva contribuito alla crescita media annua per circa l'1,4%. Significativo, inoltre, è il fatto che la crescita della domanda di elettricità si sia realizzata nonostante la stabilità della domanda di energia nel suo complesso (si veda il Capitolo 1 di questo volume): la sua presenza nel sistema economico ed energetico italiano è quindi sempre più rilevante e segnala il progressivo avvicinamento dell'Italia ai principali paesi europei in termini di dotazioni elettriche nel settore dei servizi e nel comparto domestico.

L'aumento medio del 2,2% deriva, infatti, da crescite nei consumi abbastanza differenziate tra i settori. Nei dati provvisori diffusi da Terna (Rete elettrica nazionale Spa) l'incremento più significativo, pari al 3,7%, si è registrato nel terziario, mentre i consumi industriali sono cresciuti del 2%. Assai meno rilevanti sono risultati, invece, gli aumenti per gli usi domestici e agricoli: rispetto al 2005, i due settori hanno evidenziato, infatti, rispettivamente variazioni dello 0,5% e dello 0,7%,. La produzione nazionale netta destinata al consumo ha fatto registrare una crescita del 3,8%, mentre il saldo estero è significativamente diminuito rispetto all'anno precedente (–9,0%).

TAV. 2.1

Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2006

GWh

	2005	2006	Variazione
Produzione lorda	303.672	315.016	3,7%
Servizi ausiliari	13.064	13.290	1,7%
Produzione netta	290.608	301.726	3,8%
Saldo estero	49.155	44.718	–9,0%
Energia destinata ai pompaggi	9.319	8.648	–7,2%
Fabbisogno	330.444	337.796	2,2%

Fonte: Terna, dati provvisori.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

La tavola 2.2 indica che nel corso del 2006 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 4,1%, risultando pari a circa 257 TWh. Di conseguenza è lievemente aumentata anche la quota di tale produzione sulla generazione complessiva (da 81,3% nel 2005 a 81,6%), a scapito della produzione da pompaggio (da 2,3% a 2,0%).

La produzione da gas naturale è aumentata del 6,1%, parallelamente a una leggera contrazione della produzione da prodotti petroliferi (–1,8%).

La produzione da fonti rinnovabili è cresciuta in linea con l'incremento complessivo della produzione (+3,6%). Accanto a un lieve incremento della produzione idroelettrica da apporti naturali, che è tuttavia rimasta su valori molto inferiori rispetto a quelli registrati negli anni fino al 2004, va evidenziato un forte aumento della produzione eolica, il cui contributo sul totale della produzione da fonti rinnovabili ha superato il 6%. Superiore alla media è risultato anche l'incremento della produzione geotermica (+3,8%).

Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione dei principali operatori nel 2006 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il *trend* degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4 punti percentuali, a favore soprattutto del gruppo Edison, che ha raggiunto una quota di mercato del 13% circa. Più contenute sono risultate le variazioni in aumento delle quote di mercato delle altre imprese maggiori, il gruppo Eni, Endesa Italia Spa ed Edipower Spa.

A livello complessivo, il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice relativo al 2006 assume un valore pari a 1.643[1], mentre nel 2005 era di poco inferiore a 1.900.

Nel corso del 2006 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 4.500 MW, in gran parte costituita da impianti termoelettrici. Edison ha visto aumentare la propria capacità di più di 800 MW grazie all'avvio della centrale di Torviscosa, mentre la capacità di EniPower Spa è aumentata di circa 350 MW a seguito dell'entrata in operatività della centrale di Brindisi.

La figura 2.3 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato a seguito dei ritiri obbligati, al netto dell'energia destinata ai pompaggi e delle esportazioni.

Si evidenzia rispetto al 2005 una forte diminuzione della quota di mercato ricoperta dal gruppo Enel, nell'ordine di quasi 7 punti percentuali, mentre l'operatore che ha visto la crescita più rilevante della sua quota è Edison che ha guadagnato più di 2 punti percentuali.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2005; in particolare, l'indice HHI nel 2006 risulta pari a 2.203[2], in diminuzione dal valore di circa 2.400 del 2005.

La tavola 2.3 riporta il contributo percentuale nazionale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica, con riferimento a ciascun combustibile.

Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica prodotta da carbone, sebbene la sua quota sia diminuita rispetto al 2005 di quasi 6 punti percentuali, e anche il primo produttore di energia da prodotti petroliferi e da gas naturale. Tuttavia, mentre la sua quota sulla produzione da prodotti petroliferi risulta in forte

1 Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'indagine annuale dell' Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e del gruppo API.

2 Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'indagine annuale dell' Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e del gruppo API.

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte 2000-2006

GWh

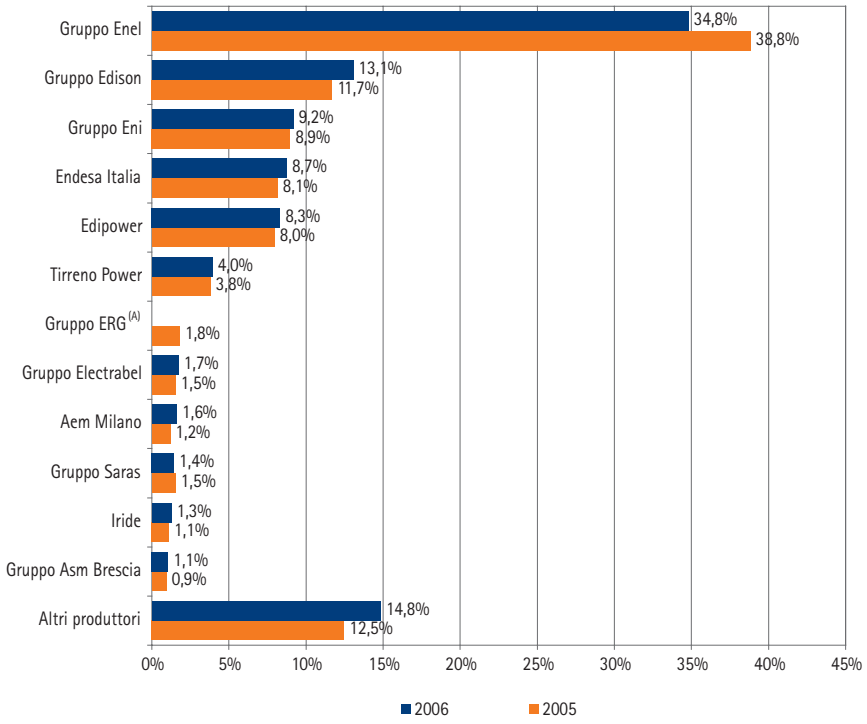
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Produzione termoelettrica	**218.549**	**216.792**	**227.646**	**238.291**	**240.488**	**246.918**	**256.969**
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.600
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.300
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	35.200
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	18.869
Produzione da fonti rinnovabili	**51.386**	**55.087**	**49.013**	**47.971**	**55.669**	**49.894**	**51.682**
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.283
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	3.211
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	4
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.657
Produzione idroelettrica da pompaggi	**6.695**	**7.115**	**7.743**	**7.603**	**7.164**	**6.860**	**6.365**
Produzione totale	**276.629**	**278.995**	**284.401**	**293.865**	**303.321**	**303.672**	**315.016**
Per memoria:							
Produzione idroelettrica totale	50.900	53.925	47.262	44.277	49.908	42.927	43.022

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2006 sono provvisori.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2005-2006, dati in percentuale



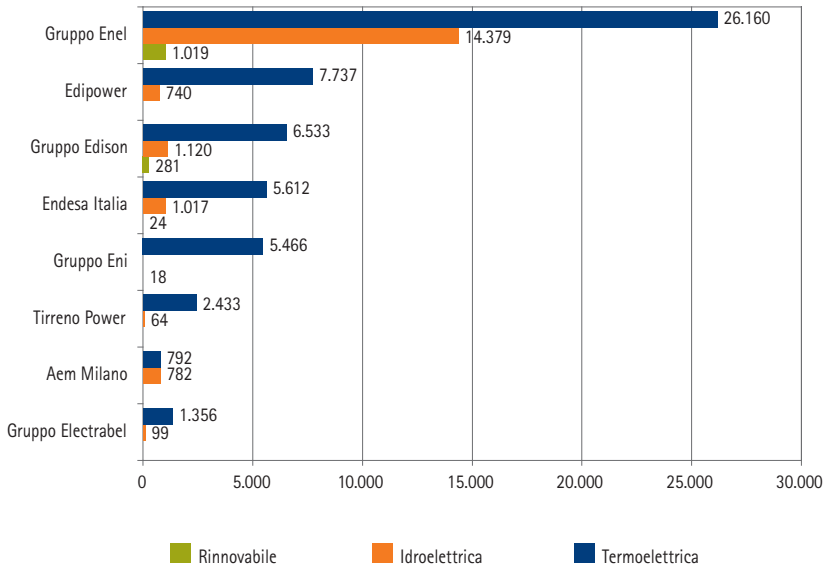
(A) I dati relativi alla produzione 2006 del gruppo ERG non sono stati comunicati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

MW, anno 2006

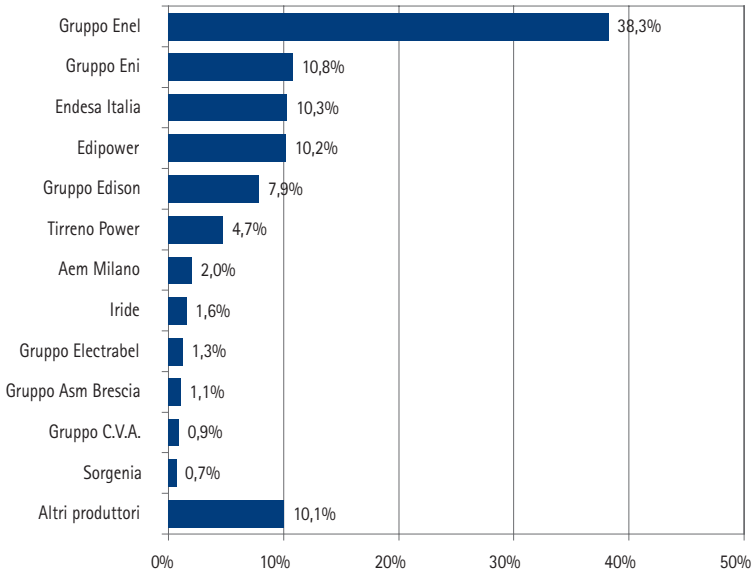


Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

FIG. 2.3

Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo

Dati in percentuale, anno 2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.3

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati in percentuale, anno 2006

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)
Gruppo Enel	66,0	40,2	21,4	0,0
Gruppo Edison	0,0	7,3	20,7	43,0
Gruppo Eni	0,0	7,3	14,9	48,0
Endesa Italia	15,2	11,3	9,0	0,0
Edipower	6,4	15,4	9,9	0,0
Tirreno Power	10,3	1,0	4,6	0,0
Gruppo Electrabel	0,0	0,1	3,1	0,0
Gruppo Saras	0,0	11,9	0,0	0,0
Aem Milano	0,0	0,0	2,3	0,0
Iride	0,0	0,4	1,9	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,9	0,0	1,4	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	1,1	0,0
Altri operatori	1,2	5,1	9,7	8,9
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(A) Comprende olio combustibile BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, *coke* di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale, anno 2006

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	50,7	99,4	12,5	1,4
Gruppo Edison	7,8	0,0	14,6	0,7
Gruppo C.V.A.	6,3	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	6,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	4,9	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,1	0,0	0,0	0,0
Trinergy	0,0	0,0	28,9	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	11,0
Iride	1,8	0,0	0,0	0,0
Gruppo Electrabel	1,2	0,0	0,0	0,0
Amsa	0,0	0,0	0,0	6,2
Azienda Energetica	1,0	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	15,9	0,6	44,0	80,6
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.5

Ritiri obbligati del GSE

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006
CIP6	49.752	50.361	52.398	50.296	48.308
di cui assimilata	41.165	40.723	42.268	40.463	39.054
di cui rinnovabile	8.586	9.638	10.131	9.833	9.254
Delibera n. 108/97	1.347	1.140	1.218	966	689
Delibera n. 62/02	2.897	2.411	3.064	-	-
TOTALE	**53.996**	**53.912**	**56.680**	**51.262**	**48.997**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

aumento, quella da gas naturale risulta essersi ridotta di quasi 5 punti percentuali, in buona parte a vantaggio di Edison.

Per quanto riguarda le altre fonti, Eni ed Edison si confermano di gran lunga i principali operatori, grazie, soprattutto, al ruolo ricoperto nella generazione da gas derivati.

Nel settore delle energie rinnovabili, Enel è il primo produttore sia per quanto riguarda la produzione idroelettrica, con riferimento alla quale ha mantenuto una quota di poco inferiore al 51%, sia per quanto riguarda la produzione geotermoelettrica, della quale mantiene il quasi completo controllo. Trinergy è divenuto nel 2006 il primo operatore nel settore della produzione di energia eolica, mentre il gruppo Asm Brescia si conferma il primo produttore di energia da biomassa, biogas e rifiuti, della quale detiene l'11% circa. Il settore della generazione da biomassa, biogas e rifiuti si caratterizza per una presenza più significativa di imprese di dimensioni minori; la quota di mercato dei primi 12 gruppi nazionali in termini di produzione rinnovabile si ferma infatti sotto il 20% della produzione complessiva.

Produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per il 2006 è ammontato a 48.997 GWh, pari al 16,2% della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti di circa 2,3 TWh rispetto all'anno precedente, soprattutto a seguito di una contrazione della generazione da fonti assimilate in convenzione, il cui apporto si è ridotto del 4% circa.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2006 sia stata interamente determinata da una diminuzione dell'energia prodotta da impianti nuovi che usano combustibili fossili con idrocarburi, mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta essere aumentata di più di 3 TWh nel corso dell'anno.

L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2006 il 15,2% della produzione termoelettrica nazionale, in diminuzione rispetto al 16,4% del 2005.

La leggera riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2006, pari a circa 0,6 TWh, è invece principalmente imputabile a una flessione della generazione di impianti nuovi eolici e geotermici; da evidenziare è anche l'ulteriore diminuzione rispetto al 2005 della produzione da impianti idroelettrici, a seguito degli scarsi apporti naturali afferiti agli impianti nel corso dell'anno. Le convenzioni CIP6 relative all'energia rinnovabile ricoprono il 17,9% della generazione rinnovabile, in forte diminuzione rispetto al 19,7% dell'anno precedente.

I costi relativi alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati sono risultati in aumento rispetto al 2005, essendo passati da circa 3.989 milioni di euro a 4.362 milioni di euro, al netto della componente di costo addizionale, pari a più di 200 milioni di euro, derivante dalla revisione dei prezzi applicati per il I trimestre all'energia assimilata e rinnovabile. Tale aumento trova giustificazione nell'aumento dell'energia prodotta e della relativa remunerazione per gli impianti esistenti e, secondariamente, per gli impianti nuovi che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia.

I costi per la remunerazione dell'energia CIP6 rinnovabile sono invece rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2005, al netto della componente legata alla revisione dei prezzi. Infatti, l'aumento delle remunerazione unitaria di 13-21 €/MWh per tutte le tipologie è stato generalmente bilanciato da una diminuzione dell'energia incentivata, con l'unica eccezione dell'energia prodotta da impianti eolici e geotermici, la cui remunerazione complessiva è aumentata di circa 100 milioni di euro.

I costi totali dei ritiri obbligati del GSE nella tavola 2.9 sono stimabili in 6.417 milioni di euro, per la maggior parte legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi derivati dalla vendita dell'energia sul mercato del giorno prima (MGP), al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenze e degli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2.763 milioni di euro, in aumento rispetto al 2005 a seguito dell'incremento del prezzo di cessione sul mercato; a tali ricavi si aggiungono 2,8 milioni di euro derivanti dalla cessione dei Certificati verdi ai soggetti sottoposti all'obbligo di acquisto. La diminuzione dei costi di incentivazione del CIP6 grazie alla vendita dei Certificati verdi intestati alla società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE), tuttavia, deve essere valutata nella considerazione del fatto che i produttori e gli importatori di energia termoelettrica ingloberanno nei prezzi di offerta di energia elettrica i costi di acquisto di tali certificati. Complessivamente i ricavi sono aumentati rispetto al 2005 di circa 80 milioni di euro.

Il costo da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri obbligati, è risultato pari a circa 3.680 milioni di euro (75,1 €/MWh), in aumento di circa 600 milioni di euro rispetto al 2005.

TAV. 2.6

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2002-2006

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006
Impianti nuovi	35.119	33.963	34.182	25.097	20.451
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.954	16.530	17.773	12.891	13.291
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	18.165	17.433	16.409	12.206	7.161
Impianti esistenti	6.046	6.760	8.086	15.366	18.603
TOTALE	**41.165**	**40.723**	**42.268**	**40.463**	**39.054**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.7

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti rinnovabili negli anni 2002-2006

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006
Impianti nuovi	7.839	9.547	10.031	9.685	8.940
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.348	1.450	1.397	1.181	987
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	500	383	334	184	137
di cui impianti eolici e geotermici	3.116	3.850	3.418	3.040	2.566
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	2.672	3.666	4.648	5.084	5.180
di cui impianti idroelettrici potenziati	203	199	234	196	70
Impianti esistenti	747	90	100	148	314
TOTALE	**8.586**	**9.638**	**10.131**	**9.833**	**9.254**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.8

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2006

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	4.361,7	39.054	111,7
Fonti assimilate nuove	2.544,9	20.451	124,4
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.772,8	13.291	133,4
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	772,1	7.161	107,8
Fonti assimilate esistenti	1.816,8	18.603	97,7
Fonti rinnovabili	1.758,0	9.254	190,0
Fonti rinnovabili nuove	1.727,3	8.940	193,2
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	162,9	987	165,0
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	18,3	137	133,6
di cui impianti eolici e geotermici	403,1	2.566	157,1
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.133,9	5.180	218,9
di cui impianti idroelettrici potenziati	9,1	70	130,0
Fonti rinnovabili esistenti	30,7	314	97,8
TOTALE	**6.119,8**	**48.308**	**126,7**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.9

Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2006

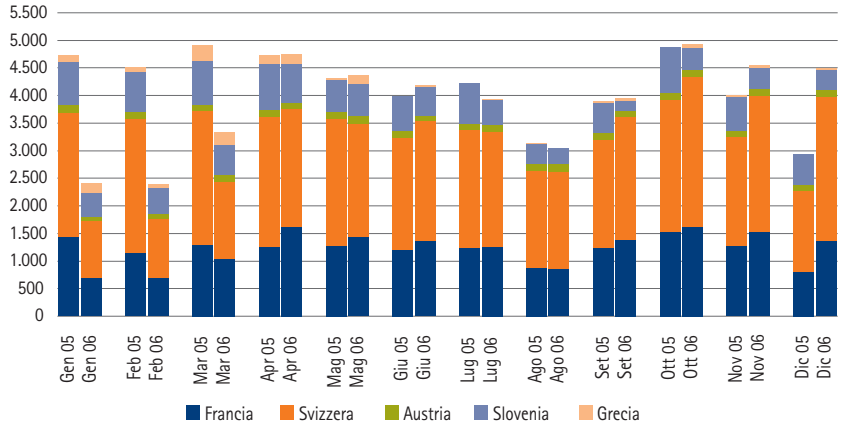
	MILIONI DI EURO
Remunerazione impianti assimilati	4.361,7
Remunerazione impianti rinnovabili	1.758,1
Totale remunerazione energia CIP6	6.119,8
Revisione prezzi I trimestre	222,4
Altri costi associati	17,2
Remunerazione energia delibera n. 108/97	57,6
Totale costi dei ritiri	**6.417,0**
Ricavi da cessione energia	2.736,3
Ricavi da cessione certificati verdi	2,8
Totale ricavi	**2.739,1**
Costo da recuperare in tariffa (componente A_3)	**3.677,9**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

FIG. 2.4

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2005 e nel 2006

GWh

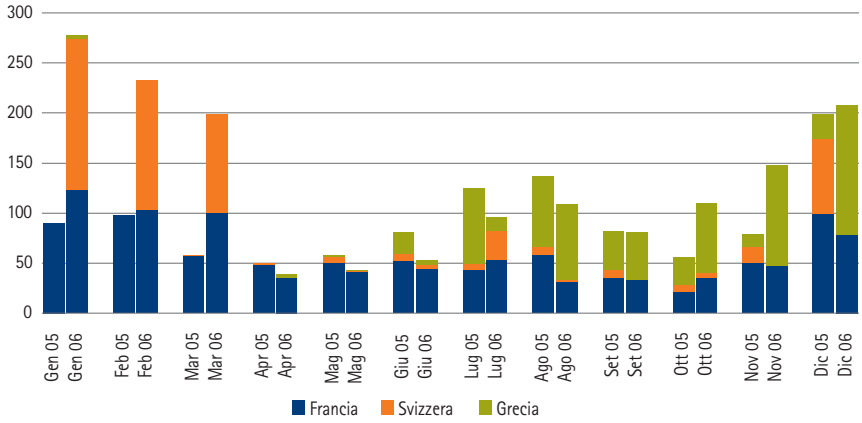


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

FIG. 2.5

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2005 e nel 2006

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Importazioni

Il saldo estero per il 2006 è ammontato a 44.718 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 46.323 GWh (–7,8%), e le esportazioni pari a 1.605 GWh (+44,7%). Rispetto al 2005 il saldo estero è diminuito del 9,0%, attestandosi su valori in linea con quelli del 2004; esso ha garantito nel 2006 la copertura del fabbisogno nella misura del 13,2%, in netta diminuzione rispetto al 14,9% dell'anno precedente.
La massima capacità di trasporto, per il periodo invernale, è risultata variabile giornalmente fra i valori 7.490 MW e 6.840 MW; durante il periodo estivo (maggio-settembre 2006 escluso agosto) tali valori sono stati pari a 6.390 MW e 5.840 MW.

Come evidenziato dalla figura 2.4, il calo delle importazioni rispetto all'anno precedente è risultato particolarmente evidente nei primi tre mesi dell'anno.
Le importazioni dalla Svizzera e dall'Austria sono diminuite rispettivamente del 7,0% e del 5,7%, mentre quelle dalla Francia, pur essendosi ridotte molto nel primo trimestre, su base annuale sono cresciute del 2,2%. Da evidenziare è anche una forte riduzione delle importazioni dalla Slovenia, pari a circa 2.600 GWh.
Il significativo aumento delle esportazioni su base annuale è stato determinato da un incremento dei flussi verso la Svizzera (290 GWh) e la Grecia (175 GWh).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Nel novembre 2005, con la nascita di Terna è divenuta operativa la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale. Terna è una società per azioni quotata in borsa; attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa depositi e prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.
La società è proprietaria di oltre il 97% della rete di trasmissione nazionale, disponendo di circa 39.000 km di linee, 357 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione.
La quota di infrastrutture detenuta da Terna è significativamente aumentata nel corso del 2006, a seguito dell'acquisizione, attraverso la società interamente controllata R.T.L. – Rete Trasmissione Locale Spa (R.T.L. Spa), dell'intero capitale sociale di Edison Rete Spa e del 99,99% del capitale di Aem Trasmissione Spa, nell'ottobre del 2006; nel novembre del 2006 l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha approvato l'operazione.
Alla data di sottoscrizione dei contratti, Edison Rete possedeva circa 2.800 km di linee elettriche di trasmissione ad alta tensione e 29 sottostazioni elettriche dislocate nel Nord Italia, mentre Aem Trasmissione era proprietaria di circa 1.100 km di linee elettriche di trasmissione ad alta tensione e di 12 sottostazioni elettriche, anch'esse dislocate nel Nord Italia. A seguito dell'acquisizione la denominazione sociale di Edison Rete è diventata "Rete Trasmissione Milano 1 Società per azioni" (in forma abbreviata RTM1 Spa), mentre quella di Aem Trasmissione è diventata "Rete Trasmissione Milano 2 Società per azioni" (in forma abbreviata RTM2 Spa).
Tale acquisizione si inquadra nella strategia di unificazione da parte di Terna della rete di trasmissione nazionale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 27 ottobre 2003, n. 290, in materia di riassetto del settore energetico, nonché al successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004.
Nel gennaio del 2007 Terna ha diffuso il Piano di sviluppo 2007-2016 della rete elettrica di trasmissione nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico. Il nuovo Piano prevede circa 75 nuovi interventi, destinati in prevalenza a opere prioritarie in Italia e all'incremento della capacità di interconnessione con l'estero.

TAV. 2.10

Cessioni di porzioni di rete da parte di Enel Distribuzione

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.GA.S. (oggi Acegas – Aps)	Trieste	1	812	29/03/2000	31/03/2000
Amias (oggi AMIAS Servizi)	Selvino (BG)	1	10	23/09/2000	12/12/2000
Amps	Parma	1	40.669	27/12/2000	01/01/2001
Amps (oggi AEB Distribuzione)	Seregno (MI)	1	111	29/03/2001	31/03/2001
Aem Tirano	Tirano (SO)	1	20	24/05/2001	01/06/2001
Acea (oggi ACEA Distribuzione)	Roma	2	710.000	27/06/2001	01/07/2001
Aem Torino	Torino	1	293.000	21/12/2001	31/12/2001
Assm	Tolentino (MC)	1	25	21/12/2001	01/01/2002
Aspm di Soresina	Soresina (CR)	1	26	28/02/2002	01/03/2002
Azienda San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	1.224	01/03/2002	01/03/2002
Aem Cremona	Cremona	1	2.286	21/03/2002	01/04/2002
Asm Sondrio	Sondrio	1	40	28/03/2002	01/04/2002
Sem Morbegno	Morbegno (SO)	4	6.464	23/04/2002	01/05/2002
Ami Imola (incorporata in Hera)	Imola (BO)	4	104	28/06/2002	01/07/2002
Siec Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	198	28/06/2002	01/07/2002
Aem Milano	Milano	2	387.625	29/10/2002	01/11/2002
Agsm Verona	Verona	2	91.403	29/11/2002	01/12/2002
A.S.P. Polverigi (oggi ASTEA)	Polverigi (AN)	1	186	19/12/2002	01/01/2003
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	754	19/12/2002	01/01/2003
A.T.En.A.	Vercelli	1	2.137	20/12/2002	01/01/2003
Amet	Trani (BA)	1	2.182	31/01/2003	01/02/2003
Amg (oggi Iris)	Gorizia	1	1.617	28/02/2003	01/03/2003
Aim	Vicenza	1	7.929	30/05/2003	01/06/2003
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	244	29/08/2003	01/09/2003
Asm Terni	Terni	1	6.300	29/12/2003	31/12/2003
Asm Brescia (oggi Asmea)	Brescia	46	100.205	30/12/2003	31/12/2003
Asm Voghera	Voghera (PV)	1	1.671	26/02/2004	01/03/2004
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	457	27/04/2004	01/05/2004
Astea	Recanati (MC)	2	4.084	21/12/2004	31/12/2004
Odoardo Zecca	Ortona (CH)	2	9.000	23/12/2004	01/01/2005
Set Distribuzione	Rovereto (TN)	207	230.701	27/06/2005	01/07/2005
Hera	Bologna (BO)	18	82.104	27/06/2006	30/06/2006
Secab Società Cooperativa	Paluzza (UD)	1	882	13/12/2006	01/01/2007
TOTALE		**314**	**1.984.470**		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel.

Gli interventi, in particolare, dovrebbero garantire un incremento degli elettrodotti di circa 4.600 km e la costruzione di 72 nuove stazioni elettriche, consentendo un aumento dei margini di riserva per un valore compreso tra il 5% e il 15% della domanda di punta 2006, una riduzione delle congestioni di rete per un valore pari a oltre 8.000 MW in più di capacità di generazione utilizzabile e un aumento della capacità di interconnessione con l'estero per un valore compreso tra 3.000 MW e 6.000 MW.

Ulteriori opportunità sono legate alle interconnessioni in cavo sottomarino con alcuni paesi dell'area dei Balcani, per consentire di aumentare ulteriormente la capacità di *import* migliorando la sicurezza e l'efficienza degli approvvigionamenti di energia.

Distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a

un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire.

Complessivamente dal 2000 al 2005 il processo di riorganizzazione ha comportato il trasferimento di porzioni di rete da Enel a 31 società partecipate da enti locali per un totale di 295 comuni e 1.901.484 clienti.

Nel corso del 2006 è stata finalizzata la cessione da parte di Enel a Hera Spa delle reti di distribuzione di 18 comuni, per un totale di circa 82.000 clienti, e la cessione a SECAB Alto But Soc. Coop. Arl della rete nel comune di Sutrio, che riguarda circa 900 clienti.

Nella tavola 2.11 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. È interessante notare come nella regione Trentino Alto Adige si concentri un numero elevatissimo di distributori a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta il 2,4% del totale nazionale.

TAV. 2.11

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2006

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Val d'Aosta	57	1.388	2.205	2
Piemonte	1.428	27.955	59.234	5
Liguria	738	6.949	22.211	2
Lombardia	2.892	39.740	77.266	13
Trentino A.A.	452	7.609	20.069	61
Veneto	2.162	25.830	60.336	3
Friuli V.G.	539	8.104	15.917	6
Emilia Romagna	1.927	31.024	62.507	3
Toscana	1.190	26.035	56.869	2
Lazio	1.783	28.037	60.930	3
Marche	565	11.438	28.190	6
Umbria	57	7.918	16.623	1
Abruzzo	530	9.758	23.101	4
Molise	45	3.589	7.348	1
Campania	1.267	23.689	54.646	2
Puglia	1.719	28.279	60.233	3
Basilicata	629	9.719	13.594	1
Calabria	504	17.377	48.881	1
Sicilia	1.171	35.347	74.260	5
Sardegna	488	17.533	34.359	5
TOTALE	**20.143**	**367.318**	**798.780**	**129**

(A) Il numero dei rispondenti all'indagine (117) corrisponde al 69% dei distributori attivi nel 2006 (169). In questa colonna i distributori vengono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Mercato all'ingrosso

Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo, e il mercato di aggiustamento (MA), che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o

vendita. Successivamente a questi vi è poi il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN e ora Terna si approvvigionano delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2006, analogamente a quanto previsto con riferimento all'anno precedente, stabiliscono che essa partecipi solamente all'MGP.
La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso necessario attivare meccanismi transitori che compensassero la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si sarebbe trovata a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare all'MA e all'MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sull'MGP;
- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB), nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica.

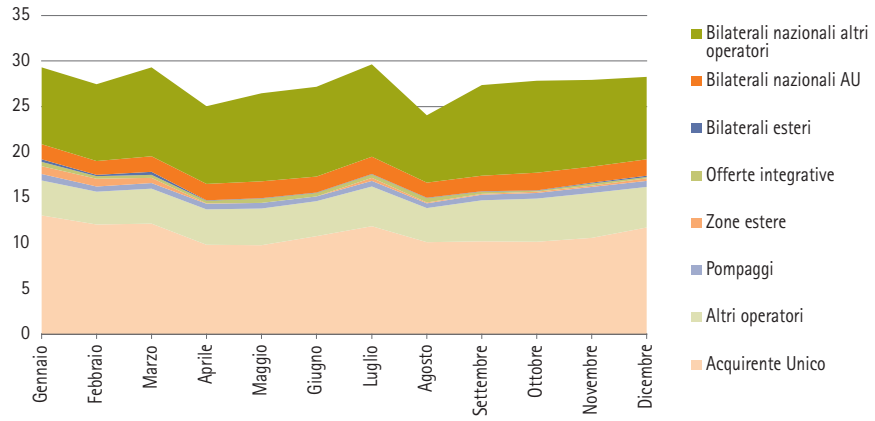
Anche per l'anno 2006 è stato inoltre previsto un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, tale da ridurne il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare all'MSD.
Per questa stessa ragione, e per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento per gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sull'MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che Terna potesse presentare offerte integrative sull'MGP per far sì che il livello di domanda risultante dall'MGP non si discostasse di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

Borsa elettrica: domanda

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2006 è stata di 329,8 TWh, con una crescita del 2,0% rispetto al 2005. La domanda nazionale è aumentata dell'1,8%, con incrementi più sostenuti nelle zone Sicilia (+4,9%) e Sardegna (+3,3%), mentre gli acquisti sulle zone estere hanno registrato un incremento del 18,3%.
Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 196,5 TWh, in riduzione del –3,2% rispetto al 2005; di conseguenza la liquidità media del mercato è scesa dal 62,8% al 59,6%.
La riduzione della domanda in borsa deriva in buona parte da una significativa riduzione della domanda della società Acquirente Unico Spa, pari a circa 7,0 TWh, in ragione di una contrazione del mercato vincolato, per il quale l'Acquirente Unico si approvvigiona in larga misura in borsa. Questa tendenza è stata solo parzialmente contrastata da un aumento della domanda da parte degli altri operatori, pari a circa 1,9 TWh.
La domanda attraverso contratti bilaterali è aumentata di quasi l'11% rispetto al 2005, a seguito di un aumento della richiesta superiore a 17 TWh da parte di operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico.

Borsa elettrica: offerta

Per quanto riguarda le offerte in Borsa, nel corso del 2006 si è evidenziata una tendenza alla crescita del peso delle zone estere, le cui offerte sono aumentate di circa 7,0 TWh; in parallelo è diminuita l'offerta da parte di operatori nazionali (–7,7%) e dei soggetti titolari di impianti CIP6 (–6,8%), per un totale di circa 14 TWh.
Gli sbilanciamenti a programma sono stati pari a 13,6 TWh, in aumento del 6,1% rispetto all'anno precedente. A livello mensile il valore massimo è stato registrato nei mesi di gennaio e aprile, quando ha raggiunto 1,4 TWh.
Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,0 TWh, in diminuzione di circa 500 GWh rispetto al 2005.
Nella figura 2.10 si riporta il profilo mensile delle offerte integrative di Terna in vendita, confrontate con le offerte integrative dal lato domanda; queste sono risultate pari a 3,8 TWh in diminuzione di circa 1,3 TWh rispetto al 2005.
Mentre le offerte in acquisto hanno raggiunto il massimo in termini relativi sulla domanda complessiva sull'MGP nel mese di agosto (2,1%), le offerte in vendita hanno fatto registrare il valore più elevato nel mese di dicembre (1,9% della domanda).
Nel complesso si può notare come il volume delle offerte integrative presentate sull'MGP da Terna, pur essendo diminuito rispetto al 2005, non abbia dato chiari segnali di stabilizzazione nel corso dei mesi, a seguito di un progressivo apprendimento organizzativo e previsivo da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda.

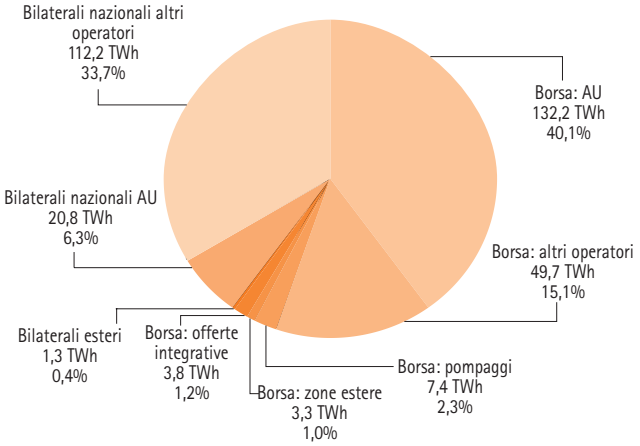


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.6

Andamento mensile della domanda di energia elettrica nel 2006

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

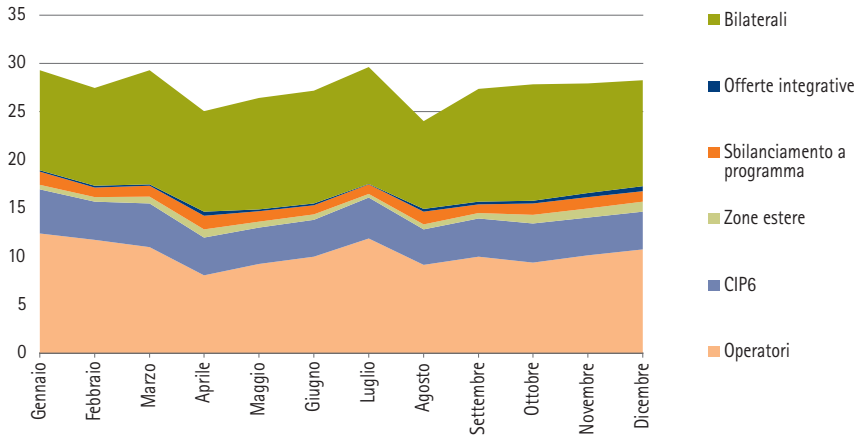
FIG. 2.7

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2006

FIG. 2.8

Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2006

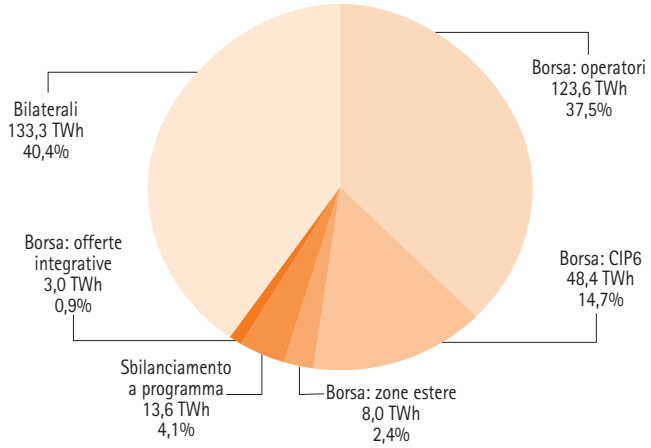
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.9

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

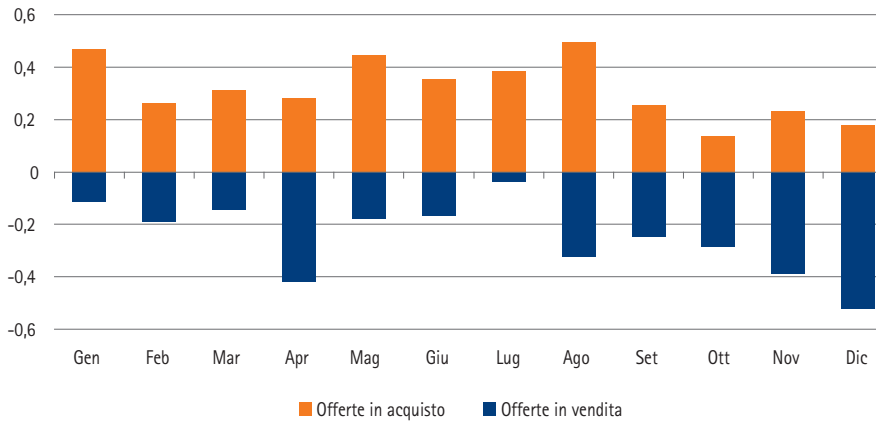


FIG. 2.10

Offerte integrative di Terna in acquisto e in vendita nel 2006

TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il prezzo medio di acquisto (PUN) nella borsa elettrica italiana è stato pari a 74,75 €/MWh, in crescita di 16,17 €/MWh rispetto al 2005 (+27,6%).

L'aumento riflette, tra le altre componenti, l'andamento del prezzo degli *input*, in particolare del petrolio Brent, in crescita del 19,0% sui mercati europei, e del gas naturale, il cui prezzo medio all'importazione in Italia (fonte *World Gas Intelligence*) è aumentato del 30,0% rispetto al 2005.

Accanto a queste variabili di natura congiunturale, persistono criticità di natura strutturale, legate al livello di effettivo sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta.

L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite di energia e alle offerte di vendita, mette in evidenza questo fenomeno, in particolare con riferimento alle macrozone diverse da quella Nord.

L'indice di operatore marginale evidenzia la presenza di un unico operatore per macrozona in grado di fissare il prezzo di borsa; la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui tale operatore fissa il prezzo supera costantemente l'80% a livello nazionale in tutti i mesi dell'anno.

I prezzi zonali di vendita sono variati tra 73,63 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e 80,65 €/MWh della Sardegna. Rispetto al 2005 i prezzi hanno avuto incrementi in linea con la variazione annuale del PUN, tra il +25,8% della Sicilia e il +27,9% del Centro-Nord, a eccezione della Sardegna, in cui i prezzi sono aumentati del 33,4%.

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia come questi in Sardegna abbiano superato la media soprattutto nei periodi giugno-luglio e settembre-ottobre, mentre i prezzi in Sicilia si sono differenziati dagli altri in modo più marcato da aprile a giugno e a dicembre.

L'andamento dei prezzi in Sardegna è imputabile all'effetto combinato di una sostenuta crescita della domanda, della frequente inibizione del transito con il continente e dell'assenza di nuova capacità produttiva. Per quanto riguarda le rendite da congestione, a livello nazionale l'andamento mensile segue da vicino il grado di differenziazione del prezzo del Nord rispetto alle altre zone; in effetti, le rendite raggiungono il picco nei mesi di luglio e agosto, quando il prezzo nella zona nord è risultato inferiore rispetto a quello nelle altre zone continentali di 3-4 €/MWh.

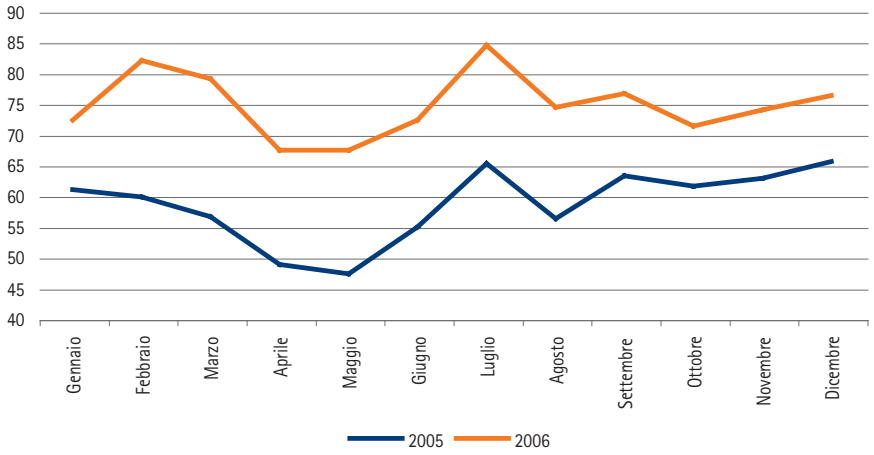
Nel 2006 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 34 milioni di euro a più di 81 milioni di euro.

La rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del Regolamento CE n. 1228/2003, è ammontata a circa 119 milioni di euro nel corso del 2006, anche questa volta in aumento rispetto all'anno precedente, in cui è risultata pari a poco più di 50 milioni di euro. L'elevato valore della rendita estera nei mesi di mag-

FIG. 2.11

Andamento del PUN

€/MWh

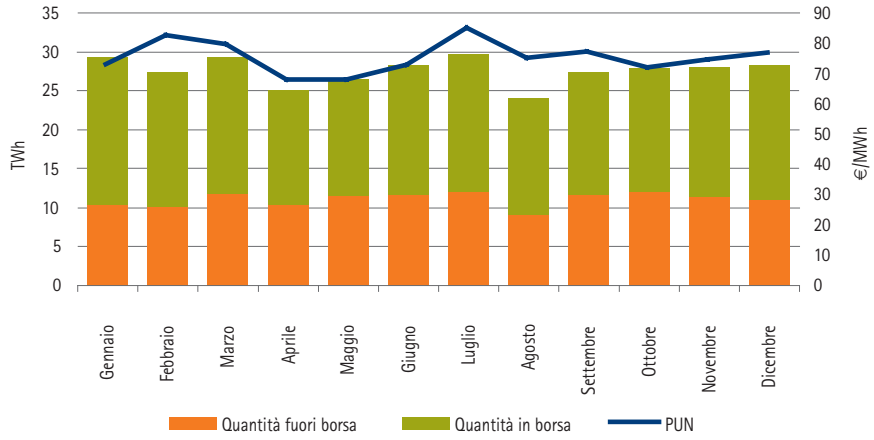


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Volumi scambiati sull'MGP nel 2006

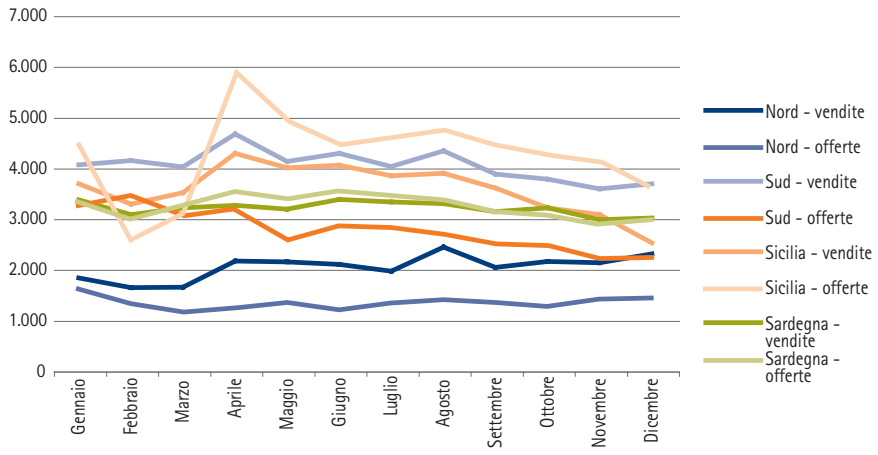
TWh, €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.13

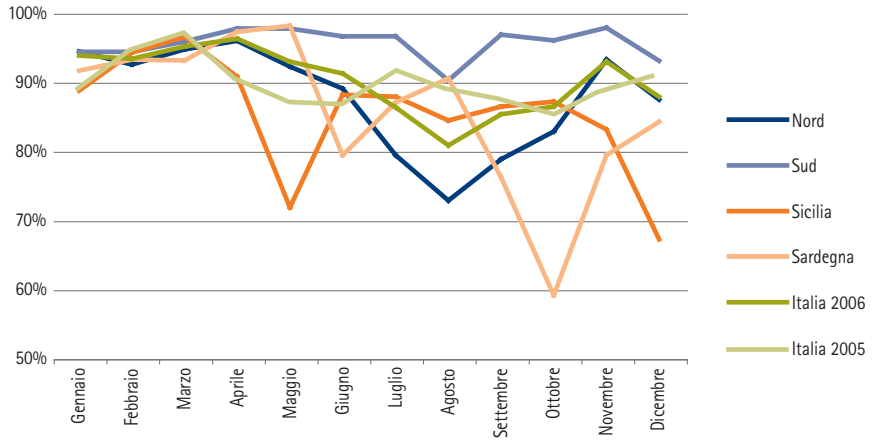
Valori dell'indicatore HHI nel 2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona

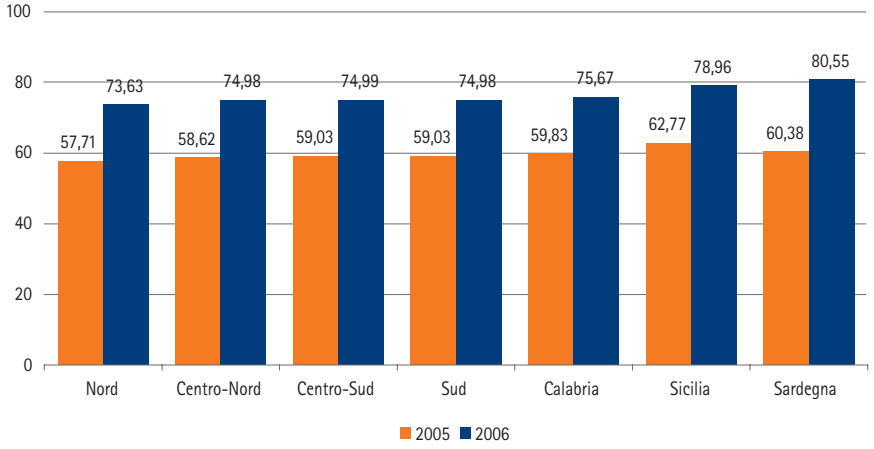


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.15

Variazione dei prezzi zonali nel 2006

€/MWh

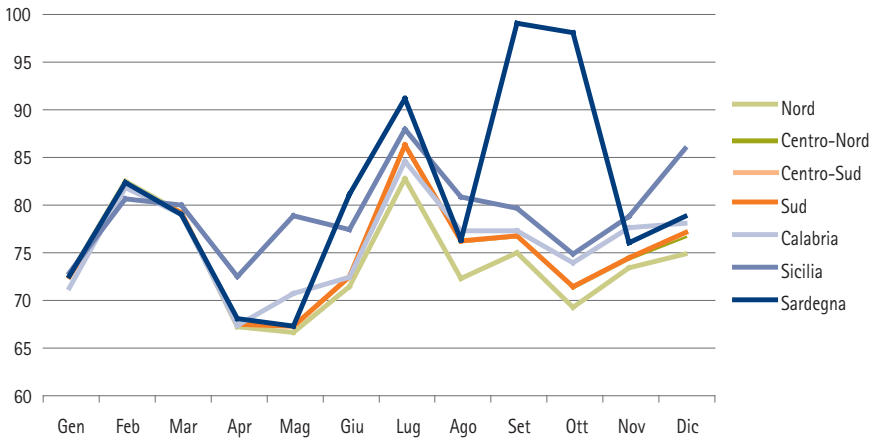


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.16

Andamento mensile dei prezzi zonali

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

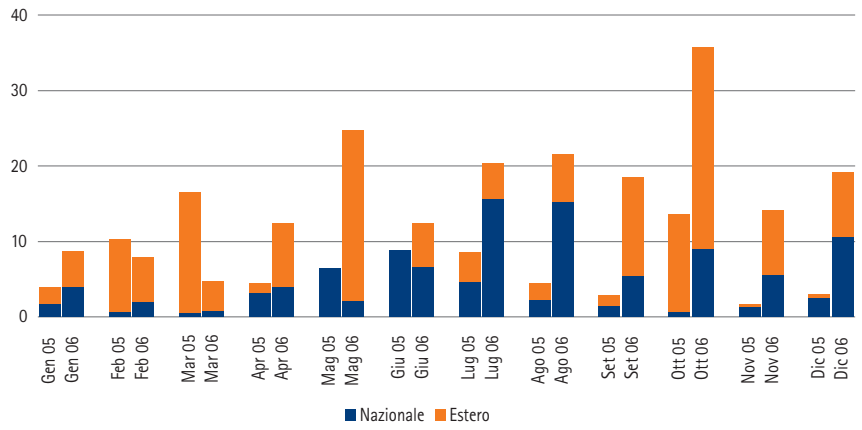


FIG. 2.17

Rendita da congestione nel 2005 e nel 2006

Milioni di euro

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

gio, settembre e soprattutto ottobre è stato in larga parte raccolto sul transito Svizzera-Estero Nord-Ovest, per valori rispettivamente pari a circa 18, 12 e 24 milioni di euro. Complessivamente le rendite da congestione, nazionali ed estere, sono più che raddoppiate nel 2006, passando da circa 84 a più di 200 milioni di euro.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Nel corso del 2006 il prezzo medio mensile nel MA è risultato molto correlato rispetto al PUN. Il prezzo in media aritmetica per il 2005 è risultato pari a circa 69,59 €/MWh, inferiore di quasi il 7% rispetto al PUN.

I volumi di mercato in relazione ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 3,7% relativo al mese di agosto e un minimo del 2,3% per il mese di febbraio; in media i volumi sono risultati pari al 3,0% della domanda complessiva sull'MGP.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento all'MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,2 TWh, in aumento del 5,0% rispetto al 2005. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,3 TWh, in aumento di circa 1,2 TWh rispetto all'anno precedente. Rispetto alle quantità complessivamente scambiate sull'MGP tali volumi hanno rappresentato rispettivamente il 3,7% e il 4,3%, con una marcata variabilità mensile. Mentre le offerte a salire sono risultate maggiori in termini relativi nei mesi estivi di luglio e agosto (4,6% della domanda complessiva), le offerte a scendere hanno toccato il massimo in termini relativi nei mesi di aprile (5,8%) e ottobre (5,4%).

I valori relativi ai prezzi sono disponibili fino al mese di agosto 2006, dal momento che a partire dal mese di settembre i prezzi medi di acquisto e vendita sull'MSD *ex ante* non sono pubblicati dal GME in quanto, per effetto della delibera 27 luglio 2006, n. 165, dell'Autorità, gli stessi devono essere calcolati per ciascun punto di immissione sul saldo tra acquisti e vendite su MSD *ex ante* e MSD *ex post*, reso noto da Terna due mesi dopo la sezione di mercato.

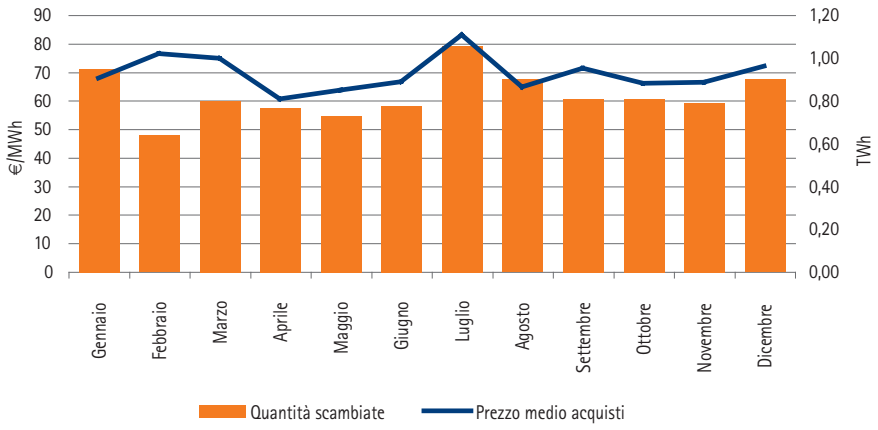
I prezzi medi di vendita degli operatori risultano sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sull'MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate. Il differenziale tra i due prezzi ha mediamente superato i 100 €/MWh, e ciò ha determinato un rilevante incremento dei costi di dispacciamento per il sistema elettrico.

Nei mesi fino ad agosto, si osserva inoltre che mentre i prezzi medi delle offerte a salire sono scarsamente correlati rispetto al PUN, i prezzi medi a scendere seguono con buona approssimazione l'andamento dei prezzi sull'MGP.

FIG. 2.18

Andamento dei prezzi e quantità sull'MA

€/MWh, TWh



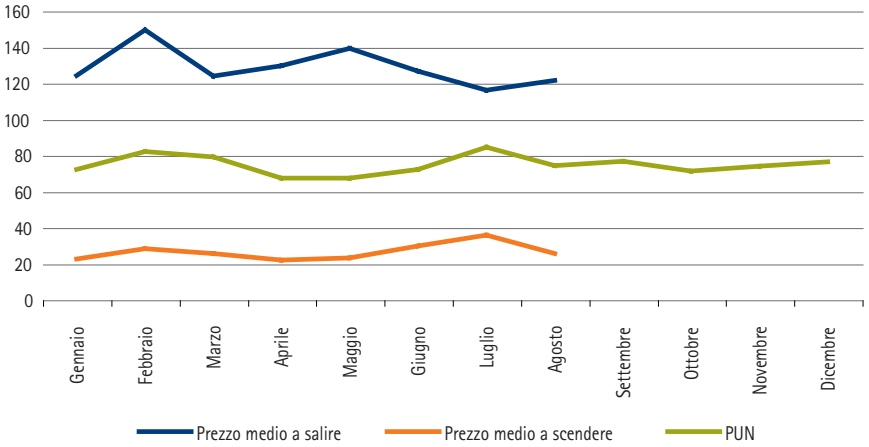
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.19

Prezzo medio sul mercato per il servizio di dispacciamento

ex ante

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

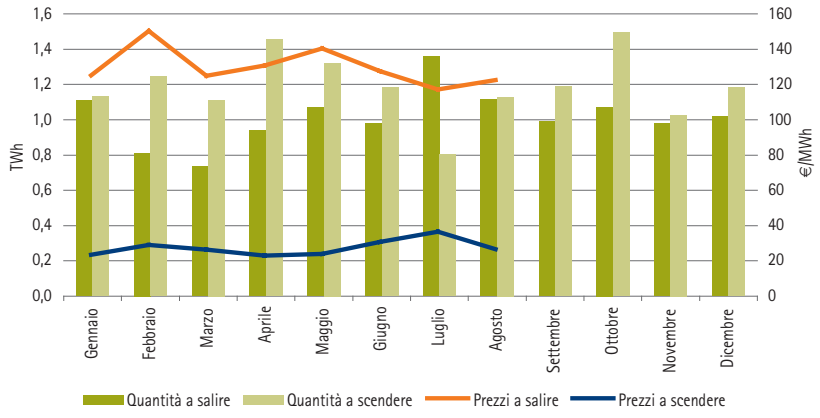


FIG. 2.20

Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante*

TWh, €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

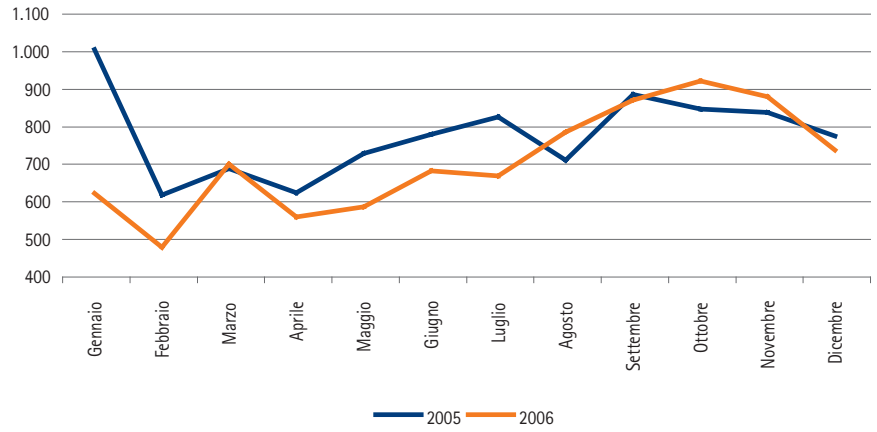


FIG. 2.21

Scambi sulla PAB

GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali

La Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Nel 2006 nella Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali sono stati complessivamente scambiati 8,4 TWh, con una diminuzione di quasi il 9% rispetto all'anno precedente. Gli scambi hanno rappresentato il 2,6% dei volumi dell'MGP.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2006 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero delle attività produttive del 5 dicembre 2005, che ha adottato il seguente schema per l'assegnazione dell'energia CIP6:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2006 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonti non programmabili (5.600 MW);
- la capacità è assegnata per il 40% (2.240 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato e per il 60% (3.360 MW) ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP6 è fissato a 55,5 €/MWh, superiore a quello previsto per l'anno precedente (50,0 €/MWh);
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore (inferiore) al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal (riconosce al) GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Le assegnazioni per il mercato libero, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2005, sulla base di un criterio pro quota, basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici; ai clienti finali idonei che ne hanno fatto richiesta sono state attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale. A differenza di quanto previsto per il 2005, il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso. Nel corso del 2006 il GSE ha pubblicato le regole per il trasferimento dei diritti CIP6 assegnati al mercato libero e all'Acquirente Unico, nel caso di passaggio dei clienti finali dal mercato libero al mercato vincolato e viceversa. Tali regole dispongono che con cadenza bimestrale venga effettuato l'aggiornamento della ripartizione dei diritti in questione sulla base dell'evoluzione della potenza media complessiva del mercato vincolato rispetto al valore risultante all'1 gennaio 2006. Nei primi bimestri del 2006, la potenza media complessiva degli utenti del dispacciamento del mercato libero è cresciuta di circa 480 MW tra l'1 gennaio e l'1 marzo, e di ulteriori 230 MW tra l'1 marzo e l'1 maggio. Per effetto di questo progressivo spostamento dei clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero, l'ammontare dei diritti CIP6 spettanti al mercato vincolato si è ridotto di 78 MW nel bimestre marzo-aprile e di ulteriori 37 MW nel bimestre maggio-giugno.

TAV. 2.12

Assegnazione dei diritti CIP6

MW

	DIRITTI CIP6 2006	DIRITTI CIP6 2007
Enel	406	639
Edison Energia	250	389
Eni	351	343
Asm Energy	176	219
Egl Italia	247	191
Acea Electrabel Elettricità	73	184
Sorgenia (ex Energia)	180	142
Iride Mercato (ex Amga comm. e Siet)	139	141
Modula	140	134
Green Network	59	75
Altri	1.399	1.053
TOTALE	**3.360**	**3.510**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei Certificati verdi

Secondo quanto disposto all'art. 5 del decreto ministeriale 11 novembre 1999, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in servizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi 8 anni di esercizio. Il Certificato verde è emesso dal GSE su comunicazione del produttore e riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'anno precedente o la producibilità attesa nell'anno in corso o nell'anno successivo. La legge 23 agosto 2004, n. 239, ha stabilito pari a 50 MWh la taglia del Certificato verde, che in precedenza era pari a 100 MWh. Il decreto legislativo n. 79/99, art. 11, prevede che dal 2002 produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere ogni anno in rete una quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale quota è pari al 2% dell'energia elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è incrementata dello 0,35% annuo (art. 4, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387). Gli incrementi della quota minima d'obbligo per il triennio 2007-2009 e 2010-2012 verranno stabiliti con decreti emanati dal Ministero dello sviluppo economico. L'obbligo può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, attraverso l'acquisto di certificati verdi relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili effettuata da altri soggetti.

Nel mercato dei Certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. L'offerta, invece, è rappresentata dai certificati verdi emessi a favore degli operatori con impianti che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (Impianti alimentati da fonti rinnovabili) dal GSE o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come dai Certificati verdi che il GSE stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti CIP6. Il GSE, in particolare, colloca i Certificati verdi sul mercato per garantire il soddisfacimento della domanda eventualmente non coperta con le produzioni realizzate da privati.

Il GME ha predisposto una sede di contrattazione organizzata dei Certificati verdi (Mercato certificati verdi, MCV), operativa dal marzo 2003, che si è affiancata alle contrattazioni bilaterali. Le sessioni nell'MCV si svolgono almeno una volta alla settimana nel periodo compreso tra gennaio e marzo di ciascun anno e almeno una volta al mese nel restante periodo, attraverso negoziazione continua.

La tavola sotto riportata evidenzia le contrattazioni avvenute nell'MCV nel corso del 2006 e nel primo trimestre del 2007, che hanno riguardato certificati con anno di validità 2004, 2005 e 2006.

TAV. 2.13

Esito della contrattazione nell'MCV nel 2006 e nel primo trimestre 2007

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CV NEGOZIATI	MWh NEGOZIATI	PREZZO MEDIO (€/MWh)
2006	2004	72	3.600	129,94
	2005	7.887	394.350	130,63
	2006	2.215	110.750	139,13
1° trim. 2007	2004	9	450	129,51
	2005	60	3.000	144,85
	2006	7.133	356.650	146,52

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

La figura 2.22 mette in evidenza il prezzo medio cumulato dei certificati verdi con lo stesso anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati fino a marzo 2007. Come si può rilevare dalla figura, tuttavia, la maggior parte della domanda è soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato.
Tale prezzo viene confrontato con il prezzo di riferimento fissato annualmente dal GRTN/GSE per la vendita dei propri Certificati verdi, al lordo dell'IVA del 20%. Il valore per il 2006, non comprensivo dell'IVA, è pari a 125,28 €/MWh, calcolato come differenza tra:

- il costo medio dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2006, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2006 comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2006.

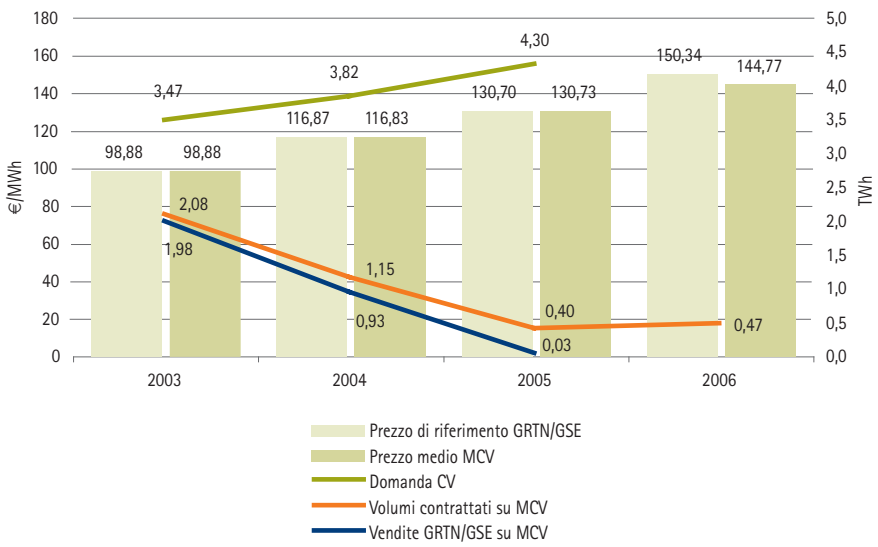
Nel 2005 per la prima volta la produzione cui è riconosciuto il rilascio di Certificati verdi, pari a 4,4 TWh, ha superato l'obbligo imposto a produttori e importatori. L'intervento del GSE è tuttavia risultato necessario a coprire la richiesta, a seguito del fatto che alcuni operatori hanno deciso di non offrire i Certificati verdi sul mercato. Come esito, anche per il 2005, il prezzo medio di mercato si è attestato su un valore molto vicino a quello del prezzo di riferimento fissato dal GSE. Il GSE ha previsto per il 2006 una domanda di Certificati verdi pari a 6,0 TWh, corrispondete a un'energia soggetta all'obbligo di 221 TWh, stimando di cedere sul mercato del GME certificati per un volume pari a 0,5 TWh.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche certificati bianchi, sono stati istituiti dai decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004, che determinano gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tali obiettivi dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale (con non meno di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001) attraverso progetti che prevedono misure e interventi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia (si veda il Capitolo 4 del secondo volume).
I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.
I TEE hanno un valore pari a un tep e si distinguono in tre tipologie:

- Tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- Tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- Tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli di cui ai primi due alinea.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento. Il mercato dei TEE, in particolare, ne consente l'acquisto da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e, specularmente, la vendita dei TEE da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono vendere sul mercato quelli in eccesso. Sul mercato possono presentare offerta di TEE anche le ESCO, che dispongono di TEE a seguito della realizzazione di progetti autonomi. Nel corso del 2006 sono stati scambiati sul mercato organizzato 34.304 TEE, in grande maggioranza del Tipo I (22.664) e del Tipo II (11.564); solo 76 sono stati i TEE scambiati del Tipo III. Considerando anche il primo trimestre 2007, gli scambi complessivi sono saliti a 62.332, di cui 44.926 del Tipo I e 17.330 del Tipo II. La figura 2.23 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. La liquidità del mercato è molto variabile, anche se nel primo trimestre 2007 sembra aver raggiunto una certa stabilità. L'80% circa delle transazioni si svolge tuttavia al di fuori del mercato organizzato.
Occorre evidenziare l'esistenza di una certa differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati; in media i certificati del Tipo II hanno un prezzo superiore di più del 30% rispetto al complesso dei TEE negoziati. Nel grafico sotto riportato non viene data separata evidenza per i titoli del Tipo III, dal momento che le ridotte quantità a oggi scambiate non rendono significativo un valore di prezzo distinto.

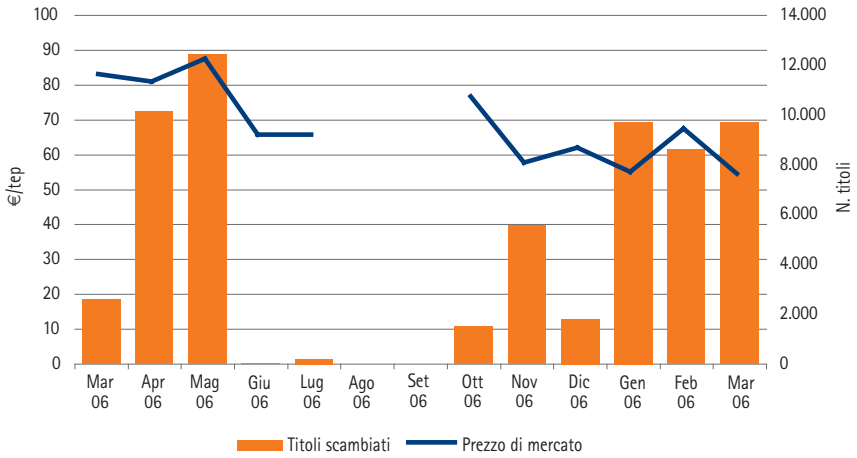


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

FIG. 2.22

Mercato dei Certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE

€/MWh, TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.23

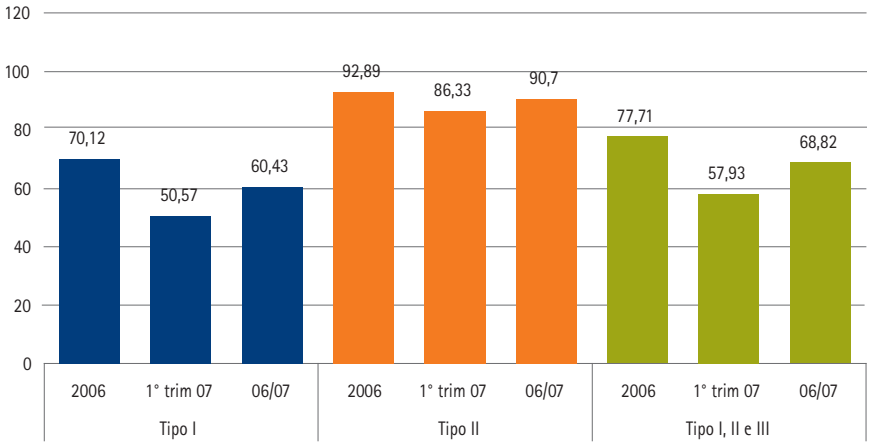
Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep, numero Titoli

FIG. 2.24

Andamento dei prezzi per tipologia di Titoli scambiati

€/tep



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale libero

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 2003/54/CE, dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale e di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati.

Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158, e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Come si rileva dalla tavola 2.14, sulla base dei dati comunicati dai distributori i clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2006 erano circa 7,6 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 221,5 TWh di energia (al netto dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevato dagli stessi clienti è diminuito di circa 1,7 TWh. Il prelievo medio per cliente presenta un lieve incremento rispetto all'anno precedente attestandosi su 29.187 kWh/anno. In particolare, se da una parte regioni quali la Lombardia e il Friuli Venezia Giulia presentano un valore del prelievo *pro capite* sensibilmente superiore alla media nazionale (rispettivamente 48.962 e 47.702 kWh), dall'altra la quasi totalità delle regioni del Sud Italia si caratterizza per la presenza di valori inferiori a 18.000 kWh. L'esempio più significativo in tal senso è costituito, come per l'anno precedente, dalla regione Calabria, in cui il livello di prelievo medio per utente è pari a 11.912 kWh.

I clienti che al 31 dicembre 2006 risultavano effettivamente approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 700.000, con un prelievo complessivo, al netto dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali, di 149,7 TWh[3], corrispondente a una quota del 67,7% del mercato potenziale (Tav. 2.15).

3 Sulla base delle stime preliminari di fonte Terna, nel 2006 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 152,5 TWh, al lordo dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali; sulla base dei dati comunicati questi ultimi sarebbero pari a circa 4,8 TWh.

TAV. 2.14

Mercato potenziale al 31 dicembre 2006

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI[A]	PRELIEVI (TWh)
Val d'Aosta	276	26.947	0,8
Piemonte	7.680	593.633	19,0
Liguria	2.263	274.282	4,3
Lombardia	20.043	1.078.855	52,8
Trentino A.A.	1.746	153.172	4,0
Veneto	9.568	589.024	23,9
Friuli V.G.	2.322	155.418	7,4
Emilia Romagna	8.353	607.859	19,7
Toscana	6.465	561.990	14,1
Lazio	7.396	701.542	18,9
Marche	2.654	219.449	5,6
Umbria	1.227	115.583	3,6
Abruzzo	1.842	169.312	4,9
Molise	395	44.053	1,2
Campania	5.353	608.067	10,8
Puglia	4.232	529.784	9,4
Basilicata	638	81.708	1,9
Calabria	1.952	253.814	3,0
Sicilia	4.932	606.717	10,6
Sardegna	1.994	219.070	5,5
ITALIA[B]	**91.269**	**7.590.279**	**221,5**

(A) Numero punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

(B) Non sono inclusi i dati relativi agli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

TAV. 2.15

Mercato libero al 31 dicembre 2006

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI[A]	PRELIEVI (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	134	3.461	0,6	78,5
Piemonte	3.537	68.064	14,4	75,4
Liguria	888	34.568	2,9	69,1
Lombardia	10.391	109.278	39,5	74,7
Trentino A.A.	765	9.789	2,7	67,0
Veneto	5.254	95.009	18,0	75,4
Friuli V.G.	1.239	23.793	6,2	84,2
Emilia Romagna	4.022	64.445	14,2	72,3
Toscana	2.408	48.139	9,7	68,4
Lazio	2.593	49.712	8,6	45,4
Marche	1.192	24.445	3,7	65,5
Umbria	520	16.927	2,7	76,1
Abruzzo	790	14.708	3,6	73,1
Molise	161	3.336	0,9	73,8
Campania	1.277	23.532	5,4	50,0
Puglia	1.137	35.922	5,4	57,2
Basilicata	210	3.727	1,3	69,6
Calabria	370	13.046	1,3	41,5
Sicilia	1.099	37.124	5,3	49,5
Sardegna	534	16.254	3,4	61,9
ITALIA	**38.520**	**695.279**	**149,7**	**67,6**

(A) Numero punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Rispetto all'anno precedente, il 2006 è stato caratterizzato da una crescita del mercato libero in termini sia di numerosità dei clienti (di circa 365.000) sia di volumi di energia prelevata (di circa 13 TWh); come effetto, risultano essere molto diminuiti i prelievi *pro capite*, passati da circa 0,41 GWh nel 2005 a 0,22 GWh nel 2006. Nonostante l'aumento del numero di clienti che sono usciti dal mercato vincolato, la percentuale di clienti che si approvvigiona sul mercato libero (9,2%) risulta essere ancora contenuta rispetto alla totalità dei clienti del mercato potenziale.

La variabilità dei dati relativi al prelievo medio per regione, riscontrata nel mercato potenziale, si ripropone anche nel mercato libero effettivo; il prelievo medio varia infatti da 0,36 GWh per Lombardia e Basilicata a 0,09 GWh per la Liguria.

I prelievi *pro capite* risultano sensibilmente sotto la media nazionale anche in Calabria (0,10 GWh), Sicilia (0,14 GWh), Puglia e Marche (0,15 GWh). L'espansione del mercato libero non si è manifestata in modo omogeneo in tutto il territorio nazionale, avendo interessato maggiormente il Nord Italia rispetto al Sud. Le regioni in cui una quota maggiore di consumatori potenzialmente liberi ha deciso di approvvigionarsi effettivamente sul mercato libero sono infatti risultate essere il Friuli Venezia Giulia (84,2%), la Val d'Aosta (78,5%), l'Umbria (76,1%), il Piemonte e il Veneto (75,4%). Rispetto all'anno precedente le regioni che hanno registrato la maggiore espansione in termini sia di clienti sia di energia prelevata sono risultate la Lombardia (3,8 TWh), il Piemonte (1,8 TWh), l'Emilia Romagna (1,7 TWh) e il Lazio (1,5 TWh).

Nella tavola 2.16 si riporta un dettaglio della struttura del mercato libero per tipologia di utenza, considerando anche i consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali.

TAV. 2.16

Struttura del mercato libero in base alle diverse tipologie d'utenza

	NUMERO CLIENTI(A)	PRELIEVI (TWh)
BT altre utenze	574.317	17,3
- Fino a 1,5 kW	46.215	1,4
- 1,5-10 kW	278.218	1,6
- 10-15 kW	91.274	1,6
- 15-30 kW	85.577	3,1
- 30-50 kW	26.627	2,0
- Oltre 50 kW	42.482	7,3
- Altri(B)	3.924	0,2
MT Altre utenze	55.647	84,6
AT Altre utenze	593	46,1
Regimi tariffari speciali	8	4,8
Illuminazione pubblica	64.722	1,7
TOTALE	**695.287**	**154,6**

(A) Numero dei punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

(B) Rientrano in questa categorie le utenze e i prelievi di energia per i quali non è stato fornito il dettaglio della potenza impegnata da parte dei distributori.

Fonte: Elaborazione AEEG sui dati forniti dai distributori.

Primo rapporto sulla domanda di energia elettrica - Anno 2005

Nell'ottica di promuovere la trasparenza e favorire il funzionamento del mercato, **l'Indis**, organismo specializzato di Unioncamere, e **la Camera di commercio di Milano** hanno promosso nel 2006 la realizzazione di un *Rapporto sulla domanda di energia elettrica: un'analisi del costo del servizio di fornitura pagato dalle categorie produttive*.

La Camera di commercio di Milano, con il supporto scientifico del centro ricerche **ref.**, ha realizzato la prima sperimentazione a livello provinciale prendendo come anno di riferimento il 2005.

L'indagine analizza i diversi aspetti della fornitura di energia elettrica ai clienti finali non domestici e offre una quantificazione dei costi d'acquisto sul mercato libero. Vengono indagate le 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.), le condizioni contrattuali e i corrispettivi del servizio di fornitura.

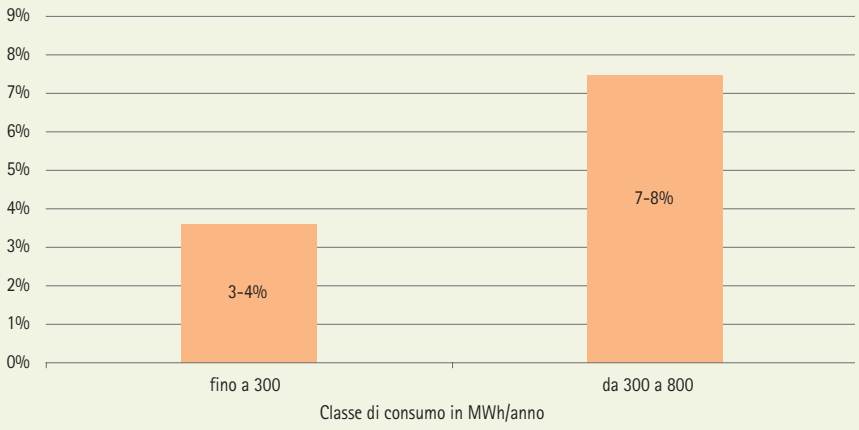
L'obiettivo dell'indagine è duplice: da un lato *mappare* i profili di consumo dei siti produttivi sulla piazza di Milano e provincia; dall'altro, offrire una quantificazione dei costi sostenuti dalle imprese e dei risparmi attivabili con il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero.

L'indagine è rivolta a un campione di siti produttivi, con l'esclusione delle sedi amministrative, aventi forma giuridica di società di capitali con più di 9 addetti nei 9 settori del manifatturiero indagati (alimentare, tessile, legno e mobili, carta ed editoria, chimica, materiali per costruzione, metallurgia, meccanica e altra manifattura) e con più di 5 addetti nei 4 settori dei servizi (commercio all'ingrosso/dettaglio, turismo, ospedali).

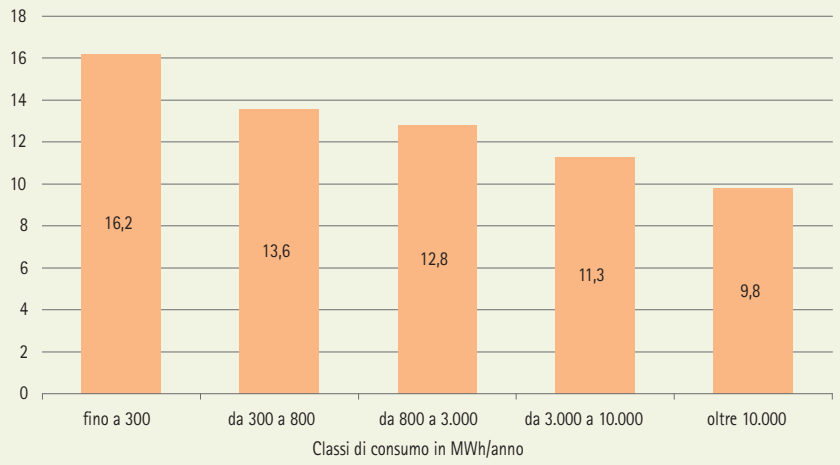
I 664 siti produttivi rispondenti dichiarano, nel complesso, un consumo di 502 GWh: un volume pari a oltre il 3% dei consumi non domestici registrati da Terna sull'intera provincia di Milano e al 5% dei consumi di energia elettrica dei settori inclusi nel dominio di osservazione dell'indagine.

A fronte di un consumo medio per sito produttivo di 756 MWh all'anno, i consumi all'in-

Costo medio del kWh sul mercato libero nella piazza di Milano e provincia - Anno 2006
c€/kWh



Risparmio medio dei clienti liberi rispetto ai vincolati nella piazza di Milano e provincia



terno del campione risultano particolarmente variegati e vanno da meno di 10 MWh all'anno nei siti a minore consumo sino a oltre 30 GWh annui nei siti a maggiore consumo. Il 50% dei siti produttivi del campione consuma meno di 130 MWh annui.

Acquistano sul mercato libero il 25% dei rispondenti. Si tratta di 165 siti produttivi che consumano in un anno 403 GWh, il 75% dei consumi di energia elettrica dichiarati dall'intero campione.

Le imprese che acquistano attraverso un consorzio sono il 28% e consumano il 48% dei volumi complessivi negoziati sul mercato libero: sulla piazza di Milano e provincia i consorzi sono dunque aggregazioni di medi e grandi consumatori.

Il 66% delle imprese è allacciato in bassa tensione, il 30% in media tensione. Le prime registrano un consumo pari ad appena l'8% dei consumi totali del campione, mentre le seconde ne coprono il 76%. Nel campione convivono dunque una ampia maggioranza di piccoli consumatori e una ristretta minoranza di medi e grandi consumatori.

Le dichiarazioni evidenziano una realtà polarizzata rispetto alle modalità di fornitura: piccoli consumatori da un lato, medi e grandi consumatori dall'altro.

Tra i primi è utile distinguere le imprese che operano in settori energivori e non.

Il piccolo consumatore non energivoro è un'impresa con consumi annui inferiori ai 300 MWh, allacciata in bassa tensione e non dotata di misuratore orario. Per la fornitura di energia si rivolge prevalentemente a un grossista/venditore con il quale negozia un corrispettivo non differenziato per fasce e aggiornato con cadenza trimestrale, che ha tipicamente la forma di uno sconto rispetto ai parametri del vincolato (PC o CCA).

Per questa tipologia di consumatore il risparmio sulla bolletta dell'energia elettrica attivabile con il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero è del 3-4% corrispondente a uno sconto sulla sola componente del costo di generazione del 5-6%.

Il "piccolo consumatore energivoro" è, invece, un'impresa anche di piccole dimensioni che consuma sino a 800 GWh all'anno, allacciata in

media tensione e in prevalenza dotata di misuratore orario.
È un'impresa che compra energia indifferentemente attraverso un consorzio o da un grossista/venditore e che negozia ancora uno sconto rispetto ai parametri del vincolato (PC o CCA).
In questa classe di consumo il risparmio sul costo medio del kWh delle imprese che si approvvigionano sul mercato libero è del 7-8%, corrispondente a uno sconto sulla componente del costo di generazione tra il 10 e il 12%.
Nelle classi di consumo superiori si trovano medi e grandi consumatori, imprese di settori energivori allacciate in media tensione e dotate di misuratore orario, che negoziano 4 prezzi per fascia indicizzati al vecchio Ct ovvero aggiornati mediante formule di indicizzazione proposte dal fornitore.
Nel complesso i risultati mostrano un costo medio del kWh che diminuisce all'aumentare dei consumi: dai 16,2 c€/kWh per consumi inferiori a 300 MWh annui, ai circa 13 c€/kWh per consumi superiori a 300 MWh e inferiori a 3 GWh, sino ai 9,8 c€/kWh per consumi maggiori di 10 GWh annui.
Tra i fattori che spiegano il minore costo della bolletta per i grandi consumatori del manifatturiero:

- una struttura regressiva delle imposte erariali e dell'addizionale provinciale;
- un'aliquota IVA differenziata, minore per le attività del manifatturiero (10%) rispetto al commercio (20%);
- una minore incidenza dei costi fissi di distribuzione;
- i maggiori risparmi sul costo di acquisto dell'energia.

Tra gli altri aspetti l'indagine analizza anche il comportamento dei clienti finali che si approvvigionano sul libero, in termini di grado di soddisfazione, numero di cambi del fornitore, durata contrattuale e incidenza dei costi dell'energia sui costi totali.

Mercato finale vincolato

Nel corso del 2006 i consumi di energia del mercato vincolato, calcolati sui dati forniti dai distributori, si assestano sui 138,5 TWh[4], di cui 61,6 TWh corrispondono ai prelievi delle utenze domestiche e 76,9 TWh ai prelievi delle utenze non domestiche.
Come risulta dalla tavola 2.17, nell'ambito dell'utenza domestica la categoria più rilevante sia per numerosità dei clienti sia per volumi di energia prelevata è costituita dai consumatori residenziali cui è stata applicata la tariffa D2 (tariffa domestica residenziale). Il prelievo medio della categoria risulta pari a circa 2.320 kWh annui. I clienti non domestici, escluse le utenze soggette a regimi tariffari speciali e l'illuminazione pubblica, che al 31 dicembre 2006 risultavano approvvigionarsi sul mercato vincolato, sono prevalentemente utenze di piccole dimensioni con prelievi medi pari a 9.986 kWh; più del 60% dei relativi consumi sono riconducibili a utenti in bassa tensione, il cui prelievo medio si attesta sui 7.400 kWh.

4 Sulla base delle stime preliminari di fonte Terna, nel 2006 i consumi di energia elettrica dei clienti vincolati si attesterebbero su 142,0 TWh.

TAV. 2.17

Struttura del mercato vincolato in base alle diverse tipologie d'utenza

	NUMERO CLIENTI[(A)]	PRELIEVI (TWh)
BT Domestici	27.445.574	61,6
D2	20.339.445	47,4
D3	5.618.887	9,7
Opzioni ulteriori potenzialmente D2	549.348	1,7
Opzioni ulteriori potenzialmente D3	559.751	2,4
Opzioni ulteriori non residenti	318.143	0,5
BT Altre utenze	6.689.892	49,5
- Fino a 1,5 kW	1.500.459	1,5
- 1,5-10 kW	4.231.853	15,8
- 10-15 kW	514.306	7,7
- 15-30 kW	267.521	10,4
- 30-50 kW	59.193	4,6
- Oltre 50 kW	52.950	8,9
- Altri[(B)]	63.610	0,5
MT Altre utenze	41.076	17,5
AT Altre utenze	107	0,2
Regimi tariffari speciali	5.418	5,1
Illuminazione pubblica	163.925	4,6
TOTALE	**34.345.992**	**138,5**

(A) Numero dei punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

(B) Rientrano in questa categorie le utenze e i prelievi di energia per i quali non è stato fornito il dettaglio della potenza impegnata da parte dei distributori.

Fonte: Elaborazione AEEG sui dati forniti dai distributori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con le delibere n. 203 del 22 settembre 2006 e n. 275 del 5 dicembre 2006 sono state aggiornate le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato per l'anno 2007. L'aggiornamento ha comportato l'applicazione del *price cap*, per la parte relativa a costi operativi e ammortamenti e l'adeguamento della quota parte della tariffa che remunera il capitale investito per tener conto dei nuovi investimenti realizzati dalle imprese esercenti.

In particolare, con la delibera n. 203/06 sono state aggiornate le tariffe di trasmissione e distribuzione. Con riferimento al servizio di trasmissione l'Autorità, tenuto conto dell'introduzione delle nuove fasce orarie a partite dall'1 gennaio 2007 (delibera 2 agosto 2006, n. 181), ha previsto che le tariffe a partire dalla stessa data, siano applicate in maniera indifferenziata nelle tre fasce

orarie. Di conseguenza, la nuova tariffa di trasmissione prevede una differenziazione tra le tipologie di utenza unicamente riconducibile al diverso livello di perdite previsto per le utenze in bassa, media e alta/altissima tensione. Il superamento della differenziazione multioraria della tariffa di trasmissione ha anche fatto venir meno l'esigenza di perequazione dei costi di trasmissione sostenuti dalle imprese distributrici, consentendo la soppressione del relativo meccanismo di perequazione.

Relativamente al servizio di distribuzione, le variazioni registrate dalla tariffa tra il 2006 e il 2007 sono in gran parte riconducibili all'adeguamento della componente UC_6 (il gettito obbiettivo per l'anno 2007 è stato fissato pari a circa 195 milioni di euro con un aumento di oltre 100 milioni di euro rispetto all'anno 2006), destinata a garantire la copertura dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per recuperi di qualità del servizio.

Con la successiva delibera n. 275/06, l'Autorità ha anche previsto l'aggiornamento per l'anno 2007 delle tariffe di misura e di vendita per il mercato vincolato (componente tariffaria COV). L'aggiornamento tariffario del servizio di misura (componente tariffaria MIS) si è reso necessario al fine di garantire la remunerazione degli importanti investimenti in nuovi apparati di misura realizzati tra il 2003 e il 2005 da alcune imprese distributrici.

Per quanto riguarda, invece, la componente che garantisce la copertura dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per fornire i clienti del mercato vincolato (componente COV), l'Autorità è intervenuta per tener conto della progressiva riduzione del numero dei clienti vincolati e dei ricavi da questi garantiti a fronte di costi del servizio in parte rilevante fissi (quantomeno nel breve periodo).

TAV. 2.18

Tariffa media per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita negli anni 2006-2007

c€/kWh, al netto delle imposte e delle componenti A per le diverse tipologie contrattuali

	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE 2006	2007	DIFFERENZA 2007-2006
BT usi domestici	3,75	3,85	0,10
BT illuminazione pubblica	1,65	1,82	0,17
BT altri usi	3,15	3,19	0,04
MT illuminazione pubblica	0,97	1,12	0,15
MT altri usi	1,31	1,31	–
AT	0,41	0,45	0,04

	MISURA (COMPONENTE MIS) 2006	2007	DIFFERENZA 2007-2006
BT usi domestici	0,74	0,84	0,10
BT illuminazione pubblica	0,10	0,11	0,01
BT altri usi	0,30	0,34	0,04
MT illuminazione pubblica	0,06	0,06	-
MT altri usi	0,06	0,06	–
AT	0,05	0,05	-

	VENDITA (COMPONENTE COV) 2006	2007	DIFFERENZA 2007-2006
BT usi domestici	0,08	0,10	0,02
BT illuminazione pubblica	0,01	0,01	-
BT altri usi	0,03	0,04	0,01
MT illuminazione pubblica	0,01	0,01	-
MT altri usi	0,01	0,01	–
AT	0,01	0,01	-

Tariffe del mercato vincolato

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico avvenuta l'1 aprile 2004 ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento a cui può ricorrere. La tavola 2.19 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2006. Dalla tavola è possibile constatare come per i propri approvvigionamenti l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 14% del suo fabbisogno, mentre la restante parte del fabbisogno è stata coperta con contratti differenziali e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva da impianti CIP6.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico, in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le suddette unità di consumo, si è attestata su valori pari a quelli del 2005 e corrispondenti a circa l'1% del fabbisogno.

Nella tavola 2.20 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

Con riferimento al 2007, il peso previsto per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2006 per quanto riguarda il CIP6 e le importazioni annuali, ma cambia sensibilmente per quanto riguarda i contratti di importazione pluriennale (Tav. 2.23).

La quota del fabbisogno coperta con contratti pluriennali di importazione si è ridotta del 30%. Tale riduzione è imputabile alla riduzione dell'apporto di energia elettrica derivante dai contratti pluriennali di importazione dalla Francia. Infatti, a seguito della sentenza della Corte di Giustizia europea del 7 giugno 2005 sul caso C – 17/03, concernente l'accesso prioritario alla capacità di trasporto di energia elettrica sulla rete di interconnessione per un operatore che abbia sottoscritto contratti di lungo termine prima della liberalizzazione del mercato elettrico, le Autorità francesi hanno ritenuto di non riconoscere ai titolari di contratti pluriennali la priorità sull'intera capacità d'importazione necessaria all'esecuzione dei medesimi contratti.

Con riferimento alla frontiera elettrica svizzera l'energia elettrica sottostante tali contratti risulta pari a 5.231 GWh ed è valorizzata a un prezzo di 66 €/MWh, secondo quanto previsto dal decreto 15 dicembre 2006 del Ministero dello Sviluppo Economico.

Per quanto attiene ai contratti differenziali, la quota del portafoglio dell'Acquirente Unico coperta con contratti differenziali per la copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima, prevista per l'anno 2007, fa riferimento:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2007 (contratti differenziali 2005);
- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2007 (contratti differenziali 2007);
- alla potenza sottostante il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2007 stipulato tra l'Acquirente Unico ed Enel Produzione Spa.

I contratti differenziali 2005 sono contratti differenziali a "una via" con un prezzo *strike* e un corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica

TAV. 2.19

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico
Gennaio-dicembre 2006, GWh

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	F4	TOTALE
al di fuori del sistema delle offerte	**1.129**	**4.476**	**2.690**	**12.583**	**20.878**
di cui:					
import annuali	200	742	488	1.609	3.038
importazioni pluriennali	580	2.339	1.356	6.873	11.147
altri contratti di importazione	1	4	2	9	16
energia ritirata ai sensi del DL n. 387/03	349	1.392	844	4.091	6.677
in borsa elettrica	**9.250**	**36.806**	**19.232**	**66.943**	**132.231**
di cui:					
contratti differenziali	6.010	26.752	14.515	34.572	81.849
CIP6	927	3.872	2.281	11.257	18.338
acquisti a PUN	2.313	6.182	2.436	21.114	32.045
Sbilanciamento unità di consumo[(A)]	*204*	*59*	*161*	*829*	*1.254*
TOTALE	**10.583**	**41.341**	**22.084**	**80.355**	**154.363**

(A) Per fini di semplicità non si è rispettato il segno convenzionale (positivo/negativo) fissato dalla delibera n. 168/03 e successive integrazioni e modifiche.
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.20

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico
Gennaio-dicembre 2006

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	9	9	10	14	12
Importazioni	7	7	8	11	9
Contratti differenziali	57	65	66	43	53

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

(premio) differenziato per ciascun prodotto combustibile utilizzato. Tali contratti, conclusi dall'Acquirente Unico per l'anno 2005, prevedevano la possibilità di essere prorogati all'anno 2006 e per il 2007. La facoltà di proroga ha comportato, per ciascun prodotto e con riferimento all'anno 2007, una riduzione del premio pari al 10% e una riduzione della quantità aggiudicata del 40%.

La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2005, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi, disponibili a oggi solo per il primo trimestre del 2007. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco inferiore al 27% del totale del fabbisogno.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2007, l'Acquirente Unico ha bandito 3 aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". In esito a tali aste sono stati assegnati 1.081 MW costanti in tutte le ore dell'anno.

La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.21. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2007 è prevista collocarsi intorno all'8% del fabbisogno per l'interno.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* pari a una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione. Le differenze tra prezzo orario (PUN) e il prezzo *strike* dei contratti devono essere versate/ricevute all'/dall'Acquirente Unico.

Infine, l'Acquirente Unico ha stipulato con Enel Produzione un contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2007. Con questo contratto, in relazione a ciascuna ora, Enel Produzione si impegna:

- a pagare all'Acquirente Unico, se positiva, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata;
- a ricevere dall'Acquirente Unico, se negativa, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata.

TAV. 2.21

Quantità assegnate in ogni singola asta per i contratti base 2007

ASTA	MW
asta del 24 novembre 2006	100
asta del 30 novembre 2006	237
asta del 6 dicembre 2006	744

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.22

Quantità assegnata per la capacità produttiva virtuale (VPP) 2007

PRODOTTO	MW
Baseload	65
On Peak	25
Off Peak	30

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Il prezzo di mercato è definito nel contratto come la media dei prezzi dell'MGP nelle zone componenti la macrozona Sud. La quantità aggiudicata all'Acquirente Unico in esito alla procedura di assegnazione e i relativi prodotti sono riportati nella tavola 2.22.

Infine per quanto concerne le coperture sulla variabilità dei prezzi *strike* dei contratti differenziali, contrariamente a quanto accaduto nel 2006, nel 2007 l'Acquirente Unico ha provveduto a effettuare esclusivamente coperture dirette sul prezzo del petrolio in euro. Tali coperture sono rappresentate da contratti *swap* aventi come sottostante il prezzo IPE Brent primo mese; nel mese di marzo le coperture risultavano essere pari a 11.000 barili di petrolio con riferimento all'intero 2007. La tavola 2.23 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2007.

Energia elettrica e inflazione

Le quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi hanno mantenuto un *trend* di sostanziale e continua ascesa per tutto il 2005 e per buona parte del 2006. Nell'ultimo trimestre dello scorso anno hanno finalmente registrato un sensibile calo. A fronte di questi andamenti internazionali, il biennio 2005-2006 è stato critico per la dinamica della tariffa elettrica, che ha evidenziato un analogo *trend* di costante incremento. L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)[5], ha registrato, infatti, aumenti via via più consistenti nel corso del 2005 e più ancora nel 2006.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.24, è possibile osservare che nel 2005, eccettuando il terzo trimestre, l'energia ha registrato incrementi consistenti (1,3% in gennaio e 1,6% in aprile); il più alto si è avuto in ottobre, quando si è registrato un aumento del 3,9% rispetto al mese precedente. A dicembre il relativo tasso d'inflazione ha toccato il 7,1%. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 3,9%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto soltanto dell'1,8%, in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 2%. Il 2006 si è aperto con una crescita dell'1,9%, seguita da due aumenti del 5% circa, in aprile e in giugno e da un incremento più contenuto, pari all'1,3%, in ottobre. Il risultato di questi ripetuti rincari ha condotto il tasso d'inflazione (che indica l'incremento del prezzo rispetto all'anno precedente) dell'energia elettrica nel mese di dicembre al 14%, il doppio rispetto a dicembre 2005. In ragione d'anno, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 12,6% nel 2006, mentre il tasso di inflazione generale si è fermato al 2,1%. Valutato in termini reali, il prezzo dell'elettricità per le famiglie è aumentato del 10% circa.

Interessante è però osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.25).

5 Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi, pari all'1,1% nel 2005 e nel 2006, è salito all'1,4% nel 2007.

TAV. 2.23

Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2007

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2007 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 30% del totale della capacità di importazione	2.803	2	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.231	4	66 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 dicembre 2006 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 82/07)
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	L'energia elettrica acquistata dall'Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del DL n. 387/03	10.950	9	Prezzo definito ai sensi della delibera n. 34/05
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2007	1.787	2	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del vincolato	95.818	82	Prezzo unico nazionale
di cui				
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 35% delle bande CIP6 assegnate	16.023	14	64 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 dicembre 2006 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 82/07)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2007 (7.785 MW), la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2007 (1.081 MW) e la potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (VPP)	12.282(A)	40(A)	Asta discriminatoria al ribasso, rispetto al prezzo base d'asta, con prezzi strike fissi o indicizzati a seconda dei contratti.
	TOTALE FABBISOGNO	**116.589**	**100**	

(A) Il dato fa riferimento al primo trimestre 2007.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.24

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

MESI	2005				2006			
	PREZZO NOMINALE	VAR% 2005-2004	PREZZO REALE(A)	VAR% 2005-2004	PREZZO NOMINALE	VAR% 2006-2005	PREZZO REALE(A)	VAR% 2006-2005
Gennaio	101,0	–0,2	80,7	–1,8	108,8	7,7	85,5	5,4
Febbraio	101,0	–0,2	80,4	–1,8	108,8	7,7	85,3	5,5
Marzo	101,0	–0,2	80,2	–2,0	108,8	7,7	85,1	5,4
Aprile	102,6	4,1	81,2	2,2	114,3	11,4	89,1	9,1
Maggio	102,6	4,9	81,0	3,1	114,3	11,4	88,9	9,1
Giugno	102,6	4,9	81,0	3,2	114,3	11,4	88,8	9,1
Luglio	102,6	4,0	80,7	2,0	120,2	17,2	93,0	14,5
Agosto	102,8	4,2	80,8	2,3	120,2	16,9	92,9	14,4
Settembre	102,8	4,2	80,8	2,3	120,2	16,9	93,0	14,5
Ottobre	106,8	7,1	83,8	5,0	121,8	14,0	94,4	12,1
Novembre	106,8	7,1	83,7	5,0	121,8	14,0	94,2	12,0
Dicembre	106,8	7,1	83,6	5,0	121,8	14,0	94,2	12,0
Media annua	103,3	3,9	81,5	2,0	116,3	12,6	90,4	10,3

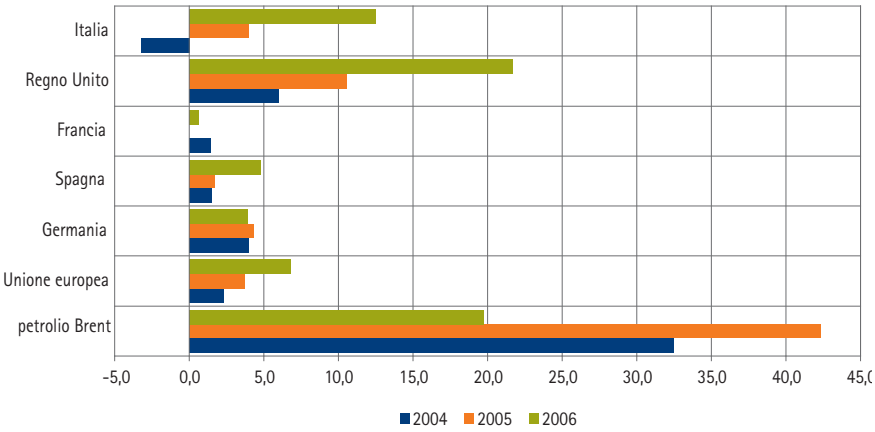
(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

FIG. 2.25

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Dopo un 2005 nel quale il prezzo italiano, a fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 40% (riprodotta per memoria nella figura 2.25), era riuscito a mantenersi in linea con quello della media europea (3,7%) e a risultare, anzi, migliore rispetto alla Germania (4,3%) e al Regno Unito (10,6%), nel 2006, con un aumento del 12,5%, la *performance* del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Nello stesso anno, in concomitanza con un aumento del petrolio Brent del 20%, nella media dei paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata del 6,8%.

Tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nella dinamica della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. Nel corso del 2005 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* crescente che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 23,5% del terzo trimestre 2006 per poi scendere al 6% del secondo trimestre 2007. Ad aprile 2007 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 13,07 c€/kWh (Tav. 2.26).

La figura 2.27 evidenzia come sia il nuovo meccanismo di aggiornamento tariffario in vigore dall'avvio della borsa elettrica sia le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico abbiano consentito di contenere e diluire nel tempo l'impatto delle tensioni, che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili a partire dal secondo trimestre 2004, riducendo in tal modo i possibili effetti negativi sulla fascia più debole della clientela derivanti dalla transizione da un mercato all'ingrosso amministrato a un mercato basato su meccanismi concorrenziali.

La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita nonché le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incideva per il 22,3% della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2005. Nel secondo trimestre 2007 l'aggregato corrispondente è pari a 2,46 c€/kWh e rappresenta il 18,8% della tariffa netta (il 16,7% della tariffa al lordo delle imposte). La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,04 c€/kWh.

Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 67,4% della tariffa netta nel primo trimestre 2005 mentre ad aprile 2007 tale incidenza è aumentata di quasi 2 punti percentuali (69,1% al netto delle imposte e 62,2% al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 9,03 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- perequazione dei costi di approvvigionamento pari a 0,54 c€/kWh (componente UC_1); si tratta della componente a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. Tale componente è stata aumentata nel primo trimestre 2007 per tener conto sia degli scostamenti residui tra la valorizzazione *ex ante* ed *ex post* dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nell'anno 2006, sia di uno squilibrio residuo relativo agli anni 2004 e 2005;
- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,04 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrompibili (componente INT), pari a 0,12 c€/kWh.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media sono aumentati nel corso del 2006 e all'inizio del 2007 in seguito all'adeguamento della componente A_2 (a copertura degli oneri nucleari) al fine di garantire adeguate risorse per il funzionamento di Sogin Spa e l'assolvimento degli impegni in capo alla medesima; all'incremento della componente A_3 (per l'incentivazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate), per consentire un graduale rientro dal disavanzo relativo a periodi pregressi; e alla riattivazione della componente A_6, a partire dall'aprile 2006, per poter disporre di nuove risorse per la copertura dei costi non recuperabili (i cosiddetti *stranded cost*) in conseguenza dell'esaurimento degli effetti di contingentamento delle partite economiche previsti dal decreto del Ministero della attività produttive del 22 giugno 2005.

Nel secondo trimestre 2007 tali oneri ammontano in media a 1,58 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 12,1% (10,9% della tariffa lorda).

FIG. 2.26

Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni

c€/KWh

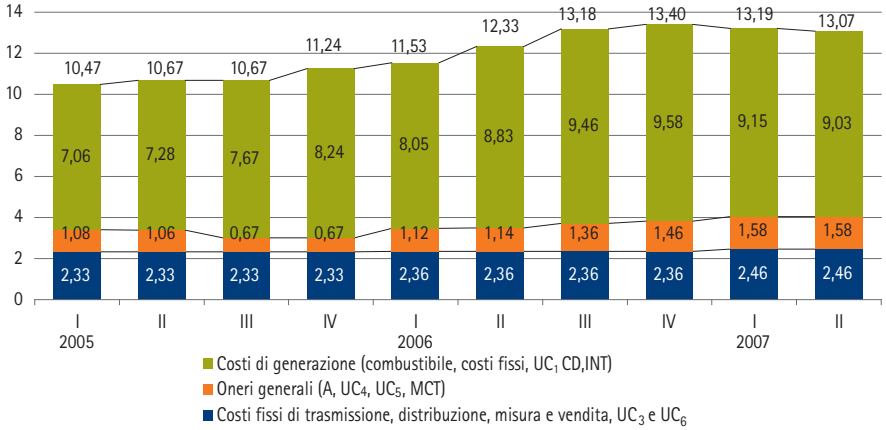
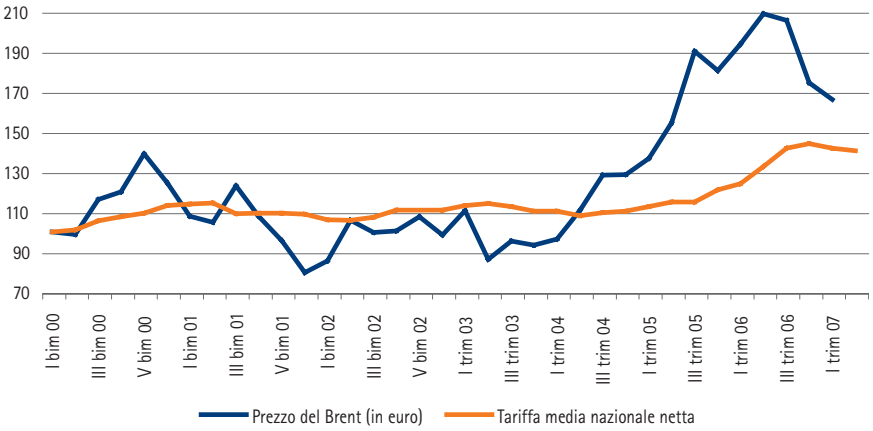


FIG. 2.27

Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio

Numeri indici,
1° bimestre 2000 = 100

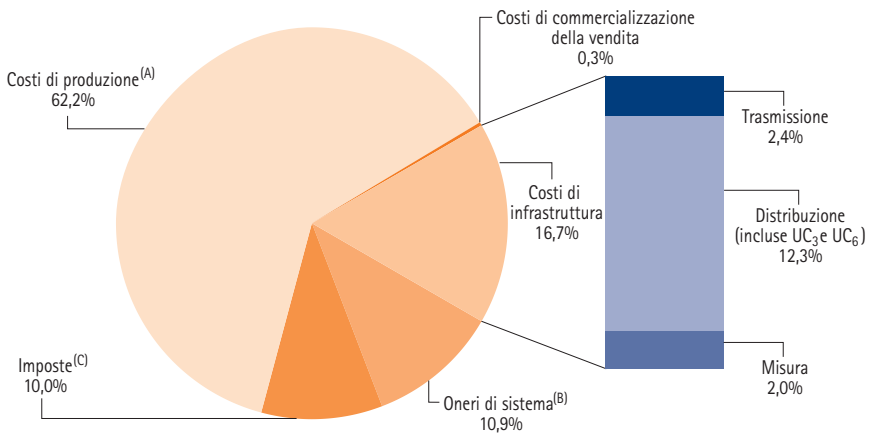


Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati Platt's.

FIG. 2.28

Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte

Composizione percentuale all'1 aprile 2007



(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità e la componente UC_1.
(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC_4, UC_5 e la componente MCT.
(C) Le imposte sono calcolate pro forma pari al 10% della tariffa media nazionale.

Qualità del servizio

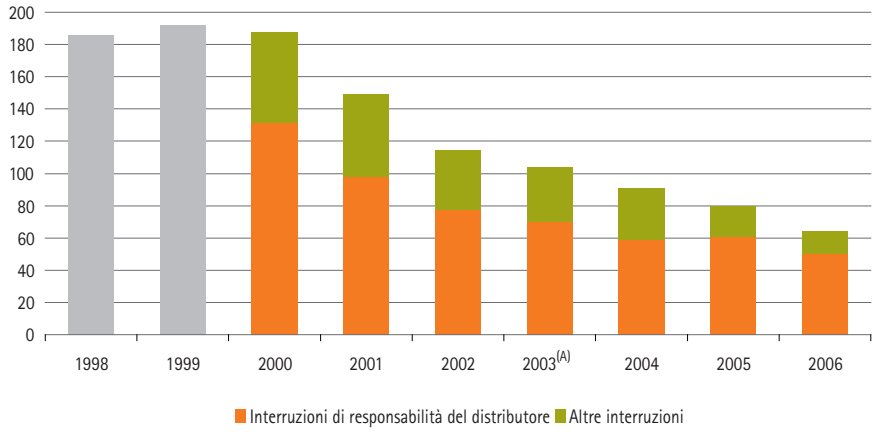
Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Nel corso del 2006 è proseguito il miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000, sono diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso. La durata complessiva di interruzione è passata da 80 minuti di interruzione all'anno per cliente nel 2005 a 64 minuti di interruzione all'anno per cliente nel 2006 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 67%. Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è di 2,4 interruzioni per cliente (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo è del 37% rispetto al 1999. Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), si assiste a un miglioramento

FIG. 2.29

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



(A) Escluso *black out* del 2003.

TAV. 2.25

Durata e numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

BREVI	2005			2006		
	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI(C)	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI(C)
Piemonte	79	1,8	3,9	58	2,0	3,3
Valle d'Aosta	36	0,8	2,3	43	1,2	2,7
Liguria	46	1,6	5,5	50	2,3	4,4
Lombardia	52	1,3	2,3	33	1,3	1,9
Trentino Alto Adige	48	1,8	3,0	47	1,8	3,2
Veneto	55	1,5	3,7	65	1,7	3,1
Friuli Venezia Giulia	27	0,9	2,3	36	1,0	2,2
Emilia Romagna	36	1,4	3,0	28	1,3	2,1
Toscana	70	2,0	5,2	43	1,6	3,1
Marche	63	2,0	3,8	47	1,9	3,9
Umbria	49	1,8	4,1	39	1,7	3,7
Lazio	102	3,0	7,2	77	2,7	5,2
Abruzzo	233	3,2	6,9	60	2,4	5,0
Molise	38	2,1	3,7	32	1,9	3,3
Campania	132	4,3	12,7	87	3,9	10,1
Puglia	69	2,7	5,4	79	2,8	5,4
Basilicata	193	4,2	11,1	94	2,7	5,1
Calabria	102	3,6	11,6	93	3,6	8,5
Sicilia	108	4,2	10,7	130	4,7	9,8
Sardegna	121	3,9	9,7	96	3,9	8,1
NORD	52	1,4	3,2	44	1,6	2,6
CENTRO	83	2,5	5,8	59	2,2	4,2
SUD	117	3,7	9,7	95	3,7	8,1
ITALIA	**80**	**2,4**	**5,9**	**64**	**2,4**	**4,8**

(A) Minuti di interruzione all'anno per cliente (tutte le cause).
(B) Numero medio di interruzioni con durata superiore a 3 minuti, all'anno per cliente (tutte le cause).
(C) Numero medio di interruzioni con durata compresa tra un secondo e 3 minuti, all'anno per cliente (tutte le cause).

dell'indicatore a livello nazionale, passando da 5,9 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2005 a 4,8 interruzioni brevi nel 2006 con un miglioramento dal 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) di circa il 29% (Tav. 2.25 e Figg. 2.29, 2.30 e 2.31).

Al miglioramento della durata complessiva di interruzione a livello nazionale contribuiscono nel 2006 in particolare le regioni del Centro e del Sud; la riduzione del numero di interruzioni a livello nazionale è maggiore nelle regioni del Centro-Sud, mentre al Nord si riscontra una sostanziale stabilità rispetto all'anno 2005. Al miglioramento complessivo a livello nazionale si affianca quindi la progressiva convergenza tra i valori di continuità del servizio delle regioni del Nord e del Centro-Sud.

Dal 2005 è stato avviato un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, in precedenza escluse dalla regolazione, per cui il valore delle interruzioni attribuite alla responsabilità delle imprese distributrici (in particolare di Enel Distribuzione, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione) prevede una maggiore assunzione di responsabilità rispetto al regime precedente, quando le interruzioni attribuite a cause esterne erano escluse dalla responsabilità delle imprese distributrici.

Considerando globalmente il numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente BT registrate nel 2006 si assiste a una ulteriore riduzione del numero di interruzioni brevi a 7,18 all'anno per cliente (Fig. 2.30).

Le interruzioni brevi non sono attualmente soggette alla regolazione; il miglioramento del numero di interruzioni brevi per cliente dimostra che la regolazione della continuità del servizio riferita alla durata delle interruzioni lunghe non ha avuto effetti indesiderati: la riduzione delle interruzioni lunghe non è stata realizzata aumentando le interruzioni brevi. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

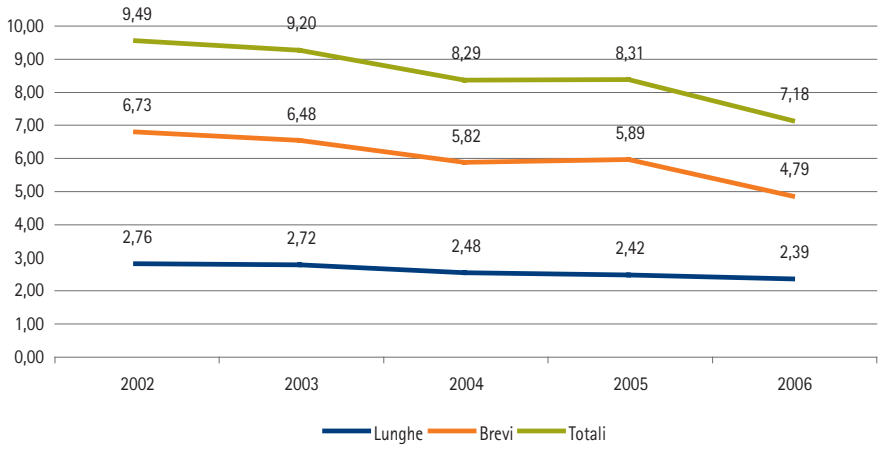


FIG. 2.30

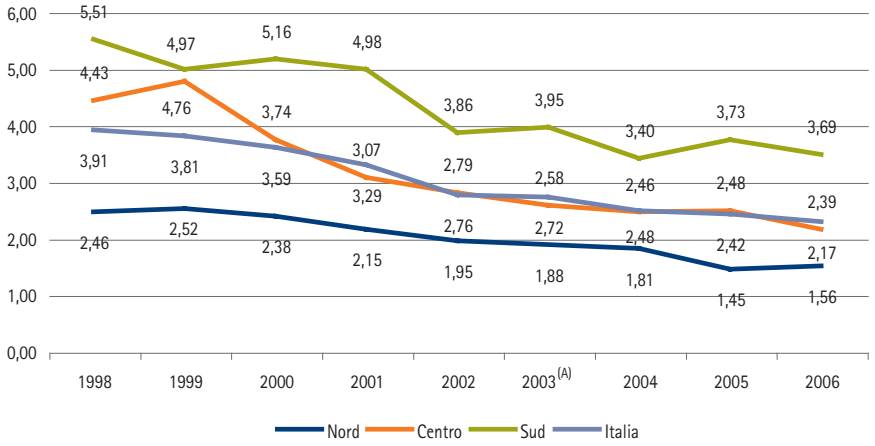
Numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

FIG. 2.31

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi nazionali; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dall'1 luglio 2000 con gli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) richieste dai clienti e che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. Per tenere conto dell'avanzamento della liberalizzazione nel settore e per effetto delle conseguenti modifiche legislative intervenute, la regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata in occasione del periodo di regolazione 2004-2007 nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Sono state introdotte le necessarie separazioni tra le prestazioni relative all'attività di distribuzione, all'attività di misura e all'attività di vendita in prospettiva dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti finali BT, che avverrà l'1 luglio 2007. La regolazione della qualità commerciale ha lo scopo di tutelare i clienti finali con interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela soprattutto per i clienti con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta in regime di concorrenza.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico, viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno. L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese esercenti e i relativi parametri di control-

lo degli standard (percentuale di casi fuori standard, sia per cause imputabili alla stessa impresa esercente sia per cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle Carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.26). L'entità dei rimborsi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non rispetta questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nell'anno 2006 è aumentato il numero sia dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia degli indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.26). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si assiste a un lieve aumento del numero dei casi di mancato rispetto per alcune tipologie di prestazione (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazioni della fornitura, disattivazioni della fornitura). L'incidenza delle situazioni di mancato rispetto in questi casi è sempre inferiore al 3% del totale delle prestazioni (i casi di mancato rispetto per quanto riguarda le attivazioni e disattivazioni della fornitura sono inferiori all'1%).

Per le altre prestazioni (riattivazione per morosità, rettifiche di fatturazione, fascia di puntualità per gli appuntamenti personalizzati, ripristino della fornitura per guasto del gruppo di misura) si assiste invece a un miglioramento grazie alla diminuzione dei casi di mancato rispetto (Fig. 2.32). In particolare lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di casi di mancato rispetto, ulteriormente confermata nel 2006 con una diminuzione dei casi di mancato rispetto al 7,10% dei casi totali, a conferma del fatto che il passaggio da standard generale a standard specifico ha prodotto effetti positivi.

Per alcune prestazioni, al momento non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Per tutte le prestazioni soggette a standard generale, analogamente a quanto avviene per le prestazioni soggette a standard specifico, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di espletamento.

Per quasi tutte le prestazioni (con l'eccezione per le verifiche di tensione e la risposta ai reclami per l'attività di distribuzione, anche se con uno sforamento minimo), il tempo medio effettivo registrato per le diverse prestazioni risulta in genere inferiore al tempo massimo definito dall'Autorità e in parecchi casi anche con tempi che sfiorano la metà dei tempi prestabiliti (Fig. 2.33). Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano infatti raggiunti da 10 tipologie di prestazioni su 12.

La tavola 2.27 presenta, per gli anni 2005 e 2006, dati di riepilogo riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alla tipologia di utenza più largamente diffusa, vale a dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

TAV. 2.26

Numero di rimborsi pagati per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dal 1° luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI					REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004(A)	2005	2006
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.479	64.696	73.838
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.711	12.437	52.229	79.072	53.006	62.725	73.690

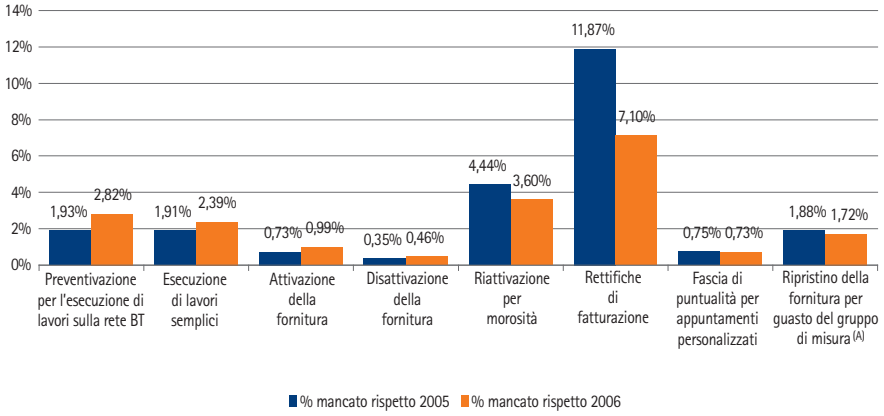
(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.32

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utenti in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



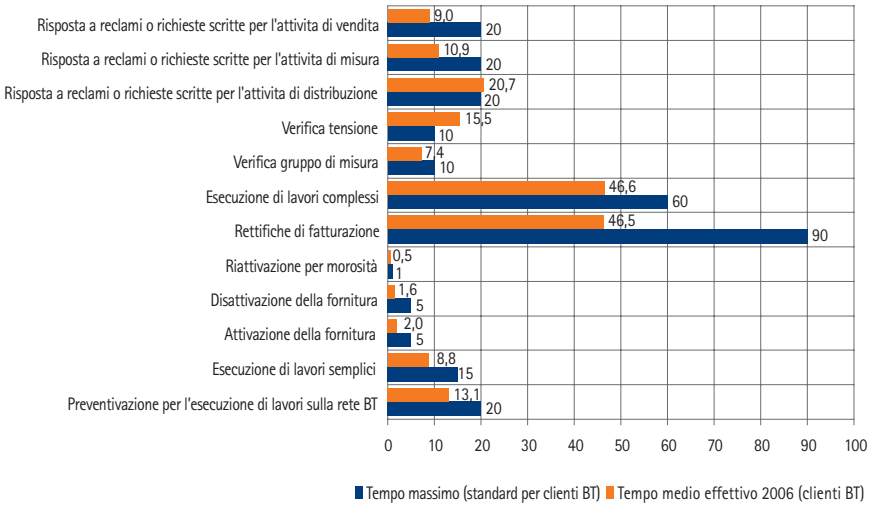
(A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.33

Confronto tempo effettivo medio e standard (in giorni) definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione

Anno 2006; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 2.27

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2005			ANNO 2006		
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg lavorativi	389.241	11,95	7.313	326.343	13,13	8.431
Esecuzione di lavori semplici	15 gg lavorativi	438.380	8,61	8.632	417.929	8,79	9.688
Attivazione della fornitura	5 gg lavorativi	1.760.852	1,59	12.985	1.697.137	1,97	16.644
Disattivazione della fornitura	5 gg lavorativi	835.294	1,78	2.827	823.173	1,58	3.134
Riattivazione per morosità	1 gg feriale	644.240	0,84	28.130	862.967	0,51	32.361
Rettifica di fatturazione	90 gg solari	13.136	52,51	1.638	11.433	46,46	515
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	136.770	1,73	1.592	130.137	1,71	2.499
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	72.358	-	493	52.541	-	259

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità dei servizi telefonici

Con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (delibera 30 gennaio 2004, n. 4) l'Autorità ha avviato il monitoraggio sulla qualità dei servizi telefonici.

Dal secondo semestre del 2004, sono stati raccolti i dati riguardanti il tempo medio di attesa e di rinuncia delle chiamate telefoniche, e il livello di servizio.

Il monitoraggio riguarda fino a ora le imprese elettriche che svolgono l'attività di distribuzione o vendita con più di 100.000 clienti finali.

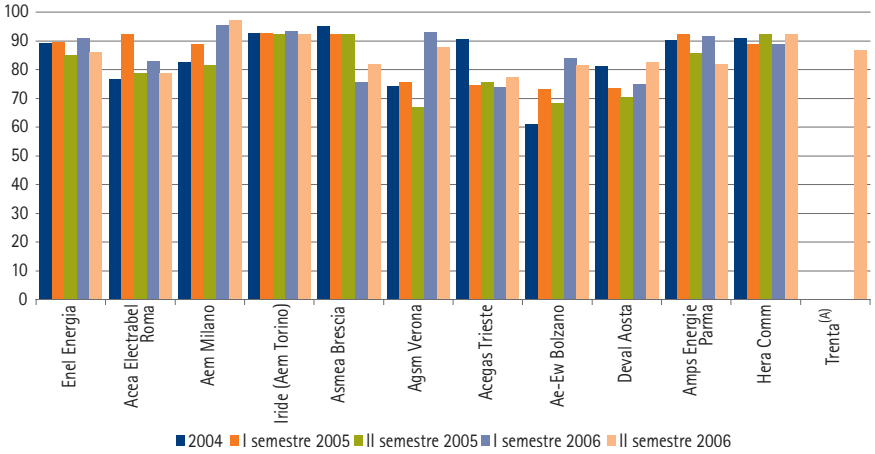
Per quanto riguarda il livello del servizio (rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate che giungono ai *call center* e chiedono di parlare con un operatore), i valori semestrali sono caratterizzati da una forte disomogeneità delle *performance* aziendali. Quelle delle singole imprese soggette al monitoraggio talvolta sono incostanti e nel secondo semestre 2006 i valori registrati dal livello di servizio solo in 3 casi su 12 superano il 90%.

Anche i tempi medi di attesa dei clienti che hanno richiesto di parlare con un operatore di una delle imprese soggette al monitoraggio mostrano forti disomogeneità tra le *performance* aziendali. In 4 casi su 12 si registrano tempi medi di attesa per parlare con un operatore (comprensivi dei tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico) superiori ai 3 minuti.

FIG. 2.34

Livello qualitativo dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

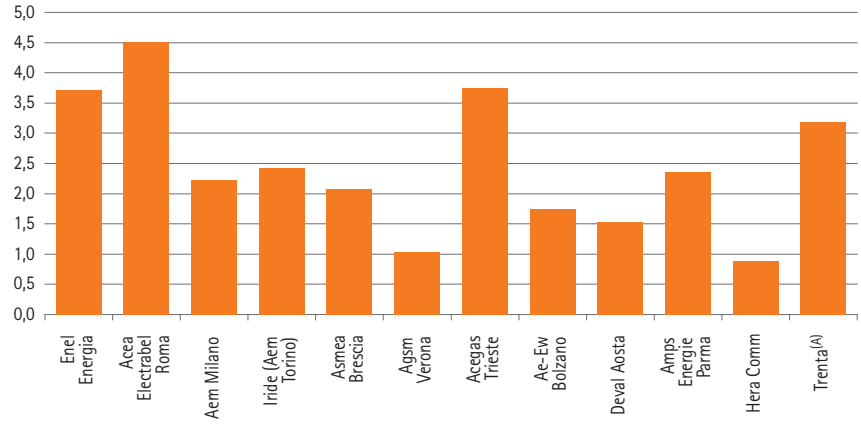


(A) Soggetta al monitoraggio dal secondo semestre 2006.
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.35

Tempo medio di attesa per i clienti dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Minuti; valori medi per il primo semestre 2006



(A) Soggetta al monitoraggio dal secondo semestre 2006.
Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Nell'ambito delle rilevazioni periodiche sulla soddisfazione dei clienti domestici (prevalentemente famiglie) per l'uso dell'energia elettrica e del gas, l'Istat anche nell'anno 2006 ha posto, per conto dell'Autorità, all'interno dell'indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana" alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. Fin dal 1998 è stato inserito nell'indagine nazionale, che raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui, un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas.

L'ampio campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, in modo da permettere un monitoraggio costante degli effetti della regolazione della qualità, mirata tra l'altro alla riduzione dei divari regionali di qualità. Dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004. Intorno a un nucleo stabile di quesiti se ne avvicendano periodicamente alcuni volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento degli utenti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, il grado di apertura del mercato della fornitura di gas.

L'andamento del livello generale di soddisfazione dell'utenza risulta nel tempo relativamente costante e attestato su un buon livello, anche se si evidenziano situazioni diverse sotto il profilo geografico.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti) è il fattore che ha il maggior peso. La soddisfazione globale è leggermente penalizzata dai giudizi negativi sulle dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio) che rappresentano però fattori percepiti dai clienti come meno importanti rispetto alla continuità.

L'imminente liberalizzazione, che inevitabilmente è orientata a portare un maggior sviluppo della competizione tra gli operatori, comporta che l'Autorità sia chiamata in misura maggiore rispetto al passato, anche in relazione gli aspetti legati al livello qualitativo del servizio commerciale reso al cliente, a creare un ambiente competitivo favorevole all'utilizzo delle leve a disposizione degli operatori.

Le recenti proposte dell'Autorità hanno infatti lo scopo sia di tenere costantemente monitorate le *performance* aziendali sia, allo stesso tempo, di stimolare il miglioramento costante dei servizi, soprattutto per gli aspetti legati al rapporto con la clientela (come, per esempio, i meccanismi per la valutazione della qualità dei servizi telefonici, le pubblicazioni comparative ecc.).

TAV. 2.28

Soddisfazione complessiva

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7
ITALIA	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**	**87,7**	**88,6**

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 2.29

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6
ITALIA	**90,8**	**91,1**	**91,2**	**92,0**	**92,5**	**91,1**	**90,8**	**91,6**

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 2.30

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86,0
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69,0
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

3.
Struttura, prezzi e qualità nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di gas naturale nel 2006

Il 2006 è stato un anno contrastato per i consumi di gas naturale: iniziato sotto le tensioni provocate dall'emergenza gas durante i mesi invernali, ha poi visto crearsi preoccupazioni di segno opposto nelle stagioni autunnale e invernale, risultate molto più calde rispetto alla media degli anni precedenti. Complessivamente, secondo i dati pre-consuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo di gas in Italia si è ridotto fra il 2005 e il 2006 da 86,3 a 84,5 G(m^3). Il bilancio del settore nell'anno precedente, tradizionalmente commentato in queste pagine, presenta i dati che emergono dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori raccolte con l'indagine annuale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sull'evoluzione dei mercati regolati. Anche in base alle dichiarazioni degli operatori (Tav. 3.1) il consumo di gas in Italia appare in riduzione rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 77,3 G(m^3), gli autoconsumi, pari a 7 G(m^3), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 84,3 G(m^3). Tale consumo è stato coperto per 10,4 G(m^3) con la produzione nazionale e il resto con le importazioni, che hanno raggiunto 77,6 G(m^3). Parte del gas acquisito è rimasto negli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore negativo, pari a –3,7 G(m^3). Rispetto al 2005 il bilancio degli operatori del gas non presenta sostanziali modifiche, se non in alcuni suoi elementi. D'altra parte, le irregolarità climatiche che hanno caratterizzato il 2006 e il diverso comportamento degli operatori di fronte alle interruzioni delle forniture all'inizio dell'anno non permettono di trarre conclusioni definitive.

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo degli operatori minori che hanno incrementato sia la produzione sia le importazioni, queste ultime più che altro mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera (cosidette vendite "innovative). L'eccesso di scorte accumulato in previsione di un inverno freddo è stato significativamente minore per i grossisti maggiori (se si esclude l'Eni) forse in quanto più specializzati nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e alla generazione elettrica. Analogamente, le condizioni climatiche hanno determinato un calo negli acquisti e nelle vendite, seppure differenziato tra le diverse categorie di operatori nazionali. Il calo è stato più forte per i venditori, specializzati nel settore degli usi civili, che non per i grossisti; ha inoltre riguardato maggiormente gli acquisti alla frontiera. Si rileva in compenso un generale aumento delle transazioni al PSV (Punto di scambio virtuale), particolarmente importante per acquisti e vendite dei grossisti minori e per gli acquisti dei venditori.

Mentre è rimasta sostanzialmente stabile la struttura delle vendite sul mercato tutelato rispetto al 2005, risulta palese un calo delle vendite sul mercato libero. Ciò è dovuto alla differente struttura imposta al bilancio che, diversamente dallo scorso anno, enu-

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale nel 2006

G(m^3)

		GROSSISTI			VENDITORI				TOTALE
	Eni	> 10 Gm^3	1 – 10 Gm^3	0,1 – 1 Gm^3	< 0,1 Gm^3	> 1 Gm^3	0,1 – 1 Gm^3	< 0,1 Gm^3	
Produzione nazionale netta	**8,8**	**0,7**	**0,0**	**0,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**10,4**
Importazioni nette(A)	**50,8**	**16,8**	**7,4**	**2,5**	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**77,6**
– di cui vendite "innovative"	–	1,7	3,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3
Variazioni scorte	**–2,8**	**–0,5**	**–0,2**	**–0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**–3,7**
stoccaggi al 31 dicembre 2005	1,5	1,3	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2
stoccaggi al 31 dicembre 2006	4,3	1,7	1,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	7,9
Acquisti da operatori nazionali	**1,4**	**8,3**	**7,4**	**8,0**	**0,9**	**8,8**	**11,3**	**4,5**	**50,6**
da Eni	–	6,4	2,1	2,6	0,2	2,2	5,6	1,7	20,8
– di cui *gas release*	–	0,2	0,3	1,3	0,2	0,0	0,0	0,0	2,0
da Enel	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	4,7	0,4	0,2	5,9
da Edison	0,2	0,6	1,4	0,5	0,1	0,0	1,4	0,4	4,5
da altri	1,1	1,1	3,8	4,9	0,6	1,8	3,9	2,2	19,4
– di cui acquisti alla frontiera(B)	–	0,6	0,5	1,9	0,3	0,0	0,1	0,0	3,5
– di cui acquisti al PSV	0,0	0,5	1,2	1,9	0,3	0,0	0,0	0,2	3,9
Cessioni ad altri operatori	**20,7**	**10,9**	**8,6**	**9,0**	**0,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**50,1**
– di cui vendite al PSV	0,4	0,2	1,0	2,1	0,2	0,0	0,0	0,0	3,9
Trasferimenti netti	**–0,3**	**0,1**	**0,5**	**0,2**	**0,0**	**–0,4**	**0,1**	**0,1**	**0,3**
Consumi e perdite(C)	**0,4**	**0,2**	**0,1**	**0,1**	**0,0**	**0,1**	**0,1**	**0,0**	**1,0**
Autoconsumi	**0,1**	**5,3**	**1,3**	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**7,0**
Vendite finali	**36,5**	**9,0**	**5,1**	**2,4**	**0,3**	**8,3**	**11,3**	**4,5**	**77,3**
– generazione elettrica	15,9	9,0	1,6	0,1	0,0	0,2	0,2	0,1	27,2
– domestico, commercio e industria	20,6	0,0	3,5	2,2	0,3	8,0	11,1	4,4	50,1
Mercato tutelato	**5,9**	**0,0**	**1,0**	**0,7**	**0,1**	**5,3**	**7,9**	**3,2**	**24,2**
– meno di 5.000 m^3	3,9	0,0	0,7	0,5	0,1	3,7	5,8	2,1	16,8
– tra 5.000 e 200.000 m^3	2,0	0,0	0,3	0,2	0,0	1,5	1,8	1,0	6,8
– più di 200.000 m^3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5
Mercato libero	**30,7**	**9,0**	**4,0**	**1,6**	**0,2**	**2,9**	**3,4**	**1,3**	**53,1**
– meno di 5.000 m^3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,5
– tra 5.000 e 200.000 m^3	0,3	0,0	0,1	0,2	0,0	0,6	0,8	0,4	2,3
– più di 200.000 m^3	30,4	9,0	3,9	1,5	0,1	2,1	2,6	0,8	50,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.
(B) Include *gas release*.
(C) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

clea in modo esplicito gli autoconsumi. Nel bilancio 2005, questi ultimi erano compresi nelle vendite. È ragionevole ipotizzare che gli autoconsumi assumano una maggiore rilevanza per gli operatori che possiedono impianti di generazione elettrica, che di norma acquistano il gas sul mercato libero e si configurano come clienti di grandi dimensioni (cioè con consumi superiori a 200.000 m^3/anno). Di qui la spiegazione del fatto che le vendite ai clienti con consumi inferiori a 200.000 m^3/anno hanno evidenziato un forte aumento, quasi il 40%, a fronte di un calo del 14% per i clienti con consumi superiori a 200.000 m^3/anno.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

La produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo seguendo l'andamento decrescente che perdura ormai da più di un decennio. Come prospettato dal Ministero dello sviluppo economico (si vedano le *Relazioni Annuali* degli scorsi anni), nel 2006 la produzione si è attestata a 10.979 M(m^3), diminuendo di 9,1 punti percentuali rispetto al 2005. La quota della produzione nazionale sul totale dei consumi si è quindi ulteriormente ridotta al 12,5%, dal 14% dello scorso anno (era al 33,6% nel 1997).

Nella figura 3.1 è riportata la curva storica della produzione nazionale e della produzione prevista sino al 2010.

Alla consueta indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità hanno risposto 8 società che nel 2006 hanno prodotto complessivamente 10.420 M(m^3) di gas naturale. Rispetto al dato di produzione pre-consuntivo diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, la copertura dell'indagine è quindi del 95%.

Il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione nazionale maggioritaria[1] e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari all'84,4%. Al secondo e al terzo posto, infatti, vi sono il gruppo Edison con il 6,8% e il gruppo Shell con il 6,6%. Il gruppo Gas Plus segue a una certa distanza con una quota del 2,2% (Tav. 3.2).

Importazioni

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno di anno. Nel 2006 è stato importato il 5,4% di gas in più rispetto al 2005, complessivamente l'87,5% del gas immesso in rete (Fig. 3.2).

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. La figura 3.3 illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza (fisica e non contrattuale).

Anche nel 2006 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 35,6% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (25.005 dei 27.516 G(m^3) giunti dall'Algeria sono entrati per questa via), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (29,1%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 19,5%: si tratta principalmente delle importazioni dai Paesi Bassi (12,1%) e dalla Norvegia (7,4%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Terminata la fase di *build up* del gasdotto libico, le importazioni dalla Libia (punto di entrata di Gela in Sicilia) hanno raggiunto quota 9,9%, mentre il restante 6% del gas importato proviene da altri paesi.

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2006 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 4,1% dei volumi di importazione (erano il 3,5% nel 2005).

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 21 soggetti importatori[2] (Tav. 3.3) che nel 2006 risultano aver complessivamente importato in Italia 77,6 G(m^3). Il dato complessivo che emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori è lievemente superiore al valore totale delle importazioni (pre-consuntivo) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, che è pari a 77,4 M(m^3), probabilmente a causa di errori statistici.

Anche in questo segmento della filiera, Eni appare dominante con una quota pari al 65,4% del totale e ben distanziata dagli altri operatori. Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di Enel Trade Spa, pari al 12,3% del totale, seguite da quelle di

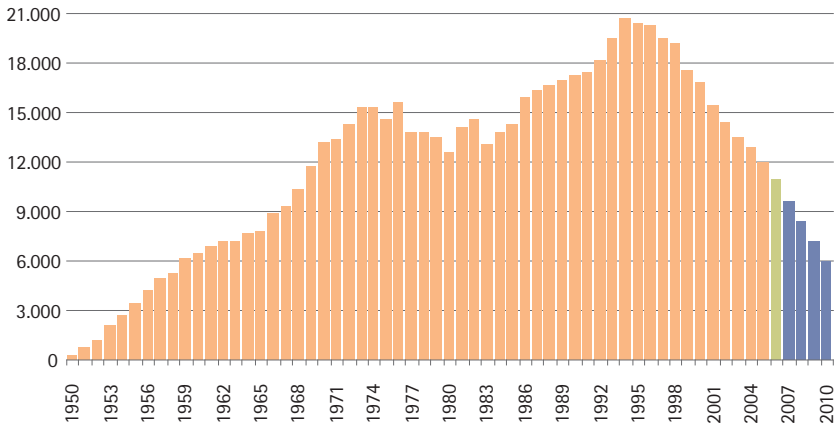
1 La quota del gruppo Eni scende all'80,1% se calcolata sul valore di produzione nazionale di 10.979 M(m^3) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le altre quote restano sostanzialmente invariate.

2 Per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m³); valori storici dal 1950 al 2005; preconsuntivo 2006 e previsioni dal 2007 al 2010



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2006

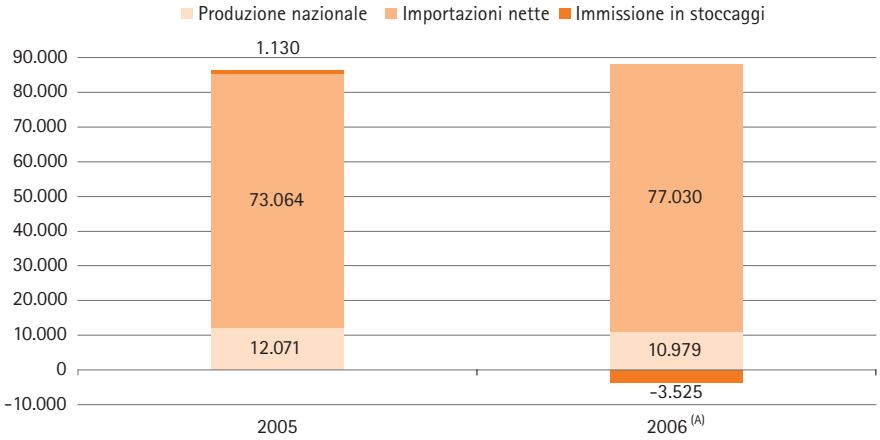
SOCIETÀ	M(m³)	QUOTA %
Gruppo Eni	8.791	84,4
Gruppo Edison	713	6,8
Gruppo Royal Dutch Shell	684	6,6
Gruppo Gas Plus	227	2,2
Altri	5	0,0
TOTALE	10.420	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.2

Immissioni in rete nel 2005 e nel 2006

M(m³)



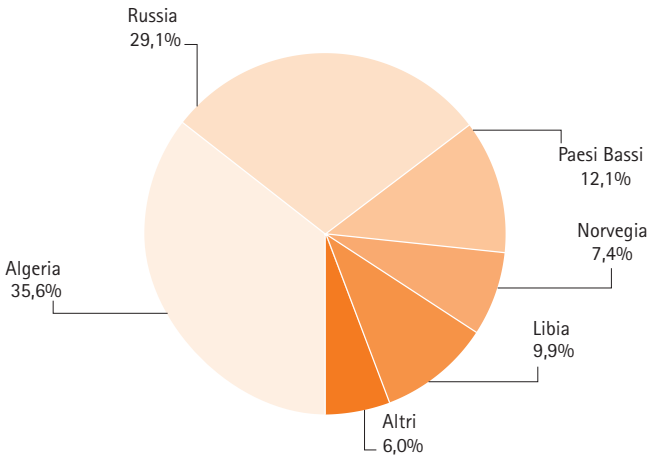
(A) Per il 2006 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Importazioni di gas nel 2006 secondo la provenienza

Valori percentuali



Fonte: Elaborazione su dati Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.3

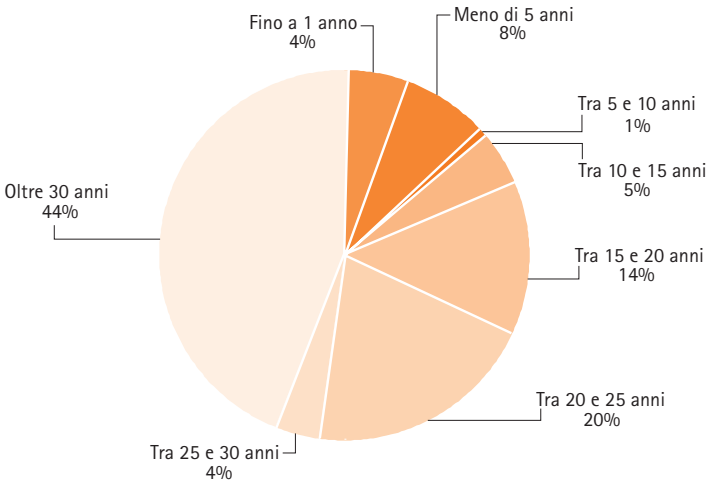
Importazioni lorde di gas in Italia nel 2006

	M(m³)	QUOTA %
Eni – Divisione Gas & Power	50.773	65,4
Enel Trade	9.537	12,3
Edison	7.281	9,4
Plurigas	3.199	4,1
Gaz De France sede secondaria	2.051	2,6
Sorgenia	1.759	2,3
Dalmine Energie	667	0,9
E.On Ruhrgas AG	513	0,7
ENOI	410	0,5
Gas Natural Vendita Italia	324	0,4
AceaElectrabel Trading	307	0,4
Hera Trading	196	0,3
EGL Italia	180	0,2
Italtrading	104	0,1
Elektrizitats-Gesellschaft Laufenburg AG	98	0,1
Begas Energy International	66	0,1
Elettrogas	44	0,1
Worldenergy	37	0,0
Blugas	27	0,0
Energetic Source	22	0,0
Electra Italia	17	0,0
Totale	77.615	100,0
Totale importazioni (Fonte: MSE)	77.399	–

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.4

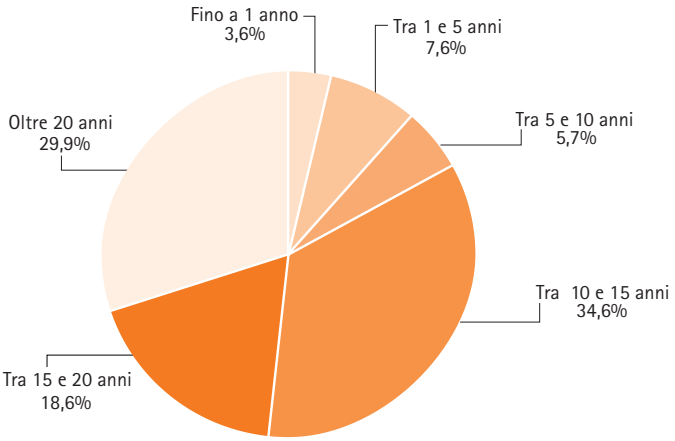
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2006, secondo la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2006, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Edison Spa (9,4%), Plurigas Spa (4,1%), Gaz de France (2,6%) e Sorgenia Spa (2,3%). I primi tre soggetti importatori risultano acquisire poco più dell'87% del gas naturale importato in Italia.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2006 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua (Fig. 3.5) nessuna modifica significativa si rileva rispetto ai dati del 2005: l'attività di importazione è effettuata in gran parte attraverso contratti di importazione di lungo periodo di tipo *take or pay*. In base ai dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'indagine annuale dell'Autorità, sono ancora prevalenti i contratti storici ultradecennali. Tra questi l'Eni si conferma di nuovo quale principale importatore con i grandi contratti per forniture da Algeria, Russia, Mare del Nord.

Per quanto riguarda la struttura dei contratti attivi nel 2006 secondo la durata residua, invece, tornano a essere rilevanti i contratti di durata maggiore di 20 anni: nel 2005 la quota di questi contratti era pari al 4%, mentre quest'anno è circa il 30%. A ciò ha contribuito in particolare la proroga al 2035 delle forniture dalla Russia per l'Eni. Un'ampia quota è assorbita anche dai contratti la cui durata residua è tra 15 e 20 anni (18,6%) e tra 10 e 15 anni (34,6%).

Autorizzazioni all'importazione

Com'è noto, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'attività di importazione in Italia è libera per quanto riguarda l'importazione di gas prodotto nei paesi dell'Unione europea (in questo caso l'importatore deve darne comunicazione al Ministero dello sviluppo economico), mentre è soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto riguarda le importazioni extracomunitarie[3].

Per ciò che concerne le importazioni di gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'Unione europea, nel 2006 e nei primi mesi del 2007 sono state rilasciate 12 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 22 per importazioni *spot* di durata non superiore a un anno. Dal 2001 a oggi il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente accordato 52 autorizzazioni pluriennali e 78 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*).

Nel 2006 sono pervenute al Ministero dello sviluppo economico 30 comunicazioni di importazioni intracomunitarie e 13 nei primi tre mesi del 2007. In totale sono 215 le comunicazioni relative a gas naturale prodotto in paesi appartenenti all'Unione europea ricevute dal ministero dal 2001 a oggi.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

Nelle tavole 3.4 e 3.5 è riportato un aggiornamento (al marzo 2007) delle infrastrutture di importazione via gasdotto, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e i nuovi progetti.

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto sono da segnalare i passi compiuti in relazione al **Progetto IGI**, di interconnessione tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione del tratto sottomarino (gasdotto Poseidon), di interconnessione tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia, e la costa greca (Stavrolimenas), nonché di un tratto *onshore* che attraversa la Grecia (gasdotto Zeus) sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi alle aree di produzione del Mar Caspio. Il gasdotto IGI, di capacità nominale di 8-10 G(m^3)/anno è stato riconosciuto come *Project of european interest* dall'Unione europea, in quanto completerà insieme all'interconnessione Grecia-Turchia (ITG) il terzo asse prioritario di sviluppo del sistema energetico transeuropeo.

Il 31 gennaio 2007 è stato firmato un Protocollo d'intesa tra il Governo italiano e quello greco che, d'accordo con le Autorità di regolazione nazionali, ha riconosciuto alla società Edison e al principale operatore greco Depa la possibilità di utilizzare, per una durata di 25 anni, l'intera capacità del metanodotto, pari a 8 G(m^3), con l'obbligo però di rispettare una serie di misure addizionali finalizzate a massimizzare l'effetto pro-competitivo derivante dalla realizzazione dell'interconnessione. Tra tali misure vi sono l'obbligo di rendere disponibile per l'accesso a terzi la capacità marginale del progetto (fissata pari a 800 M(m^3)/anno) e l'impegno a rilasciare quote di gas importato presso il PSV italiano, al fine di incrementarne gli scambi e di contribuire al suo sviluppo e alla liquidità del sistema. È stabilito inoltre un limite massimo alla titolarità della capacità di trasporto oggetto di esenzione (80%) da parte di un singolo soggetto. Le forniture all'IGI verranno assicurate da accordi con i paesi produttori dell'area del Mar Caspio e con quelli interessati dal transito del gasdotto, con i quali le aziende hanno già avviato i negoziati.

È previsto che l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'infrastruttura, della lunghezza di circa 800 km, di cui 212 sottomarini tra Grecia e Puglia, avvenga entro il 2008 (una volta ottenute le necessarie autorizzazioni), mentre la conclusione è attesa per il 2012. Al fine di vigilare sul rispetto della tempistica, è stata prevista la costituzione di un Comitato di coordinamento tra Italia e Grecia.

Contestualmente alla stipula del Protocollo d'intesa, il Ministro per lo sviluppo economico, dopo aver acquisito parere favorevole da parte dell'Autorità (si veda il Capitolo 3 del secondo volume), ha siglato il decreto per l'esenzione dal regime di accesso

3 Si ricorda che i dati relativi alle istanze di autorizzazione all'importazione non indicano l'effettiva presenza di operatori nella fase di importazione di gas ma, più semplicemente, l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione di gas naturale (disposizioni del decreto legislativo n. 164/00).

TAV. 3.4

Potenziamento dei gasdotti esistenti

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE POTENZIA-MENTO (Gm^3/anno)	LUNGHEZZA (km)	ANNO COMPLETA-MENTO STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO *ITER* ASSEGNAZIONE CAPACITÀ DI TRASPORTO	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	NOTE
Potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto nel tratto tunisino	3,2	372	2002	2003 (sospeso), ripreso nel 2005 e concluso. Capacità aggiuntiva interamente allocata a 4 *shipper* (Edison, CIG, Bridas, World Energy)	1 aprile 2008	Prima *tranche* di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da Eni il contratto per la realizzazione del potenziamento
Ulteriore potenziamento gasdotto TTPC Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino	3,3	372	2002	Giugno 2006; Enel ha concluso un contratto di fornitura per 1 Gm^3, condizione necessaria per ottenere l'assegnazione di capacità	1 ottobre 2008	Seconda *tranche* di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da Eni il contratto per la realizzazione del potenziamento
Potenziamento gasdotto TAG(A) di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): aumento della capacità di trasporto nel tratto austriaco	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, concluso nel gennaio 2006. Capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 Mm^3/anno ciascuno	1 ottobre 2008	Prima *tranche* di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008
Ulteriore potenziamento TAG(A) di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): potenziamento in Austria	3,2	380	2002	In esito a verifiche in corso con Autorità di regolazione italiana e austriaca e con Commissione europea	n.d.	
Potenziamento Gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia

(A) Per un'illustrazione dell'attività svolta dall'Autorità nel potenziamento del gasdotto TAG si rinvia al Capitolo 3 del secondo volume.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti in progetto

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE (Gm^3/anno)	LUNGHEZZA (km)	DIAMETRO GASDOTTO (pollici)	DATA COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO
IGI Interconnessione Grecia-Italia tratto *offshore*	8/10	212	32"	2005	2011
GALSI Algeria-Italia (Sardegna)	10	2.000	36"	2005	2011
TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia)	10	421/500	32"	2006	2010
Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2007	n.d.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

dei terzi del gasdotto Poseidon, il quale, realizzando il collegamento tra la rete nazionale di trasporto del gas italiana e quella greca, costituisce l'*interconnector* ai sensi della Direttiva 2003/55/CE.

Sul progetto del **GALSI**, gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia con un tratto attraverso la Sardegna, il Governo italiano e quello algerino sono attualmente impegnati nell'elaborazione di un accordo intergovernativo.

Il progetto si compone di una sezione in territorio algerino che si collega al territorio italiano attraverso un tratto sottomarino congiungente la costa algerina con la costa della Sardegna. La sezione in territorio italiano è formata dal gasdotto che, a partire dalle coste meridionali della Sardegna, attraverserà l'isola per poi giungere alla costa toscana, allacciandosi alla rete di trasporto esistente. Alla metanizzazione della Sardegna dovrebbero essere riservati circa 2 dei 10 $G(m^3)$/anno di capacità.

La sezione *offshore* del progetto sarebbe sviluppata e realizzata dalla società Galsi Spa, che si è costituita nel 2003 per lo svolgimento dello studio di fattibilità tecnica tra l'algerina Sonatrac Spa (36%), Edison (18%), Enel Spa (13,5%), Hera Trading Srl (9%), Wintershall A.G. (13,5%), e si è successivamente estesa alle società Progemisa Spa e Sfirs Spa della Regione Sardegna, ciascuna con la quota del 5%.

Nel novembre 2006 cinque società, Enel, Edison, Hera Spa, Ascopiave e WorldEnergy, hanno sottoscritto con il produttore algerino Sonatrach accordi per la fornitura di un totale di 6 $G(m^3)$/anno di gas per 15 anni attraverso il Galsi. I circa 2 $G(m^3)$/anno destinati alla metanizzazione della Sardegna dovrebbero invece essere distribuiti da una società mista a cui parteciperà la stessa Sonatrach, in *partnership* con la società regionale Sfirs.

Il progetto **TAP**, *Trans Adriatic Pipeline*, promosso dalla società EGL Produzione Italia Spa, prevede la realizzazione di un gasdotto che attraverso l'Albania e il Mare Adriatico collegherebbe l'Italia alle produzioni medio-orientali o a interconnessioni con altri gasdotti di adduzione dalla Russia, prevedendo al contempo l'attraversamento e il rilascio di una quota di gas in Albania. Nel marzo 2007 EGL ha annunciato il completamento dei lavori di ingegneria di base per il gasdotto transadriatico e, secondo una nota diffusa dalla stessa società, al contempo avrebbe iniziato a negoziare l'ingresso di partner nel progetto. Sempre secondo le stime della società, i lavori per la realizzazione dell'infrastruttura potrebbero cominciare nel 2008, per arrivare all'entrata in esercizio nel 2010. Attraverso il TAP, EGL prevede di importare gas dall'Est europeo, Russia e Medio Oriente, da impiegare per il 50% in proprio – per le sue centrali a ciclo combinato oggi in costruzione e per la sua attività di *trading* di gas – cedendo a terzi la capacità rimanente.

Infrastrutture del gas

Trasporto

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2006-2007.

Rispetto alle capacità[4] messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2006-2007 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Tarvisio, dove la capacità conferibile è aumentata di 12,6 M(m^3)/giorno a seguito dei potenziamenti programmati in relazione al *build up* dei contratti per le forniture dalla Russia di Eni.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2006-2007 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata quasi interamente conferita (92,1%). Considerando inoltre l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato presso il punto di Tarvisio, in corrispondenza delle assegnazioni di capacità *spot* sul gasdotto TAG, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di qualche punto percentuale.

All'inizio dell'anno termico 2006-2007, 32 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi anche con l'assegnazione di capacità interrompibile.

Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m^3)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia Spa, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, ciò al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.7 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni a partire dal 2008-2009, complessivamente a 20 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2007-2008, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2006-2007 il sistema di stoccaggio[5] ha una disponibilità complessiva per il conferimento in termini di spazio per il *working gas* pari a circa 13,4 G(m^3), di cui circa 0,1 G(m^3) resi disponibili nel maggio 2006 nel corso della fase di iniezione (Tav. 3.8).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m^3), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è pari a 8,3 G(m^3).

4 È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema, e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

5 Relativamente all'attività di stoccaggio l'anno termico inizia ad aprile, in concomitanza con l'inizio del ciclo di riempimento degli stoccaggi e si conclude nel marzo successivo, al termine dello svaso degli stessi.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2006-2007

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100,0%
Tarvisio	100,9(A)	85,3(A)	15,6	85,4%
Mazara del Vallo	85,1(A)	80,4(A)	4,7	94,5%
Gorizia(B)	2,0	0,9	1,1	45,0%
Gela	25,6	25,6	0,0	100,0%
TOTALE	**271,1**	**249,7**	**21,4**	**92,1%**

(A) Capacità massima conferibile e conferita a partire da gennaio 2007.

(B) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2007-2008 al 2012-2013

M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA		CAPACITÀ CONFERIBILE	CAPACITÀ CONFERITA	CAPACITÀ DISPONIBILE
ANNO TERMICO 2007-2008				
Tarvisio		100,9	84,9	16,0
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries	Da 01/10/07 a 31/12/07	57,5	52,8	4,7
	Da 01/01/08 a 30/09/08	58,0	52,8	5,2
Mazara del Vallo	Da 01/10/07 a 31/03/08	86,0	69,2	16,8
	Da 01/04/08 a 30/09/08	86,6	69,2	17,4
Gela		25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2008-2009				
Tarvisio		100,9	87,5	13,4
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	53,0	6,4
Mazara del Vallo		86,6	76,5	10,1
Gela		25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2009-2010				
Tarvisio		100,9	87,5	13,4
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	52,2	7,2
Mazara del Vallo		86,6	77,5	9,1
Gela		25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2010-2011				
Tarvisio		100,9	87,5	13,4
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	52,2	7,2
Mazara del Vallo		86,6	77,4	9,2
Gela		25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2011-2012				
Tarvisio		100,9	87,1	13,8
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	50,8	8,6
Mazara del Vallo		86,6	77,4	9,2
Gela		25,6	21,9	3,7
ANNO TERMICO 2012-2013				
Tarvisio		100,9	87,1	13,8
Gorizia		2,0	0,0	2,0
Passo Gries		59,4	48,8	10,6
Mazara del Vallo		86,6	76,4	10,2
Gela		25,6	21,9	3,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50, è pari complessivamente a circa 152 M(m^3) standard.

Le capacità messe a disposizione da Stogit Spa nel 2006 sono state complessivamente pari a circa 13,08 G(m^3), equivalenti a circa 515,4 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 39,4 MJ/m^3 standard, in termini di spazio per riserva attiva (il cosiddetto *working gas*). Rispetto all'anno termico 2005-2006 lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 530 M(m^3) per effetto: dell'adeguamento delle *facility* di superficie realizzato su alcuni campi che ha consentito la completa gestione a pressioni originarie di giacimento; della possibilità, introdotta dal decreto ministeriale del 26 agosto 2005, di superare la pressione statica massima di stoccaggio durante la fase dinamica di iniezione; nonché a seguito della cessione da parte di Stogit di quantitativi di gas non più funzionali all'attività (circa 130 M(m^3)).

Dei 13,08 miliardi messi a disposizione da Stogit, 7,89 G(m^3) (circa 311 milioni di GJ) sono stati riservati per il servizio di modulazione e minerario, 0,11 G(m^3) (circa 4,3 milioni di GJ) per il bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m^3) per la riserva strategica. La fase di iniezione si è conclusa, per effetto della sua ottimizzazione anche per mezzo dell'utilizzo del superamento della pressione massima di stoccaggio durante la fase dinamica di iniezione, con una giacenza di gas superiore per circa 380 M(m^3) rispetto allo spazio complessivamente reso disponibile nel mese di maggio 2006; lo spazio associato a tale giacenza incrementale è stato conferito agli utenti del servizio di modulazione in funzione della capacità conferita agli stessi, come previsto dal Codice di stoccaggio approvato dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2006, n. 220.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2006-2007 sono riportati nella tavola 3.9.

Nel complesso, nell'anno termico 2006-2007 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 43 utenti (41 utenti del servizio minerario e/o di modulazione, 2 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e 9 del servizio di stoccaggio strategico). I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit al marzo 2007 sono pari a circa 12,3 G(m^3), di cui 9 in erogazione e 3,3 in iniezione.

Le capacità in termini di *working gas* messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2006-2007 sono pari a circa 340 M(m^3). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono 9: 8 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

I volumi di gas movimentati (movimentato fisico) complessivamente dallo *hub* di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2006-2007 sono pari a circa 618 M(m^3), di cui 322 in iniezione e 295 in erogazione.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.10 sono riportati le istanze e lo stato attuale delle concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero delle attività produttive, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno l'unica novità è rappresentata dal giacimento di Sinarca situato in Molise, e precisamente in provincia di Campobasso, assegnato congiuntamente alle società Gas Plus Storage Srl (60%) ed Edison Stoccaggio (40%).

Terminali di GNL

La tavola 3.11 riassume lo stato dei progetti per la realizzazione di nuovi terminali sulle coste italiane.

Per quanto riguarda ulteriori nuovi progetti:

- un progetto di terminale nell'*offshore* ravennate è stato presentato nel marzo 2006 dalla società Atlas LNG del gruppo Belleli. Il progetto è ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dello sviluppo economico per la verifica della compatibilità tecnica con le numerose piattaforme di coltivazione di gas in prossimità delle quali sarebbe prevista l'installazione;
- la società Gaz de France ha presentato un'istanza preliminare per un terminale *offshore* al largo della costa marchigiana.

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità sono state raccolte, per il secondo anno, informazioni dettagliate sulla distribuzione di gas naturale attraverso reti secondarie. Più precisamente, i

TAV. 3.8

Disponibilità di stoccaggio in Italia

	MILIONI DI GJ AL GIORNO, PER LA PUNTA	MILIONI DI m^3 STANDARD
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	327,3	8.318
Disponibilità di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto	6,0	152,1

Fonte: Elaborazioni su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.9

Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi

Spazio relativo ai servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2005-2006 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2005-2006 CAPACITÀ (GJ)	ANNO TERMICO 2006-2007 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2006-2007 CAPACITÀ (GJ)
Stogit	34	290.550.000(A)	43	315.226.000(A)
Edison Stoccaggio	7	12.397.483	9	12.102.934

(A) Per il sistema di stoccaggi Stogit il PCS di riferimento è 39 MJ/m^3 standard nel 2005-2006 e 39,4 nel 2006-2007.

Fonte: Elaborazioni su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.10

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2006

PROGETTO	WORKING GAS (Mm^3)	PUNTA (Mm^3/giorno)	STUDIO FATTIBILITÀ	AVVIO *ITER* PROGETTO	NOTE
Alfonsine (RA)	1.550	10,0	2006	n.d.	Autorizzato; assegnato a Stogit; programma di investimenti datato e per il quale non sono stati riformulati programmi di lavoro
Bordolano (CR-BG)	1.500	20,0	2006	2010	Autorizzato; assegnato a Stogit; programma di investimento presentato nel novembre 2006
Cornegliano (MI)	590-1.010	16,5	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Ital Gas Storage
Cotignola(A) (RA) S. Potito(A) (RA)	915	8,0	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Edison Stoccaggio
Cugno le Macine(A) (MT) Serra Pizzuta(A) (MT)	742	6,6	2002	2004	In istruttoria; assegnato a Geogastock
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	3.000	32	2003	2004	In istruttoria; assegnato a Indipendent Gas Management per 20 anni con programma accertamento da presentare
Sinarca (CB)	324	3,3	2006	2008	In istruttoria; assegnato a Gas Plus Storage (60%) ed Edison Stoccaggio (40%)

(A) È prevista la gestione integrata dei giacimenti indicati.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.11

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2007

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m^3)/anno e stato delle autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	STATO AVANZAMENTO
Porto Levante *offshore* (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	Autorizzazione ampliamento rilasciata l'11.11.2004. Rilasciata il 26.11.2004 esenzione accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni ai sensi della legge n. 239/04 e della Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Iniziati lavori per la costruzione della struttura in Spagna e dei serbatoi in Corea. In corso di completamento le istruttorie per l'occupazione delle aree per il metanodotto Cavarzere-Minerbio.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	Autorizzazione rilasciata il 21.1.2003. Rilasciata il 6.4.2005 l'esenzione accesso dei terzi per 80% della capacità per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04 e della Direttiva 55/03/CE; assenso Commissione europea ottenuto. Nel marzo 2007 è stata sospesa la validità dell'autorizzazione rilasciata nel 2003; sono in corso nuovi accertamenti che potranno portare a un definitivo annullamento o all'avvio di una nuova procedura di VIA.
Toscana *offshore* (LI)	OLT Offshore LNG Terminal (Endesa Italia – Amga – Asa 51%, OLT Energy Toscana 49%)	3,75	Autorizzazione rilasciata il 23.2.2006. Parere positivo sulla VIA nazionale da parte della Regione Toscana. Il progetto è valutato in maniera comparata con il progetto del terminale presso Rosignano, anch'esso in fase di istruttoria. La società OLT ha presentato al Ministero dello sviluppo economico l'istanza per ottenere l'autorizzazione alla costruzione del gasdotto di allacciamento alla rete nazionale di trasporto e una richiesta di esenzione totale dal TPA per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04. La domanda è in istruttoria. La società norvegese Golar, operante nel settore dell'armamento di navi per il trasporto di GNL avrebbe raggiunto un accordo per entrare nel capitale sociale.
Rosignano (LI)	EDISON – BP – Solway	88	VIA in istruttoria. Nell'ottobre 2006 il progetto ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare per l'impianto (con prescrizioni) dalla Direzione regionale toscana dei Vigili del fuoco.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (49% CrossGas; 25,5% Sorgenia; 25,5% Iride)	12	VIA in istruttoria. Piano regolatore portuale all'esame del Consiglio superiore dei lavori pubblici. Presentato il Rapporto preliminare di sicurezza (7.2.2006) e completato l'invio della documentazione del procedimento per il rilascio del nulla osta di fattibilità dal Comitato tecnico regionale. Nel marzo 2007 entrano nella compagine societaria Sorgenia e Iride con il 51%, suddiviso in misura paritaria.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	Effettuata una prima riunione della Conferenza dei servizi. Presentato lo Studio di impatto ambientale all'autorità portuale. VIA in corso.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. In corso VIA. Ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare dalla Direzione regionale friulana dei Vigili del fuoco.
Trieste *offshore* (TS)	Endesa Italia	88	Progetto presentato dalla società Endesa in collaborazione con Friulia, la finanziaria regionale del Friuli Venezia Giulia che curerà il *project financing*. VIA in corso. Nell'ottobre 2006 è stato chiesto a Endesa Italia di presentare integrazioni allo studio di impatto ambientale. Il Comitato tecnico regionale ha espresso parere positivo sul rapporto preliminare di sicurezza.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 99%)	8	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel giugno 2005. VIA in corso. In corso le modifiche delle opere a mare.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	fase 1: 8 fase 2: 12	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. VIA in corso. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel luglio 2006 per la configurazione da 8 miliardi di metri cubi di capacità di rigassificazione.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.12

Gas naturale distribuito per regione

Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico in M(m^3)

REGIONI		2005		2006		VARIAZIONE %
	VOLUMI MSE	VOLUMI	QUOTA %	VOLUMI	QUOTA %	2006-2005
Val d'Aosta	43,7	40,0	0,1	44,0	0,1	10,0
Piemonte	4.394,7	4.064,6	11,7	3.978,4	11,8	–2,1
Liguria	1.001,2	960,7	2,8	892,6	2,6	–7,1
Lombardia	9.824,2	9.081,2	26,1	8.794,4	26,0	–3,2
Trentino Alto Adige	614,6	596,9	1,7	596,2	1,8	–0,1
Veneto	4.497,1	4.209,3	12,1	4.138,3	12,3	–1,7
Friuli Venezia Giulia	934,4	922,8	2,7	907,8	2,7	–1,6
Emilia Romagna	5.181,7	4.851,7	14,0	4.652,2	13,8	–4,1
Toscana	2.669,8	2.526,3	7,3	2.359,4	7,0	–6,6
Lazio	2.182,4	2.025,5	5,8	2.112,8	6,3	4,3
Marche	888,6	989,5	2,8	964,1	2,9	–2,6
Umbria	591,9	550,3	1,6	543,0	1,6	–1,3
Abruzzo	688,7	745,5	2,1	694,7	2,1	–6,8
Molise	37,5	129,1	0,4	127,0	0,4	–1,6
Campania	1.082,9	959,3	2,8	931,5	2,8	–2,9
Puglia	1.086,6	1.055,0	3,0	1.049,0	3,1	–0,6
Basilicata	202,8	183,1	0,5	181,1	0,5	–1,1
Calabria	261,4	238,7	0,7	244,0	0,7	2,2
Sicilia	690,8	632,7	1,8	570,1	1,7	–9,9
Sardegna	0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
ITALIA	**36.874,8**	**34.762,0**	**100,0**	**33.780,5**	**100,0**	**–2,8**

Fonte: Ministero dello sviluppo economico ed elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

volumi di gas riportati sono quelli distribuiti attraverso reti secondarie per la consegna ai clienti finali dei settori residenziale, terziario, e della piccola industria in ambito urbano; i dati non comprendono quindi i volumi di gas consumati dai clienti industriali o termoelettrici direttamente collegati alle reti di trasporto, né comprendono i quantitativi di gas diversi dal gas naturale (come GPL, aria propanata e altri gas ai quali è dedicato un paragrafo in questo Capitolo) distribuiti attraverso reti cittadine.

La tavola 3.12 illustra la distribuzione regionale di gas naturale in Italia nel 2005 e nel 2006. I dati, che per il 2005 sono a consuntivo, mentre per il 2006 sono pre-consuntivi, derivano dalle elaborazioni dei risultati dell'indagine dell'Autorità a cui hanno risposto complessivamente 308 operatori della distribuzione. Relativamente al 2005, la tavola riporta, per confronto, anche i dati definitivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, mediante i quali si osserva come il campione che ha risposto all'indagine dell'Autorità abbia una rappresentatività elevata (pari al 94% circa). Prendendo a riferimento i valori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2005 sono stati distribuiti complessivamente circa 36,9 G(m^3) di gas naturale, mentre in base all'indagine dell'Autorità il gas complessivamente distribuito risulta pari a 34,8 G(m^3). Le due distribuzioni regionali relative al 2005 appaiono comunque simili, se si eccettuano i dati relativi a tre regioni, Marche, Molise e Abruzzo, dove il volume di gas distribuito nei dati del Ministero dello sviluppo economico risulta inferiore a quello dell'indagine dell'Autorità[6].

In base ai risultati dell'indagine, nel 2005 sono stati distribuiti complessivamente circa 34,8 G(m^3) di gas naturale con un'elevata variabilità sul territorio nazionale. Solo 4 regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, mostrano consumi superiori al 10%: insieme le 4 regioni assorbono il 64% del totale di gas distribuito su reti secondarie. Anche

6 L'origine del fenomeno, particolarmente rilevante in Molise, può risiedere nel fatto che i dati del Ministero dello sviluppo economico hanno come fonte le quantità distribuite dalla rete di Snam Rete Gas Spa, che rappresentano circa il 98% del totale immesso nelle reti di distribuzione, mentre nei dati dell'indagine vi sono anche i quantitativi gestiti da altri operatori della rete nazionale (nelle regioni in questione la rete nazionale è gestita da Società Gasdotti Italia Spa).

Toscana e Lazio evidenziano valori significativi (rispettivamente pari al 7,3 e al 5,8%). Seguono poi 9 regioni i cui consumi superano l'1,5% del totale e le rimanenti con quote inferiori all'1%. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole, rivela l'assoluta predominanza del Nord che, con una quota del 70%, supera di gran lunga il 20% del Centro e l'8,8% del Sud e Isole.

Nel 2006 le quote regionali restano immutate: il 71,1% del gas risulta distribuito al Nord, il 20,1% al Centro e l'8,8% al Sud e Isole. Questa distribuzione dei consumi riflette sia la diversa diffusione del servizio di distribuzione (il grado di metanizzazione), sia le differenze climatiche tra le diverse aree del paese, sia una diversa distribuzione delle attività produttive di dimensioni medio-piccole (tipicamente quelle servite da reti di distribuzione secondarie).

La tavola 3.13 riporta un quadro di dettaglio per l'anno 2006 dell'attività di distribuzione del gas naturale, così come esso appare dai risultati (preliminari) dell'indagine annuale dell'Autorità. In essa si può osservare, per regione, il numero di esercenti, il numero di clienti (gruppi di misura) e dei comuni serviti, nonché il numero delle concessioni in base ai quali il gas viene distribuito. La tavola riporta anche il numero di comuni di ciascuna regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia all'1 gennaio 2006, in base al quale è stato calcolato il grado di copertura del servizio di distribuzione, ottenuto come rapporto tra il numero di comuni serviti e il numero di comuni della regione.

Come già menzionato, complessivamente risultano operare in Italia 308 esercenti che servono 20 milioni di clienti in più di

TAV. 3.13

Dettaglio dell'attività di distribuzione di gas naturale per regione

Anno 2006

	OPERATORI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	COMUNI AL 1/1/2006	GRADO DI COPERTURA(A)	CONCESSIONI
Val d'Aosta	1	17	21	74	28	36
Piemonte	30	1.850	969	1.206	80	946
Liguria	8	824	146	235	62	124
Lombardia	94	4.440	1397	1.546	90	1.306
Trentino Alto Adige	14	234	175	339	52	156
Veneto	36	1.854	570	581	98	496
Friuli Venezia Giulia	11	480	185	219	84	180
Emilia Romagna	34	2.052	344	341	101	309
Toscana	18	1.404	240	287	84	166
Lazio	15	2.057	294	378	78	279
Marche	31	614	225	246	91	162
Umbria	10	305	80	92	87	76
Abruzzo	28	460	264	305	87	214
Molise	11	107	120	136	88	122
Campania	21	1.085	382	551	69	369
Puglia	15	1.126	230	258	89	228
Basilicata	11	170	118	131	90	112
Calabria	10	332	252	409	62	342
Sicilia	18	803	313	390	80	238
Sardegna	–	–	–	377	–	–
ITALIA	416	20.215	6.325	8.101	78	5.861

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è il rapporto percentuale tra il numero dei comuni serviti e il numero dei comuni della regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia all'1 gennaio 2006. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori: in tal caso il comune viene contato tante volte quante sono gli operatori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

5.800 comuni. Il numero totale di operatori che appare nella tavola 3.13 è più elevato, in quanto alcuni di essi operano in più regioni e in tal caso vengono contati tante volte quante sono le regioni in cui sono presenti. Il grado di copertura supera il 70% in 14 regioni, ovvero in più della metà delle regioni italiane, se si esclude dal novero la Sardegna che non è metanizzata.

La tavola 3.14 riporta in dettaglio l'estensione delle reti gestite dalle imprese di distribuzione, suddivise in alta, media e bassa pressione nonché la loro proprietà. I distributori di gas eserciscono in Italia quasi 226.000 km di rete collocati prevalentemente nel Nord (137.900 km contro 49.200 nel Centro e 38.600 nel Sud e Isole). Circa 800 km di rete risultano non in funzione. Le reti appartengono agli stessi distributori nel 76,2% dei casi, ma le percentuali sono abbastanza differenziate tra Nord, Centro e Sud, dove gli esercenti operano su reti di proprietà, rispettivamente, nell'85,2%, nel 77,7% e nell'85,4% dei casi.

La tavola 3.15 illustra, infine, i primi 20 operatori della distribuzione in Italia e le relative quote.

Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante: con 7,2 G(m^3) di gas distribuito, Italgas Spa, infatti, possiede la quota più importante (21,4%) e di gran lunga superiore ai propri concorrenti. Seguono Enel Rete Gas Spa, Hera, Aem Milano Spa ed Enìa Spa. Complessivamente i primi 20 operatori coprono quasi il 67% del mercato.

TAV. 3.14

Estensione delle reti di distribuzione di gas naturale e loro proprietà

Anno 2006; estensione reti in Km e quote percentuali di proprietà

	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0,3	164,6	180,1	98,9	0,7
Piemonte	219,8	10.740,2	10.681,6	89,3	1,5
Liguria	13,6	1.902,1	4.178,1	99,9	0,1
Lombardia	67,4	12.937,0	30.426,0	80,0	13,1
Trentino Alto Adige	202,2	1.817,0	1.862,9	91,9	5,3
Veneto	206,0	9.983,3	17.389,8	78,3	14,7
Friuli Venezia Giulia	4,9	1.959,1	4.834,3	76,2	23,3
Emilia Romagna	383,5	15.662,5	12.100,5	67,3	11,4
Toscana	203,3	5.716,0	8.902,3	76,0	9,9
Lazio	193,3	6.064,2	7.265,4	97,3	1,9
Marche	7,7	3.069,0	3.470,2	53,8	16,7
Umbria	31,8	1.599,0	2.858,7	72,7	27,3
Abruzzo	1,4	3.816,9	4.162,4	74,7	18,4
Molise	5,2	919,1	949,4	91,8	7,9
Campania	2,5	3.212,0	7.267,7	67,4	29,7
Puglia	94,7	2.880,2	7.533,9	92,0	7,7
Basilicata	0,5	692,1	1.391,1	79,8	20,2
Calabria	3,8	1.727,2	3.059,9	91,7	8,3
Sicilia	60,3	3.465,2	7.248,3	96,0	4,0
Sardegna	–	–	–	–	–
Non in funzione	24,0	427,8	367,3	–	–
ITALIA	1.702,1	88.326,7	136.130,1	76,2	23,3

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.15

Primi venti operatori della distribuzione di gas naturale

Anno 2006; volumi di gas naturale distribuito in M(m^3)

OPERATORE	2006	QUOTA %
Società Italiana per il gas (Italgas)	7.216,0	21,4
Enel Rete Gas	3.569,6	10,6
Hera Holding Energia Risorse Ambiente	2.226,0	6,6
Aem Distribuzione Gas e Calore	1.180,4	3,5
Enìa	1.013,7	3,0
Ascopiave	818,2	2,4
Italcogim Reti	730,8	2,2
Azienda Energia e Servizi	724,9	2,1
Fiorentina gas	554,2	1,6
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento con il Gas	553,8	1,6
CIGE	520,8	1,5
Toscana Gas	490,6	1,5
Acegas-APS	487,9	1,4
Thuega Padana	384,8	1,1
Arcalgas Progetti	383,5	1,1
Iride Acqua Gas	372,7	1,1
Consiag Reti	330,6	1,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	315,7	0,9
SGR Reti	315,1	0,9
Edison D. G.	297,0	0,9
Altri	11.294,2	33,4
TOTALE	33.780,5	100.0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso del gas

Anche i dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. L'indagine era rivolta a tutte le società che a dicembre 2006 risultavano autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a effettuare vendite di gas ai clienti finali, nonché a tutti quei soggetti che svolgono attività di solo *trading* e, per questo, non obbligati a richiedere l'autorizzazione ministeriale. Tra gli esercenti oggetto di rilevazione sono stati classificati come grossisti, gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali, seguendo quindi il criterio adottato per la stesura del bilancio del settore gas illustrato all'inizio di questo Capitolo.

Nel 2006 il numero dei grossisti è salito a 72 unità, contro le 60 dell'anno precedente (Tav. 3.16). Esso comprende anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso. Complessivamente questi operatori hanno venduto tuttavia un volume di gas minore rispetto a quello del 2005, pari a 103,2 G(m^3), di cui 49,9 ad altri intermediari e 53,2 a clienti finali. Per effetto della riduzione complessiva dei volumi trattati e dell'aumento degli operatori, il volume medio unitario di vendita è sceso da 1,8 a 1,4 M(m^3).

Solo apparentemente le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di più piccola dimensione. Infatti, i volumi di gas complessivamente venduti da Eni e dagli operatori con vendite superiori a 10 G(m^3) sono scese da 85 a 71 G(m^3), in virtù dell'uscita di Edison da tale aggregato. Questo spostamento, tuttavia, non è dovuto a una reale diminuzione delle vendite complessive effettuate da Edison, ma dalla diversa modalità di classificazione degli operatori adottata. Per l'attribuzione

TAV. 3.16

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
NUMERO DI OPERATORI	**55**	**40**	**41**	**60**	**72**
Eni Gas & Power	1	1	1	1	1
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m^3)	1	1	1	2	1
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m^3)	4	4	6	8	9
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m^3)	17	20	19	29	29
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m^3)	32	14	14	20	32
VOLUME VENDUTO (miliardi di m^3)	**85,2**	**90,6**	**95,9**	**110,5**	**103,2**
Eni Gas & Power	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m^3)	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m^3)	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m^3)	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m^3)	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m^3)	**1.550**	**2.264**	**2.340**	**1.842**	**1.433**
Eni Gas & Power	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292
Grossisti con vendite superiori a 10 G(m^3)	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451
Grossisti con vendite tra 1 e 10 G(m^3)	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233
Grossisti con vendite tra 0,1 e 1 G(m^3)	234	279	399	372	391
Grossisti con vendite inferiori a 0,1 G(m^3)	7	17	7	37	31

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.17

Vendite al mercato all'ingrosso nel 2006

M(m^3)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Edison	5.000	1.469	6.469
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Sorgenia	1.312	853	2.165
Gaz de France sede secondaria	1.129	1.142	2.271
Aem Trading	1.101	1	1.102
Blugas	1.014	72	1.087
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Italtrading	791	4	795
Dalmine Energie	691	283	974
2B Energia	666	0	666
ENOI	615	0	615
AceaElectrabel Trading	606	0	606
Gas Plus Italiana	544	0	544
Hera Trading	521	1	522
Iride Mercato	488	580	1.069
Energy Trade	443	0	444
Blumet	409	1.003	1.412
Elettrogas	402	0	402
Shell Italia E&P	379	0	379
SOENERGY	344	29	373
E.On Ruhrgas AG	344	41	385
Begas Energy International	334	30	364
EGL Italia	334	26	359
ENOVA	328	0	329
Altri	2.187	26.203	28.389
TOTALE	50.053	77.253	127.306

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

dei singoli operatori alla categoria grossisti o venditori, infatti, contrariamente agli anni precedenti, si sono considerati solo i volumi da essi realmente venduti, escludendo gli autoconsumi. La classe di operatori più numerosa è divenuta quella dei grossisti più piccoli, con vendite inferiori a 0,1 G(m^3), che si è accresciuta di 12 nuove società. Il relativo volume medio unitario si è però lievemente ridotto da 37 a 31 M(m^3), nonostante l'aumento dei volumi complessivamente venduti da questi operatori.

La tavola 3.17 consente di apprezzare il dettaglio dei 26 operatori il cui venduto abbia raggiunto almeno 300 M(m^3) nel mercato all'ingrosso. Insieme, tali operatori coprono il 95% delle vendite complessive effettuate sul segmento all'ingrosso. Il mercato resta comunque molto concentrato: la quota delle prime 3 società, Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti quasi del 63%, quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, raggiunge il 70%. Tenendo conto anche dei relativi gruppi societari, le quote non si modificano in misura sostanziale.

Punto di scambio virtuale

I soggetti che hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (sottoscrittori) nel primo semestre dell'anno termico 2006-2007 sono stati oltre 50. La figura 3.6 mostra in particolare quanti, rispetto al numero complessivo degli utenti del sistema di trasporto, utilizzano il servizio del PSV. I dati in figura comprendono anche i non utenti del servizio di trasporto che operano presso il PSV: dallo scorso novembre infatti, secondo disposizioni dell'Autorità, anche i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale.

Le figure 3.7 e 3.8 mostrano l'andamento storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2007, in termini di volumi e di numero di transazioni[7].

Nell'ambito delle transazioni presso il PSV sono indicate in maniera distinta, con l'indicazione "PSV GNL", le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) da parte dell'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia GNL Italia agli utenti del terminale, consegne che avvengono presso il PSV in base alle procedure attuali (più precisamente, la procedura è in vigore dal novembre 2005). Ancorché registrate come operazioni al PSV esse non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

Un confronto tra gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006 (Fig. 3.9) mostra un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione presso il PSV di quasi 6 punti percentuali. Nei primi mesi dell'anno termico 2006-2007 vale a dire da ottobre 2006 sino a marzo 2007, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 34% del totale movimentato.

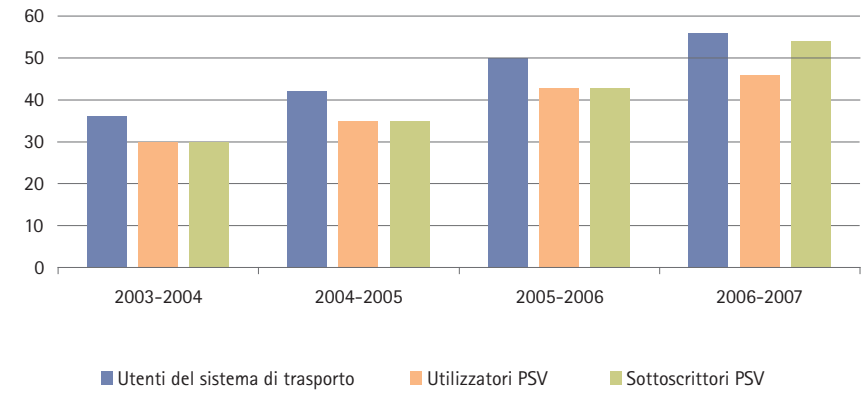
Mercato finale al dettaglio

Alla data dell'1 settembre 2006 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 386; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, non hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 63 venditori presenti nell'elenco di quelli autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico. Considerando, tuttavia, che il volume complessivo di gas venduto a clienti finali, calcolato in base alle risposte ottenute nell'indagine dell'Autorità, è in linea con i dati di consumo preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo

7 Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PVS si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.6

Utenti del PSV

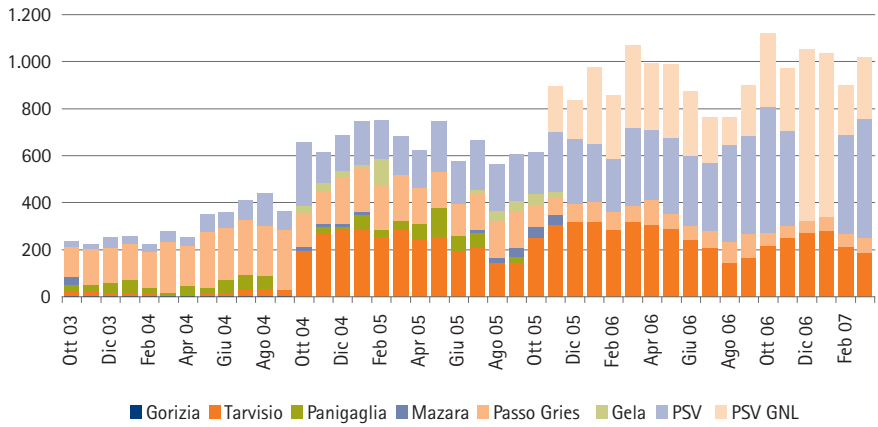


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.7

Transazioni nei punti di entrata della rete nazionale nel periodo ottobre 2003 - marzo 2007

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

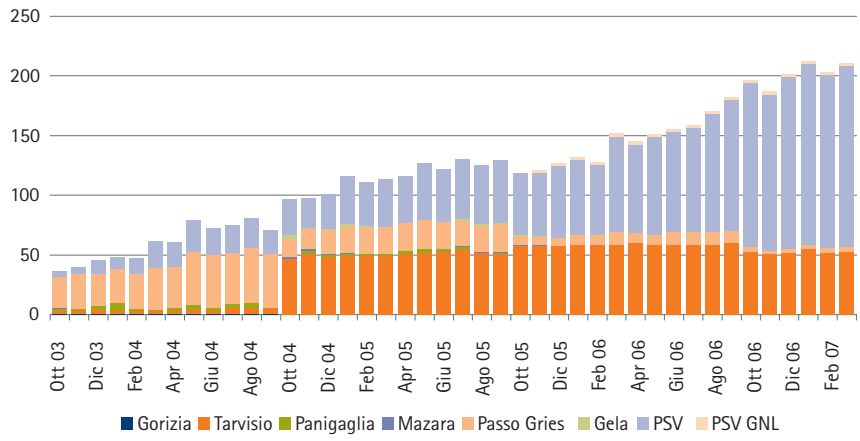


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.8

Transazioni lato Italia nel periodo ottobre 2003 – marzo 2007

Numero di transazioni per mese

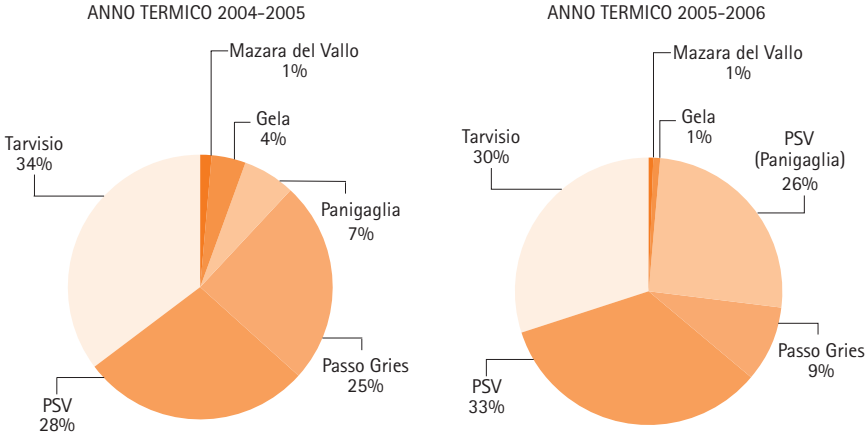


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.9

Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

economico, è ragionevole ipotizzare che i soggetti che non hanno risposto siano rimasti inattivi nel 2006 o che abbiano realizzato volumi di vendita marginali. In base ai primi risultati dell'indagine annuale, infatti, le vendite al mercato finale nel 2006 sono state pari a 77,3 G(m^3), soddisfatte da operatori della fase all'ingrosso per 53,2 G(m^3) e da "puri" venditori[8] per 24,1 G(m^3). Se a tali quantitativi si aggiungono i circa 7 G(m^3) di autoconsumi, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 84,3 G(m^3), un valore che non si discosta molto dagli 84,5 G(m^3) indicati nei dati pre-consuntivi per il 2006 del Ministero dello sviluppo economico.

Come si vede dalla tavola 3.18 la situazione relativa ai venditori è risultata decisamente meno dinamica di quanto è emerso nel caso dei grossisti. Il numero di operatori con vendite superiori a 1.000 M(m^3) è rimasto invariato; il volume da questi complessivamente venduto si è lievemente ridotto, da 8,5 a 8,3 G(m^3) e, di conseguenza, anche il volume medio unitario, di poco superiore a 2 M(m^3). Analoga sorte ha interessato la classe di venditori medio-grandi, quelli cioè con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m^3), dove è entrato un operatore in più rispetto allo scorso anno; poiché il volume complessivamente venduto è lievemente diminuito da 11,5 a 11,3 G(m^3), anche il volume medio unitario è passato da 42 a 39 M(m^3).

La tavola 3.19 mostra il dettaglio delle 41 società le cui vendite a clienti finali abbiano complessivamente superato nel 2006 i 200 M(m^3). In essa compaiono anche alcune delle società già elencate nella tavola 3.17 in quanto, pur essendo state classificate come grossisti, vendono anche al mercato finale quantitativi di gas superiori alla soglia indicata. Anche il mercato della vendita a clienti finali, al pari di quello all'ingrosso, appare molto concentrato: le 41 società coprono nell'insieme il 90,1% delle vendite al mercato finale; da sole le prime 3 assorbono quasi il 63%, le prime 5 raggiungono il 70%. Se poi si considerano i gruppi societari, le quote salgono in misura rilevante e diviene evidente come i concorrenti dell'operatore dominante siano da esso ben distanziati. Dopo il gruppo Eni, che possiede il 49,5% del mercato finale, il competitore più rilevante è infatti rappresentato dal gruppo Enel (15,3%), seguito da 3 gruppi (Hera, Edison, E.On) la cui quota è compresa tra il 2 e il 3%.

TAV. 3.18

Attività dei venditori nel periodo 2002-2006

	2002	2003	2004	2005	2006
NUMERO DI OPERATORI	**504**	**432**	**353**	**258**	**226**
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m^3)	2	5	4	4	4
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m^3)	42	40	37	38	39
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m^3)	222	176	149	100	107
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m^3)	237	211	163	116	76
VOLUME VENDUTO (miliardi di m^3)	**26,6**	**33,0**	**31,4**	**24,5**	**24,1**
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m^3)	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m^3)	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m^3)	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m^3)	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m^3)	**53**	**76**	**89**	**95**	**107**
Venditori con vendite superiori a 1.000 M(m^3)	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076
Venditori con vendite tra 100 e 1.000 M(m^3)	267	279	313	301	290
Venditori con vendite tra 10 e 100 M(m^3)	31	30	31	42	39
Venditori con vendite inferiori a 10 M(m^3)	4	4	4	3	4

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

8 Sono classificate come venditori le società che nel 2006 hanno effettuato almeno il 95% delle loro vendite a clienti finali.

TAV. 3.19

Vendite al mercato finale nel 2006

M(m^3)

SOCIETÀ	VENDITE		
	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	20.748	36.544	57.292
Enel Trade	5.904	7.547	13.451
Enel Energia	3	4.229	4.232
Hera Comm	1	1.900	1.901
Edison	5.000	1.469	6.469
Gaz de France – Sede secondaria	1.129	1.142	2.271
E.ON Vendita	42	1.117	1.159
Plurigas	2.312	1.059	3.371
Aem Acquisto e Vendita Energia	0	1.014	1.014
Blumet	409	1.003	1.412
Toscana Energia Clienti	0	987	987
Sorgenia	1.312	853	2.165
Ascotrade	2	828	830
Italcogim Vendite	0	779	779
Iride Mercato	488	580	1.069
Asm Energia e Ambiente	0	547	547
Napoletanagas Clienti	0	531	531
Edison Energia	5	512	516
Arcalgas energie	0	473	473
APS Trade	0	389	389
Amps Energie	0	355	355
Utilità	151	348	500
ConsiaGas Servizi Energetici	0	347	347
Gas Natural Vendita Italia	813	343	1.156
Linea Group	91	325	416
Erogasmet Vendita – Vivigas	1	322	323
Trenta	6	314	319
MetaEnergy	0	313	313
Enercom	0	288	288
Dalmine Energie	691	283	974
SGR Servizi	0	277	277
Prometeo	12	275	287
ETA3	10	275	285
Agsm Verona	0	274	274
Spigas	49	251	300
Sinergas	0	249	249
AEB Trading	1	212	214
BAS Omniservizi	0	209	209
SPEIA	50	206	257
ASA Trade	0	205	205
Cartiere Burgo	0	205	205
Altri	10.824	7.875	18.699
TOTALE	50.053	77.253	127.306

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali (o cittadine)

L'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità quest'anno, per la prima volta, ha dedicato una specifica sezione anche alla distribuzione attraverso reti secondarie di gas diversi dal gas naturale. I principali risultati dell'indagine sono brevemente illustrati nelle tavole che seguono.

Hanno risposto all'indagine 76 operatori che risultano aver distribuito complessivamente 28,9 M(m^3) nel 2005 e 27,7 M(m^3) nel 2006, soddisfacendo la domanda di oltre 100.000 clienti distribuiti in più di 500 comuni. La maggior quota di tale distribuzione riguarda il GPL, che rappresenta il 64% in termini di volumi erogati e quasi l'80% in termini di clienti serviti. Analogamente a quanto accaduto nel gas naturale, anche il consumo di questi gas è diminuito nel 2006 (–4,1%) rispetto all'anno precedente, principalmente a causa del manifestarsi di un inverno mite (Tav. 3.20).

La distribuzione regionale[9] (Tav. 3.21) mostra che la non metanizzata Sardegna, è la regione nella quale la distribuzione di gas diversi dal gas naturale è di gran lunga superiore alle altre in termini sia di volumi erogati sia di clienti: da sola essa assorbe oltre il 35% dei volumi distribuiti. Nella regione, tuttavia, il servizio non appare particolarmente diffuso considerando che interessa 48 comuni, contro i 377 che appartengono a questo territorio. La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di altri gas risulta rilevante è la Toscana che conta per il 19% in termini di volumi e quasi il 21% in termini di clienti serviti. In questa regione la distribuzione di GPL e altri gas copre inoltre la metà dei comuni esistenti nel territorio. Quote relativamente importanti di gas (non naturale) distribuiti a mezzo rete risultano essere utilizzate anche in Emilia Romagna, Lombardia, Liguria e Lazio.

Infine, l'estensione delle reti e la loro proprietà sono illustrate nella tavola 3.22, in cui si può vedere come complessivamente, in Italia, siano in esercizio circa 2.800 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale, prevalentemente (93,9%) di proprietà degli esercenti stessi.

TAV. 3.20

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale in Italia

Volumi in M(m^3) e numero di clienti

TIPO DI GAS	2005		2006	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	18,2	72.956	17,8	81.493
Aria propanata	5,6	13.998	10,0	21.781
Altri gas	5,1	5.541	0	0
TOTALE	28,9	92.495	27,7	103.274

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

9 Nella tavola 3.20 il numero di clienti complessivamente serviti risulta inferiore a quello pubblicato nella tavola 3.19 in quanto alcuni operatori non hanno fornito il dettaglio regionale dei propri clienti, ma soltanto il dato nazionale.

TAV. 3.21

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Anno 2006; volumi erogati in M(m³) e quote percentuali

	VOLUMI EROGATI	QUOTA %	OPERATORI(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,1	0,3	2	201	2
Piemonte	0,7	2,4	8	2.623	41
Liguria	1,9	6,7	13	8.784	51
Lombardia	1,5	5,4	8	4.040	31
Trentino Alto Adige	0,2	0,6	2	497	5
Veneto	0,1	0,5	3	565	6
Friuli Venezia Giulia	1,1	3,8	2	1.453	7
Emilia Romagna	2,3	8,5	10	8.151	35
Toscana	5,3	19,2	19	21.508	140
Lazio	1,7	6,0	11	11.267	42
Marche	0,8	2,9	11	2.885	32
Umbria	0,5	1,8	9	2.851	25
Abruzzo	0,4	1,5	6	2.883	17
Molise	0,0	0,1	1	156	1
Campania	0,7	2,4	5	2.804	12
Puglia	0,1	0,3	2	280	2
Basilicata	0,3	1,0	3	1.165	5
Calabria	0,3	1,0	2	1.958	6
Sicilia	0,1	0,2	3	219	4
Sardegna	9,8	35,5	8	28.739	48
ITALIA	27,7	100,0	128	103.029	512

(A) In questa colonna gli operatori vengono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.22

Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà

Anno 2006; estensione in Km e quote percentuali di proprietà

	ESTENSIONE RETE		QUOTA % DI PROPRIETÀ		
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0	6	0	100,0	0
Piemonte	0	64	40	100,0	0
Liguria	0	105	65	100,0	0
Lombardia	0	44	54	83,0	0
Trentino Alto Adige	0	20	0	100,0	0
Veneto	0	14	3	100,0	0
Friuli Venezia Giulia	0	0	42	100,0	0
Emilia Romagna	0	92	152	100,0	0
Toscana	1	227	239	100,0	0
Lazio	0	134	182	100,0	0
Marche	0	3	39	92,6	0
Umbria	0	45	78	93,4	6,6
Abruzzo	0	49	11	100,0	0
Molise	0	3	1	100,0	0
Campania	0	62	46	97,4	2,6
Puglia	0	6	0	100,0	0
Basilicata	0	4	36	100,0	0
Calabria	0	21	39	100,0	0
Sicilia	0	9	0	100,0	0
Sardegna	0	520	349	84,0	3,9
ITALIA	1	1.426	1.374	93,9	1,6

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Prima dell'inizio del nuovo anno termico, al principio di agosto 2006 l'Autorità ha pubblicato le tariffe relative all'anno termico 2006-2007 per il trasporto del gas naturale (delibera 31 luglio 2006, n. 171) e per la rigassificazione del GNL, importato via mare (delibera 31 luglio 2006, n. 170).
I nuovi livelli tariffari, illustrati nelle tavole 3.23 e 3.24, si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che gli operatori hanno presentato sulla base dei criteri stabiliti dalla delibera 29 luglio 2005, n. 166 (relativa ai corrispettivi tariffari per trasporto e dispacciamento del gas naturale) e dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178 (riguardante le tariffe per il servizio di rigassificazione di GNL Italia, presso il terminale di Panigaglia).
Le tariffe sono state approvate dall'Autorità al fine di assicurare alle imprese e agli utenti certezza sui valori tariffari praticati in tempi utili all'avvio dell'anno termico 2006-2007. Si ricorda, tuttavia, che su entrambe le delibere n. 166/05 e n. 178/05, che stabiliscono i criteri in base ai quali gli operatori devono formulare le proprie proposte tariffarie, è ancora pendente un giudizio legale definitivo, che deve giungere a seguito dei ricorsi presentati contro le delibere indicate.

Stoccaggio

I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008 (Tav. 3.25) sono stati fissati dall'Autorità nel marzo 2007, a seguito della verifica dei dati, inviati dai due operatori dello stoccaggio nazionali Edison Stoccaggio e Stogit, necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa. Contestualmente alle proposte tariffarie, l'Autorità ha approvato anche riduzioni percentuali, proposte dagli operatori, dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} per l'offerta di capacità interrompibile nel servizio di stoccaggio di modulazione (per maggiori dettagli si veda il Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*).

Distribuzione

Anche nel 2006, come già era accaduto nei due anni precedenti, il processo di definizione delle tariffe di distribuzione ha risentito del prolungato contenzioso amministrativo che si era aperto sulle delibere 29 settembre 2004, n. 170 e 30 settembre 2004, n. 173, riguardanti, rispettivamente, i criteri per la definizione da parte delle imprese delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri gas distribuiti a mezzo rete. Il contenzioso si è chiuso nella primavera del 2006 con l'annullamento parziale delle delibere citate. Nel corso del 2006 l'Autorità ha quindi assunto due nuove delibere per modificare e integrare le delibere n. 170/04 e n. 173/04, in modo da ottemperare alle decisioni del Consiglio di Stato (per i dettagli sui motivi dell'annullamento parziale e sulle conseguenti azioni dell'Autorità si veda il paragrafo dedicato alla regolamentazione tariffaria nel Capitolo 3 del secondo volume di questa *Relazione Annuale*).
A seguito del definitivo completamento del quadro normativo tariffario relativo alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura dei gas diversi da gas naturale per il secondo periodo regolatorio, che va dall'1 ottobre 2004 al 30 settembre 2008, gli Uffici dell'Autorità hanno attivato il processo di controllo e approvazione delle proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007, tuttora in corso.
Si ricorda, tuttavia, che in base ai criteri definiti dall'Autorità, le tariffe di distribuzione sono oggi determinate a partire da una struttura tariffaria nazionale di riferimento uguale per tutti gli esercenti, riprodotta nella tavola 3.26. In base a tale struttura, le tariffe di distribuzione sono poi determinate in modo differenziato per ogni ambito tariffario, applicando alla quota variabile (illustrata nell'ultima colonna della tavola 3.26) un apposito coefficiente ε che tiene conto dei costi specifici dei diversi ambiti (delibera n. 170/04).

TAV. 3.23

Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2006-2007

Corrispettivi unitari variabili (*commodity*); €/GJ

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,155532
CV^P	0,018596

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale; €/anno/m^3 standard/giorno

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,071847	Tarvisio	0,649627
Gela	1,929728	Gorizia	0,512803
Passo Gries	0,435427		
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL			
GNL Panigaglia	0,549281		
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,266771		
68 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte/Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Trecate	0,162377	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo/Sabbioncello, Vittorio V./ S. Antonio/S.Andrea	0,375197
Calderasi/Monteverdese, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,989664	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo/Capello, Santo Stefano Mare	0,596610
Rubicone	0,347851	Falconara, Fano	0,600997
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,761815	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,816963
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,519731	Bronte, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	1,728001

CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		1,941856	Passo Gries		1,286195
Gorizia		1,066372	Tarvisio		0,527921
Rep. San Marino		0,865218			
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli Venezia Giulia	A	0,573119	Romagna	I	0,573119
Trentino Alto Adige e Veneto	B	0,763814	Umbria e Marche	L	0,475590
Lombardia Orientale	C	0,830928	Marche e Abruzzo	M	0,620177
Lombardia Occidentale	D	0,954510	Lazio	N	0,518315
Nord Piemonte	E1	1,145205	Basilicata e Puglia	O	0,522496
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,954510	Campania	P	0,331801
Emilia e Liguria	F	0,763814	Calabria	Q	0,331801
Basso Veneto	G	0,582793	Sicilia	R	0,141105
Toscana e Lazio	H	0,666286			

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale; €/anno/m^3 standard/giorno

CR_r	
Comunità Montana della Valtellina di Sondrio	2,198875
Netenergy Service	0,400965
Retragas	1,836159
Snam Rete Gas	1,375313
Società Gasdotti Italia e Consorzio Frosinone	2,173126

TAV. 3.24

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia

Anno termico 2006-2007

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	SERVIZIO CONTINUATIVO(A)	SERVIZIO SU BASE *SPOT*(B)
C_{qs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	€/m³ liquido	1,982456	1,387719
C_{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	€/approdo	17538,375753	17538,375753
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati			
CVL	€/GJ	0,036629	0,036629
CVL^P	€/GJ	0,004424	0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m³ consegnato	2%	2%

(A) Il servizio di rigassificazione continuativo è il servizio di rigassificazione che prevede la consegna del GNL secondo la programmazione mensile delle consegne.

(B) Il servizio di rigassificazione *spot* è il servizio di rigassificazione erogato con riferimento a una singola discarica da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

TAV. 3.25

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa

Anno termico 2007-2008

CORRISPETTIVO	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_S	0,150156 (€/GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,237104 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,851624 (€/GJ/ giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,102222 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,159156 (€/GJ/anno)

TAV. 3.26

Struttura tariffaria nazionale di riferimento per le tariffe di distribuzione

SCAGLIONE (GJ/ANNO)	LIMITE INFERIORE (GJ/ANNO)	LIMITE SUPERIORE	QUOTA FISSA (€/CLIENTE/ANNO)	QUOTA VARIABILE (€/GJ)
1	0	4	30,00	0
2	4	20	30,00	2,87
3	20	200	30,00	1,58
4	200	3.000	30,00	1,14
5	3.000	8.000	30,00	0,61
6	8.000	40.000	30,00	0,26
7	40.000	infinito	30,00	0,05

Prezzi del mercato libero

Dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori nell'ambito dell'indagine annuale sui mercati dell'energia elettrica e del gas, risulta che i clienti nel mercato tutelato hanno pagato il gas in media 41,57 c€/m^3, mentre 28,53 c€/m^3 è stato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero.

Nel 2006 il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è risultato quindi pari a 32,61 c€/m^3.

Come si evince dalla tavola 3.27, i dati confermano le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Nelle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare lievemente superiore alle condizioni economiche fissate dall'Autorità (che nella media del 2006 erano pari a 39,40 c€/m^3 al netto delle imposte). La differenza è dovuta, con ogni probabilità, alle incertezze regolatorie derivanti dal contenzioso sulla delibera 29 dicembre 2004, n. 248, descritto in dettaglio nel Capitolo 3 del secondo volume. I clienti più piccoli risultano pagare mediamente 43,32 c€/m^3, contro i 37,94 c€/m^3 dei clienti medi e i 32,64 c€/m^3 dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque abbastanza rilevante, essendo quasi di 11 c€/m^3. Nel mercato libero la dimensione del cliente tende a incidere in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare quasi 14 c€/m^3 in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 28,07 c€/m^3.

Il confronto con gli analoghi dati del 2005 mostra una crescita del costo del gas alquanto differenziata per tipologia di mercato e classi di consumo: i clienti del mercato tutelato sono quelli che hanno subìto gli aumenti relativamente meno rilevanti, seppure consistenti, in un anno di rinnovata crescita delle quotazioni petrolifere internazionali. Diversamente dallo scorso anno, però, la corsa del greggio sembrerebbe aver pesato proporzionalmente di più sui clienti medio-piccoli di entrambi i mercati.

Condizioni economiche di riferimento

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in permanente ascesa ha causato continue e sensibili accelerazioni delle tariffe del gas per le famiglie italiane per tutto il 2005 e fino alla primavera del 2006. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione[10] è illustrata nella tavola 3.28.

Nel 2005, il prezzo del gas per le famiglie italiane rilevato dall'Istat ha registrato numerosi aumenti consecutivi che, alla fine

10 Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo del gas (che comprende il gas impiegato per riscaldamento, per cottura cibi e produzione di acqua calda, distribuito a mezzo rete urbana o bombole) all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Nel 2007 il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è pari al 2,3%.

TAV. 3.27

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2004	2005	2006	VAR. 2006-2005
Mercato tutelato				
Consumi inferiori a 5.000 m³	35,32	37,01	43,32	17,0
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³	30,44	32,12	37,94	18,1
Consumi superiori a 200.000 m³	27,04	29,39	32,64	11,1
MEDIA MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	17,6
Mercato libero				
Consumi inferiori a 5.000 m³	32,99	31,95	41,99	31,4
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³	27,24	29,76	35,53	19,4
Consumi superiori a 200.000 m³	18,46	23,00	28,07	22,0
MEDIA MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	22,8

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.28

Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995=100 e variazioni percentuali

MESI	2005				2006			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005-2004	PREZZO REALE(A)	VAR. % 2005-2004	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2006-2005	PREZZO REALE(A)	VAR. % 2006-2005
Gennaio	132,6	3,0	105,9	1,4	145,2	9,5	114,1	7,2
Febbraio	132,8	4,1	105,7	2,4	146,8	10,5	115,0	8,3
Marzo	133,2	4,6	105,7	2,7	148,2	11,3	115,9	8,9
Aprile	134,7	5,8	106,7	3,9	149,3	10,8	116,4	8,5
Maggio	134,8	5,9	106,5	4,1	147,9	9,7	115,1	7,4
Giugno	134,8	6,1	106,4	4,3	147,6	9,5	114,7	7,2
Luglio	138,9	9,5	109,3	7,4	152,1	9,5	117,7	7,0
Agosto	138,9	9,5	109,1	7,5	152,6	9,9	117,9	7,5
Settembre	139,3	9,5	109,4	7,5	152,8	9,7	118,2	7,4
Ottobre	142,0	10,9	111,4	8,7	153,1	7,8	118,7	6,0
Novembre	143,5	11,2	112,5	9,0	153,2	6,8	118,5	4,9
Dicembre	143,6	10,8	112,5	8,6	153,1	6,6	118,4	4,7
Media annua	**137,4**	**7,6**	**108,4**	**5,6**	**150,2**	**9,3**	**116,7**	**7,1**

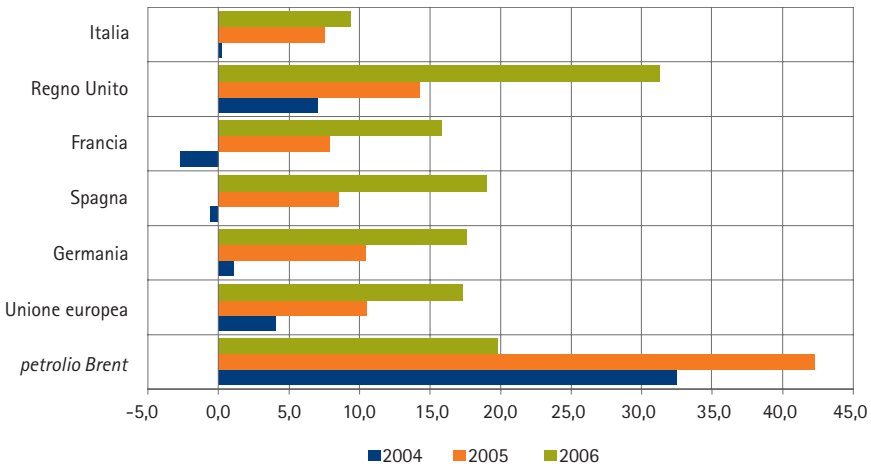
(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

FIG. 3.10

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

dell'anno, hanno condotto il tasso tendenziale oltre il 10%. Anche nei primi quattro mesi del 2006 l'indice del gas ha continuato a salire, al ritmo dell'1% al mese. In maggio e aprile si sono evidenziate due contrazioni, largamente recuperate, tuttavia, dal brusco innalzamento di luglio (3%). I rincari si sono fermati in estate: dal mese di agosto, infatti, il prezzo è rimasto sostanzialmente invariato sino a fine anno. Grazie a questa stabilità il tasso tendenziale ha ricominciato a scendere, tornando al di sotto delle "due cifre" (in dicembre è risultato pari al 6,6%).

In media d'anno, il prezzo del gas ha registrato nel 2005 una variazione complessiva pari al 7,6% e nel 2006 pari al 9,3%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto, rispettivamente, dell'1,8% e del 2,1%, la dinamica del gas ha registrato un incremento in termini reali del 5,6% nel primo dei due anni considerati e del 7,1% nel secondo.

Il confronto con gli altri principali paesi europei (Fig. 3.10) mostra che la forte ascesa del prezzo del gas in Italia dello scorso anno non è stata un fenomeno isolato nel contesto europeo. A fronte di un'ulteriore variazione del prezzo del petrolio Brent del 20% nel 2006 (seguita al 42% e al 32% dei due anni precedenti, come si vede nel grafico), si nota come l'Italia, per il secondo anno consecutivo, sia il paese che è riuscito a contenere l'incremento del prezzo del gas alle famiglie al valore più basso (7,6% nel 2005 e 9,4% nel 2006) e nettamente inferiore alla media dei paesi europei (10,6% e 17,3% nei due anni). Nel 2006, in particolare, tutti i paesi considerati nel confronto hanno registrato variazioni notevolmente superiori, almeno doppie rispetto al dato italiano.

Prezzo medio nazionale di riferimento del gas

La dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento della media nazionale del "prezzo di riferimento" per i consumatori domestici (Fig. 3.11). Si tratta del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura (differenziate localmente), definite dall'Autorità in base alla delibera 4 dicembre 2003, n. 138, che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie[11], accanto a eventuali altre proprie condizioni. A partire dal terzo trimestre del 2005 il prezzo medio di riferimento calcolato dall'Autorità ha continuato a salire fino alla fine del 2006, per tornare a scendere solo con l'inizio del 2007.

La persistente risalita del prezzo medio di riferimento è in buona misura da ricondurre al perdurare della corsa delle quotazioni petrolifere internazionali e all'effetto moltiplicativo che le imposte aggiungono all'aumentare della componente QE relativa al costo di acquisto della materia prima gas.

Come si vede nella figura, dal terzo trimestre del 2005 la componente materia prima ha registrato ripetuti aumenti sino al terzo trimestre 2006, data dalla quale è poi rimasta invariata sino all'inizio del 2007. La prima discesa si è manifestata solo nel secondo trimestre del 2007. All'inizio del 2006 i rincari della QE sono stati attenuati dalla discesa della componente a copertura dei costi fissi (a sua volta dovuta a un aumento del costo di trasporto, più che compensato da una riduzione nel costo di commercializzazione all'ingrosso). Nel secondo e nel quarto trimestre dello scorso anno, invece, gli aumenti della materia prima si sono accompagnati a un rialzo anche della componente a copertura dei costi fissi (per un aumento del costo di stoccaggio in aprile e per un aumento del costo di trasporto in ottobre). Il risultato di questi andamenti è un prezzo medio che dai 60 c€/m^3 dell'inizio del 2005 ha quasi toccato i 70 c€/m^3 alla fine del 2006, per poi tornare a poco meno di 67 c€/m^3 nell'aprile 2007.

Sulle condizioni economiche di riferimento ha pesato, negli ultimi tre anni, una forte situazione di incertezza, dovuta al prolungato contenzioso legale cui è stata sottoposta la disciplina del loro aggiornamento trimestrale, contenzioso che dovrebbe essere giunto al termine con l'approvazione della delibera 29 marzo 2007, n. 79. Per una descrizione del contenzioso si rinvia al Capitolo 3 del secondo volume.

All'1 aprile 2007 il prezzo medio nazionale di riferimento (Fig. 3.12) risulta composto per il 58% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 42% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del prezzo per oltre un terzo (32%), i costi di commercializzazione per il 9% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 18%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la com-

11 Dall'1 ottobre 2006 le condizioni economiche di riferimento, stabilite dall'Autorità in base alla delibera n. 138/03, devono essere obbligatoriamente offerte dalle società di vendita ai soli consumatori domestici, mentre dall'1 gennaio 2004 sino all'ottobre dello scorso anno tali condizioni dovevano essere obbligatoriamente offerte a tutti i clienti (piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e famiglie) che utilizzavano meno di 200.000 m^3.

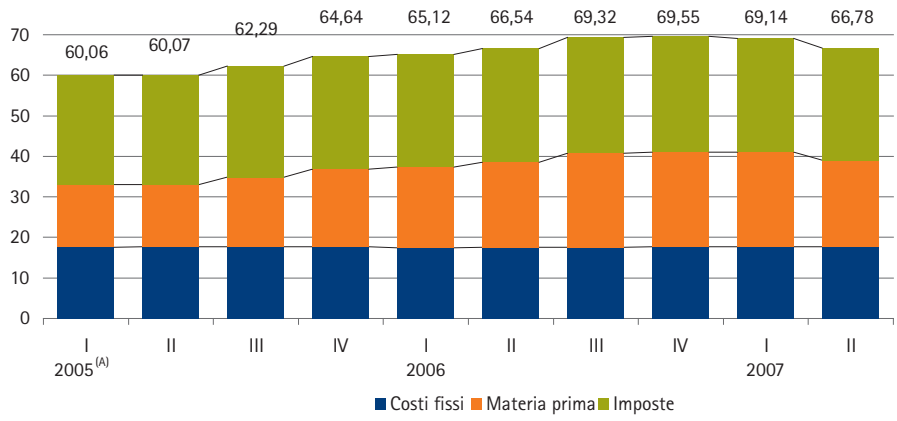


FIG. 3.11

Composizione del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni

c€/m³

(A) Il valore del primo trimestre 2005 è stato ricalcolato (in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 195/02) e modificato retroattivamente in occasione dell'aggiornamento tariffario per il secondo trimestre.

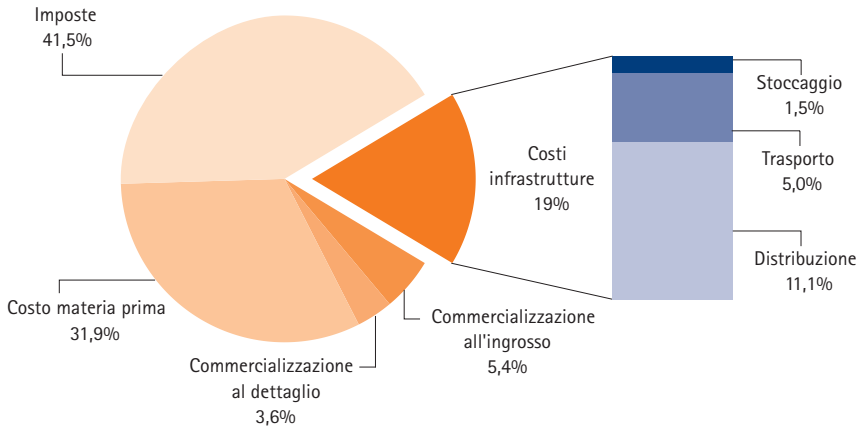


FIG. 3.12

Composizione percentuale del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2007

Valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per consumi domestici inferiori a 200.000 m³ annui; c€/m³

ponente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, la componente Cd incide infatti per l'11,1% sul valore complessivo; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto è pari al 5%, mentre è pari all'1,5% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

La tavola 3.29 mostra il valore delle accise e le aliquote IVA in vigore per l'anno 2007. Esse sono state determinate, retroattivamente, a partire dall'1 gennaio dell'anno in corso, dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 23 febbraio 2007. Nella tavola si legge ancora la distinzione tariffaria per tipologia d'uso del gas perché l'art. 2 del decreto legge 28 dicembre 2001, n. 452, convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2002, n. 16, ne ha prorogato la validità, seppure ai soli fini fiscali, fino alla revisione organica del regime tributario del settore. Essa dunque resterà valida fino alla fine dell'anno: dall'1 gennaio 2008, infatti, entrerà in vigore la riforma della tassazione dei prodotti energetici (stabilita con il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26) che recepisce la Direttiva europea 2003/96/CE, secondo la quale le accise sul gas naturale saranno calcolate solo in base ai consumi e non più in base agli usi finali.

Rispetto al 2006, le nuove aliquote dell'imposta di consumo sul gas metano stabilite per l'anno 2007, risultano in riduzione per la categoria T1, cioè per l'uso del gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, passata da 4,140 a 3,865 c€/m^3, ma in aumento per la categoria T2, cioè per l'uso di riscaldamento individuale con consumi che non superano i 250 m^3 annui. L'aliquota per la T2 è infatti aumentata dell'11,8%, passando da 4,140 a 4,630 c€/m^3. Le imposte per gli altri usi civili e quelle per gli usi industriali sono rimaste invariate, così come le aliquote per tutti gli usi nelle zone dell'ex Cassa del Mezzogiorno (e cioè nei territori diversi da quelli di cui all'art. 1 del decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218).

In base alle stime governative, la T2 interessa circa il 63% delle utenze di metano per usi civili nel Centro Nord.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

Dall'analisi dei dati relativi alla qualità del servizio reso ai clienti finali comunicati dagli esercenti all'Autorità ai sensi della delibera 29 settembre 2004, n. 168, *Testo integrato della qualità dei servizi gas*, emerge un sostanziale adempimento da parte degli esercenti di quanto previsto dalla stessa. Di seguito vengono presentati i dati relativi all'intero settore, ma anche alcune tavole che evidenziano le *performance* delle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000.

La figura 3.13 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Dal 2004, inizio

TAV. 3.29

Imposte sul gas

c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore nel 2007

TARIFFA USO	T1 COTTURA E ACQUA CALDA	T2 RISCALDAMENTO INDIVIDUALE		T3 RISC. CENTR. USI ARTIG. E COMM.	T4 USI INDUSTRIALI
		<250 m³/a	>250 m³/a		
Imposta di consumo					
Normale	3.865	4.630	17.320	17.320	1.2498
Località ex Cassa del Mezzogiorno(A)	3.86516	3.86516	12.42182	12.42182	1.2498
Addizionale regionale(B)					
Piemonte	1.933	2.315	2.580	2.580	0.625
Veneto	0.517	1.988	2.582	2.582	0.625
Liguria(C)	2.070	2.070	2.580	2.580	0.625
Emilia Romagna	2.242	3.099	3.099	3.099	0.625
Toscana	2.000	2.000	2.600	2.600	0.600
Umbria	0.517	0.517	0.517	0.517	0.517
Marche(D)	1.810	1.810	1.810	1.810	1.810
Lazio	1.933	2.315(E)	3.099	3.099	0.625
Abruzzo	1.932	1.932	2.582(F)	2.582(F)	0.624
Molise	3.099	3.099	3.099	3.099	0.620
Campania	1.933	1.933	3.100	3.100	0.625
Puglia	1.933	2.315	2.582	2.582	0.625
Basilicata	1.930	1.930	2.582	2.582	0.620
Calabria	1.933	1.933	2.582	2.582	0.625
Aliquota IVA (%)	10	20	20	20	20

(A) Si tratta delle regioni: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna; delle province di: Frosinone, Latina; di alcuni comuni della provincia di Roma compresi nel comprensorio di bonifica di Latina; di comuni della provincia di Rieti compresi nell'ex circondario di Cittaducale; di alcuni comuni della provincia di Ascoli Piceno inclusi nel territorio di bonifica del Tronto; delle Isole d'Elba, del Giglio e Capraia.

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

(C) Aliquota ridotta a 1,55 per le utenze nella fascia climatica "E" e a 1,03 per quelle nella fascia "F".

(D) Aliquota ridotta a 1,29 per le utenze nella fascia climatica "E".

(E) Aliquota ridotta a 1,93 nelle località ex Cassa del Mezzogiorno.

(F) Aliquota ridotta a 1,033 per le utenze nelle fasce climatiche "E" e "F".

del secondo periodo di regolazione, fino all'anno 2005 la quantità di rete ispezionata si attesta su valori all'incirca pari al 40%. Nel 2006 tali valori per la rete sia in bassa sia in alta pressione sono maggiori del 45%. L'ispezione effettuata rispetta ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04.

Per quanto attiene le chiamate di pronto intervento (Fig. 3.14), si registra che il tempo medio effettivo, a fronte di un aumento del numero di chiamate telefoniche, si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04 pari a 60 minuti.

La tavola 3.30 riporta il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti suddivise per localizzazione ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione con la suddivisione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi).

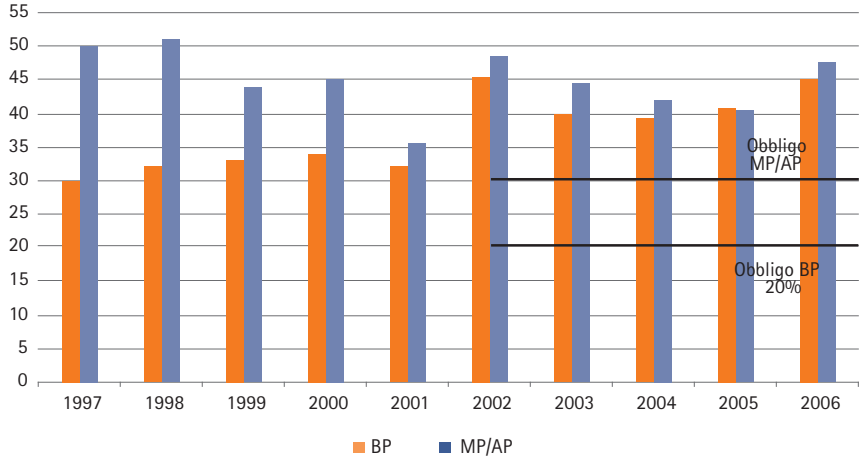
La tavola 3.31 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2006 relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.32 e 3.33 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2006 relative ai grandi distributori.

La tavola 3.34 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2006.

FIG. 3.13

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2006

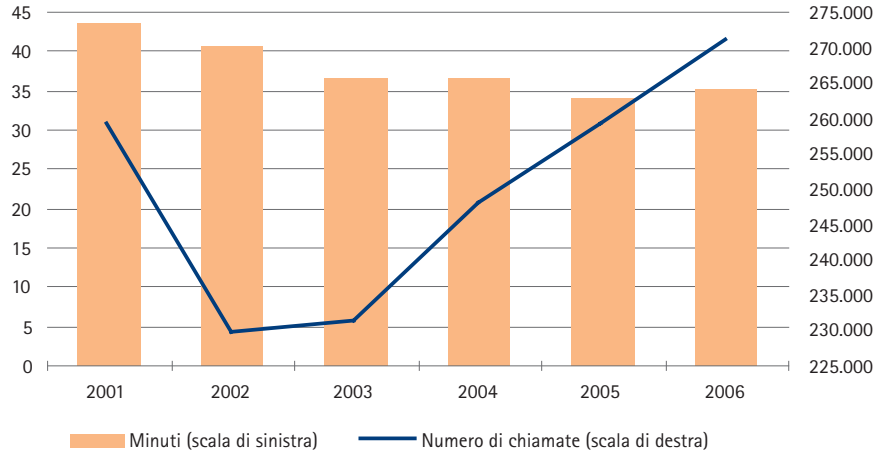


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.14

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione

Anni 2001-2006; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.30

Dispersioni suddivise per tipologia

Anno 2006

LOCALIZZAZIONE	NUMERO DI DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI ISPEZIONI PROGRAMMATE					NUMERO DI DISPERSIONI LOCALIZZATE A SEGUITO DI SEGNALAZIONI DI TERZI					TOTALE
	A_1	A_2	B	C	Totale	A_1	A_2	B	C	Totale	
Su rete	1.201	1.176	1.161	1.216	**4.754**	3.410	1.342	957	775	**6.484**	**11.238**
Su impianto diderivazione di utenza su parte interrata	216	251	507	541	**1.515**	4.434	2.802	1.785	2.161	**11.182**	**12.697**
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	612	99	237	2.063	**3.011**	14.752	7.135	6.711	21.785	**50.383**	**53.394**
Su gruppo di misura	158	100	288	419	**965**	26.791	9.640	4.008	22.431	**62.870**	**63.835**
TOTALE	**2.187**	**1.626**	**2.193**	**4.239**	**10.245**	**49.387**	**20.919**	**13.461**	**47.152**	**130.919**	**141.164**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.31

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2006

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Società Italiana per il Gas	4.715.000	62.383	13,6	5.532	1,20	67.915
Enel Rete Gas	1.997.178	30.971	15,8	1.944	0,99	32.915
Hera	976.717	13.827	14,5	670	0,70	14.497
Aem Distribuzione Gas e Calore	822.864	19.481	22,9	651	0,76	20.132
Napoletana Gas	698.373	14.878	21,7	168	0,25	15.046
Italcogim Reti	595.725	10.762	18,8	526	0,92	11.288
Toscana Energia	589.291	9.488	16,2	701	1,20	10.189
Azienda Energia e Servizi	466.167	6.149	13,3	1.119	2,42	7.268
Enìa	373.871	6.012	16,5	150	0,41	6.162
CIGE	335.270	2.785	32,2	908	10,49	3.693
Iride Acqua Gas	326.311	4.731	14,5	36	0,11	4.767
Ascopiave	311.722	2.402	8,0	447	1,49	2.849
AcegasAps	258.343	1.592	6,2	374	1,46	1.966
Arcalgas Progetti	226.336	2.900	13,5	784	3,64	3.684
Siciliana Gas	223.961	4.553	21,0	15	0,07	4.568
Consiag Reti	167.457	1.676	10,2	254	1,55	1.930
SGR Reti	156.135	826	5,4	159	1,05	985
Thüga Laghi	155.000	1.989	19,3	414	4,01	2.403
Thüga Padana	142.668	3.550	22,9	237	1,53	3.787
Thüga Mediterranea	135.734	2.157	15,8	94	0,69	2.251
Amg Energia	133.417	4.482	34,4	380	2,92	4.862
Edison DG	132.522	1.691	13,1	178	1,38	1.869
Agsm Rete Gas	129.801	2.171	16,8	364	2,82	2.535
GEI Gestione Energetica impianti	120.261	1.193	10,8	91	0,82	1.284
Trentino Servizi	118.302	214	1,9	63	0,55	277
Erogasmet	117.255	2.322	22,1	217	2,06	2.539
Amg Gas	110.935	1.880	17,1	29	0,26	1.909
Coingas	108.379	1.076	10,8	131	1,31	1.207
Acam	106.771	2.110	20,2	335	3,20	2.445
TOTALE	**14.751.766**	**220.251**	**14,9**	**16.971**	**1,2**	**237.222**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.32

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2006

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE RETE km(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE RETE km(A)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA km	% RETE ISPEZIONATA
Società Italiana per il Gas	24.112	7.416	30,8	17.378	6.965	40,1
Enel Rete Gas	17.931	9.743	54,3	11.461	6.439	56,2
Hera	4.517	1.582	35,0	7.511	2.370	31,6
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.470	1.834	74,3	497	477	96,1
Napoletana Gas	3.269	992	30,3	1.564	683	43,7
Italcogim Reti	2.501	2.103	84,1	1.629	1.451	89,1
Toscana Energia	3.354	2.096	62,5	2.494	1.551	62,2
Azienda Energia e Servizi	1.135	360	31,7	185	94	51,0
Enia	2.305	1.257	54,5	1.936	1.084	56,0
CIGE	3.002	1.686	56,1	976	524	53,7
Iride Acqua Gas	1.232	369	30,0	414	124	30,0
Ascopiave	3.996	1.664	41,6	1.935	785	40,6
AcegasAps	1.687	1.347	79,8	415	341	82,0
Arcalgas Progetti	1.587	695	43,8	1.467	666	45,4
Siciliana Gas	1.611	407	25,3	949	324	34,2
Consiag Reti	901	372	41,3	480	157	32,8
SGR Reti	1.226	449	36,6	1.344	584	43,5
Thüga Laghi	1.188	396	33,4	666	273	41,0
Thüga Padana	1.423	512	36,0	1.000	421	42,0
Thüga Mediterranea	1.323	416	31,5	1.172	482	41,1
Amg Energia	488	488	100,0	187	187	100,0
Edison DG	1.316	994	75,6	1.028	654	63,7
Agsm Rete Gas	822	642	78,1	290	240	83,0
GEI Gestione Energetica impianti	1.464	583	39,8	567	224	39,6
Trentino Servizi	813	393	48,4	346	129	37,4
Erogasmet	978	445	45,5	406	204	50,2
Amg Gas	409	186	45,6	107	40	37,2
Coingas	1.018	948	93,1	669	643	96,1
Acam	1.117	346	31,0	290	289	99,6
TOTALE	**89.195**	**40.722**	**45,7**	**59.362**	**28.408**	**47,9**

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.33

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2006

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE (km)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA (km)	NUMERO DISPERSIONI			
				DA RETE ISPEZIONATA (km)(A)	PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SU SEGNALAZIONE DI TERZI
Società Italiana per il Gas	9,04	41.491	14.382	1272	0,09	24.913	0,60
Enel Rete Gas	14,73	29.392	16.182	410	0,03	13.208	0,45
Hera	11,91	12.028	3.952	235	0,06	7.396	0,61
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,60	2.966	2.311	1943	0,84	12.558	4,23
Napoletana Gas	6,92	4.833	1.675	148	0,09	8.882	1,84
Italcogim Reti	14,12	4.129	3.554	21	0,01	4.082	0,99
Toscana Energia	9,93	5.849	3.647	133	0,04	4.029	0,69
Azienda Energia e Servizi	2,83	1.319	454	31	0,07	3.152	2,39
Enìa	13,37	4.241	2.341	77	0,03	3.173	0,75
CIGE	12,10	3.979	2.210	138	0,06	1.286	0,32
Iride Acqua Gas	5,05	1.645	494	589	1,19	3.458	2,10
Ascopiave	20,37	5.931	2.449	51	0,02	772	0,13
AcegasAps	8,13	2.102	1.687	235	0,14	956	0,45
Arcalgas Progetti	15,84	3.054	1.361	158	0,12	1.944	0,64
Siciliana Gas	11,52	2.560	732	0	–	2.864	1,12
Consiag Reti	8,24	1.380	529	20	0,04	512	0,37
SGR Reti	16,46	2.570	1.034	21	0,02	692	0,27
Thüga Laghi	11,96	1.853	669	814	1,22	1.169	0,63
Thüga Padana	16,22	2.423	932	45	0,05	2.160	0,89
Thüga Mediterranea	18,38	2.495	898	17	0,02	938	0,38
Amg Energia	5,06	675	675	7	0,01	3.411	5,05
Edison DG	17,68	2.344	1.648	44	0,03	762	0,33
Agsm Rete Gas	8,57	1.112	882	51	0,06	805	0,72
GEI Gestione Energetica impianti	16,89	2.031	808	21	0,03	1.171	0,58
Trentino Servizi	12,30	1.159	523	25	0,05	131	0,11
Erogasmet	11,81	1.385	649	191	0,29	1.511	1,09
Amg Gas	4,65	516	226	33	0,15	1.010	1,96
Coingas	15,57	1.687	1.591	14	0,01	185	0,11
Acam	13,35	1.407	635	199	0,31	1.046	0,74
TOTALE	**10,45**	**148.556**	**69.129**	**6.943**	**0,10**	**108.176**	**0,73**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.34

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2006

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA km	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA km	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	41.491	32.943,5	32.726,1	217,4	99,3
Enel Rete Gas	29.392	27.600,8	27.170,7	430,1	98,4
Hera	12.028	10.146,3	10.118,0	28,3	99,7
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.966	1.075,6	690,6	385,1	64,2
Napoletana Gas	4.833	3.663,8	3.524,0	139,8	96,2
Italcogim Reti	4.129	3.497,2	3.478,7	18,5	99,5
Toscana Energia	5.849	4.861,2	3.795,7	1.065,5	78,1
Azienda Energia e Servizi	1.319	513,1	513,1	–	100,0
Enìa	4.241	4.028,4	3.772,9	255,5	93,7
CIGE	3.979	2.725,6	2.135,2	590,4	78,3
Iride Acqua Gas	1.645	498,7	62,8	435,9	12,6
Ascopiave	5.931	5.856,2	5.856,2	–	100,0
AcegasAps	2.102	684,4	475,1	209,4	69,4
Arcalgas Progetti	3.054	2.331,2	2.331,2	–	100,0
Siciliana Gas	2.560	2.022,3	2.022,3	–	100,0
Consiag Reti	1.380	1.285,3	1.279,3	6,0	99,5
SGR Reti	2.570	2.553,3	2.553,3	–	100,0
Thüga Laghi	1.853	1.829,7	1.829,6	0,1	100,0
Thüga Padana	2.423	2.411,0	2.313,1	97,9	95,9
Thüga Mediterranea	2.495	2.128,6	2.089,2	39,3	98,2
Amg Energia	675	193,8	193,8	–	100,0
Edison DG	2.344	1.473,1	1.466,8	6,3	99,6
Agsm Rete Gas	1.112	808,0	768,8	39,2	95,1
GEI Gestione Energetica impianti	2.031	1.994,8	1.994,8	–	100,0
Trentino Servizi	1.159	1.133,2	1.133,2	–	100,0
Erogasmet	1.385	1.384,9	1.384,9	–	100,0
Amg Gas	516	498,9	285,1	213,8	57,1
Coingas	1.687	1.684,1	1.684,1	–	100,0
Acam	1.407	1.308,4	823,9	484,5	63,0
TOTALE	**148.556**	**123.135,6**	**118.472,4**	**4.663,2**	**96,2**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.35

Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Anni 1997-2006, esercenti con più di 5.000 clienti finali

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14.265	12.366	11.212	14.635	16.424	14.651	11.766	25.826	34.330	31.439
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249	31.189	35.146

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

Il *Testo integrato della qualità dei servizi gas* ha previsto a partire dal 2006 standard specifici più stringenti e il passaggio a uno standard specifico della prestazione relativa alla preventivazione dei lavori complessi. I dati comunicati dagli esercenti evidenziano un aumento del numero complessivo delle prestazioni, pari a 1.839.400, nonché un incremento degli indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard, pari a 35.146. Rispetto al 2005 l'incremento percentuale degli indennizzi corrisposti è pari al 13%. In generale il *trend* di crescita è coerente con quello già registrato negli ultimi anni e quindi rispetto al precedente regime della Carta dei servizi. Si segnala, in particolare, il maggior numero dei rimborsi riguardo al numero dei casi di mancato rispetto degli standard, dovuto con ogni probabilità al pagamento dei rimborsi arretrati. La categoria più numerosa di prestazioni soggette a standard specifici riguarda l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 41% del totale. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni e risulta pertanto quella maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

In merito alle percentuali di mancato rispetto (Fig. 3.15) si osserva che la prestazione che registra il valore più elevato è quella relativa all'esecuzione dei lavori semplici, seguita dalla preventivazione dei lavori complessi. Si osserva, comunque, che il tempo effettivo registrato per entrambe le prestazioni è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità.

La tavola 3.36 presenta, per gli anni 2005 e 2006, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico,

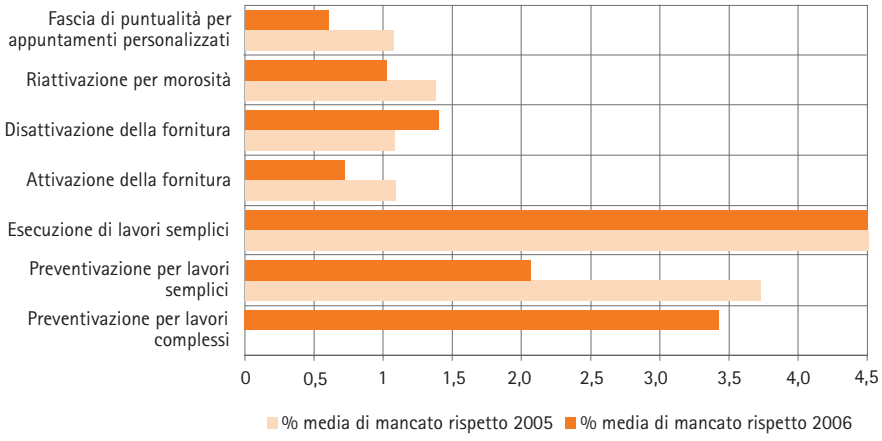


FIG. 3.15

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

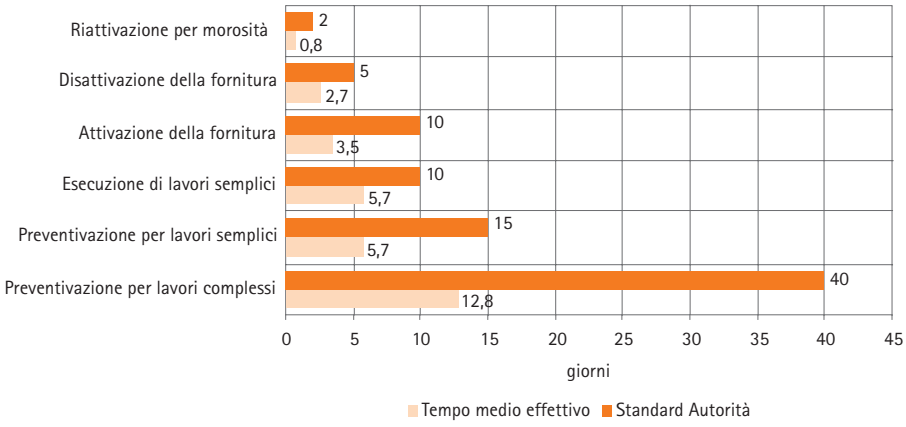
Anni 2005-2006, esercenti con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.16

Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6

Anno 2006, esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.36

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anni 2005-2006

ESERCENTE	ANNO 2005				ANNO 2006			
	STANDARD AUTORITÀ 2005	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	STANDARD AUTORITÀ 2006	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	269.872	6,2 giorni lavorativi	9.313	15 giorni lavorativi	270.704	5,7 giorni lavorativi	6.034
Preventivazione per lavori complessi	–	–	–	–	40 giorni lavorativi	12.076	12,8 giorni lavorativi	219
Esecuzione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	214.529	7,4 giorni lavorativi	8.027	10 giorni lavorativi	224.788	5,7 giorni lavorativi	12.142
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	682.610	3,9 giorni lavorativi	6.539	10 giorni lavorativi	739.587	3,5 giorni lavorativi	8.531
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	332.543	2,3 giorni lavorativi	2.850	5 giorni lavorativi	318.864	2,7 giorni lavorativi	5.265
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	44.552	0,7 giorni feriali	534	2 giorni feriali	60.597	0,8 giorni feriali	731
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	181.753	–	2.259	2 ore	162.168	–	900
TOTALE	**–**	**1.725.859**	**–**	**29.522**	**–**	**1.788.784**	**–**	**33.822**

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.37

Nuova prestazione soggetta a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anno 2006

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENIZZI AUTOMATICI
Rettifica di fatturazione	90 giorni solari	125.858	15,9	1.897

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Si ricorda che il 2006 è l'anno di introduzione di un nuovo livello specifico (preventivazione dei lavori complessi) e della modifica di alcuni livelli specifici.

Servizio di vendita del gas naturale

La tavola 3.37 evidenzia la prestazione relativa alla rettifica di fatturazione che a partire dal 2006 è soggetta a livello specifico. Sono evidenziati per il primo anno il numero complessivo di prestazioni gestite dai venditori nonché il tempo medio di attesa e il numero di indennizzi corrisposti.

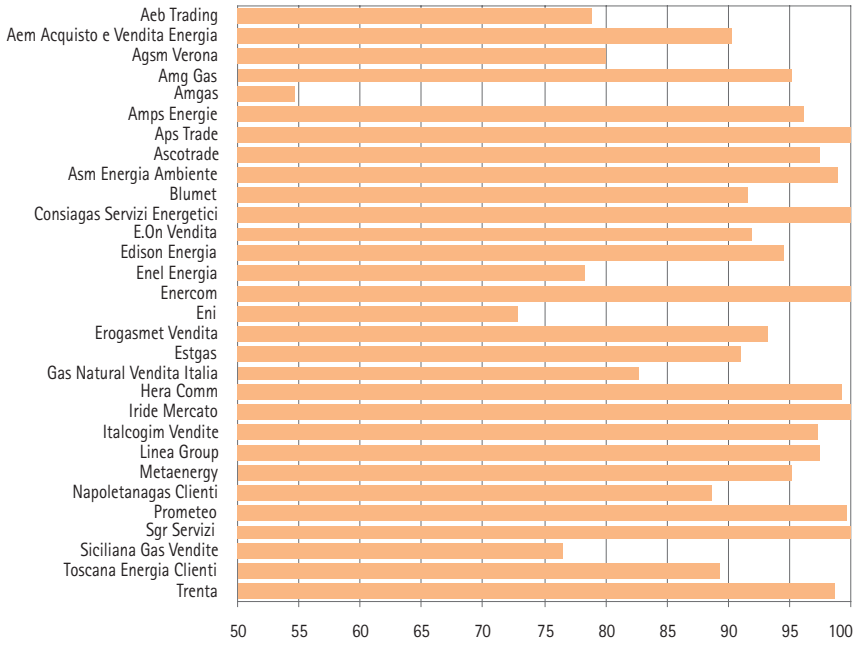
La figura 3.17 presenta l'andamento per il 2006 della gestione dei reclami pervenuti ai venditori con più di 100.000 clienti finali, relativamente alla tipologia di utenza più diffusa, ovvero i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. La maggior parte degli esercenti risponde al 90% dei reclami scritti entro 20 giorni lavorativi.

Qualità telefonica

Nel 2006 è stata effettuata anche per il settore del gas, per la prima volta, la raccolta dati relativa alla qualità telefonica. Questo primo monitoraggio consente di confrontare le *performance* dei venditori con un numero di clienti finali maggiore di 100.000 e dotati di *call center*. I valori comunicati dagli esercenti evidenziano una marcata disomogeneità, effetto anche delle eterogeneicità organizzative e tecnologiche delle diverse aziende.

FIG. 3.17

Risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6 entro lo standard dell'Autorità

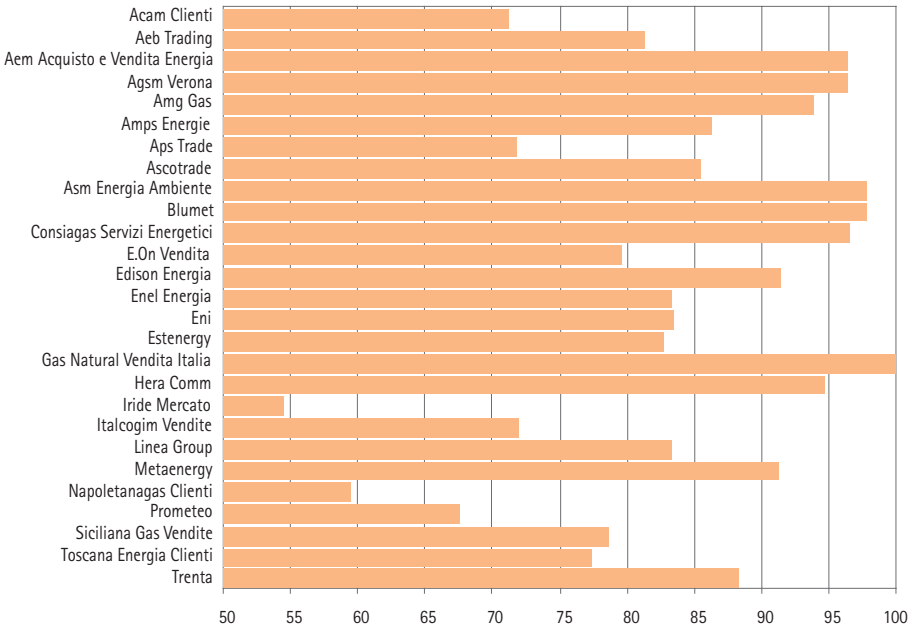


Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.18

Livello di prestazione dei servizi telefonici di venditori di gas con più di 100.000 clienti finali

Anno 2006, valori percentuali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel secondo anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, nel periodo 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2006, i distributori di gas hanno eseguito accertamenti per la sicurezza su oltre 370.000 nuovi impianti (Tav. 3.38). L'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi; si registra infatti un incremento del numero degli accertamenti effettuati, rispetto all'anno precedente, pari al 78%.

In particolare si osserva che circa il 97% di essi ha ottenuto subito l'approvazione all'attivazione, in esito a un positivo riscontro di tutta la documentazione richiesta dalla legge n. 46 del 5 marzo 1990. Di contro, quasi 12.600 primi accertamenti hanno invece dato esito negativo; i distributori hanno fornito il gas per questi ultimi impianti solo dopo un supplemento nelle operazioni di verifica e a seguito dell'eliminazione delle cause di non conformità alla legge n. 46/90.

Nelle tavole contenenti i riepiloghi dei dati (Tavv. 3.38 e 3.39) sono evidenziate le ripartizioni in funzione della tipologia dell'impianto di utenza e della dimensione dei distributori di gas.

TAV. 3.38

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori

Anno termico 2005-2006

TIPOLOGIA DI IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	332.613	10.989	9.488
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	21.112	1.169	936
> 116 kW	5.363	399	197
Totale	359.088	12.557	10.621

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.39

Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione alla dimensione del distributore

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	247.607	9.126	6.103
Medi	103.652	2.916	3.645
Piccoli	7.829	515	873
Totale	359.088	12.557	10.621

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità del trasporto

In tema di qualità del gas naturale, ai sensi della delibera 6 settembre 2005, n. 185, i trasportatori di gas naturale hanno fornito per l'anno termico 2005-2006 informazioni relative ai punti di misura nell' Area omogenea di prelievo (AOP). È emerso che delle 185 AOP individuate, 155 sono dotate di gascromatografi (strumenti preposti a tali misurazioni), di cui 138 risultano di proprietà dei trasportatori e 17 di proprietà di terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

In ottemperanza al comma 3.3 della delibera 12 dicembre 2003, n. 152, il Comitato italiano gas (CIG) ha trasmesso all'Autorità, entro il 31 dicembre 2006 e con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2005 al 30 settembre 2006. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 55.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2005-2006, risultano 175 sinistri riconducibili alla definizione di cui alla delibera n. 152/03.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità e l'Istat hanno stipulato anche per gli anni 2005-2009 una convenzione, finalizzata alla rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici per l'erogazione dei servizi di energia elettrica e di gas. L'indagine raggiunge per i servizi gas in media 15.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità, quali, per esempio, la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione sui servizi. Si tratta di un'indagine cominciata fin dal 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si evidenzia che non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004, in quanto dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 l'indagine veniva svolta nel corso del mese di novembre.

Il livello generale di soddisfazione dell'utenza (Tav. 3.40) è rimasto sostanzialmente invariato nel corso degli anni. Negli ultimi due anni si è assistito a una lieve diminuzione del grado di soddisfazione complessiva rispetto al periodo precedente, mentre si registra un leggero miglioramento per i singoli aspetti del servizio (Tav. 3.41), proprio grazie ai vari procedimenti avviati dall'Autorità al fine di favorire una maggiore efficienza nell'esecuzione delle prestazioni.

TAV. 3.40

Soddisfazione complessiva per il servizio del gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7	92,9
Nord Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3	91,5
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9	92,7
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5	92,9
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3	93,3
Italia	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 3.41

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5	80,9
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4	74,4
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9	73,2
Soddisfazione globale	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione strategie, studi
e documentazione
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02655651
e-mail: info@autorità.energia.it

Allea Srl

Progetto grafico

Imago Media Srl

Stampa e diffusione

Lito Più Srl

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2007

PARTE II Attività svolta

PAGINA BIANCA

Parte II – Attività svolta

Indice

Capitolo 1
Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Evoluzione della legislazione europea
- Piano d'azione per l'efficienza energetica
- Proposte della Commissione
- Scelte del Parlamento europeo e del Consiglio europeo

Coordinamento europeo e internazionale
- Coordinamento tra paesi membri dell'Unione europea
- Rapporti e iniziative extra Unione europea

Evoluzione della legislazione italiana

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni
- Segnalazioni
- Pareri e proposte al Governo
- Audizioni presso il Parlamento
- Rapporti con altre istituzioni

Capitolo 2
Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Regolamentazione tariffaria

Regolamentazione non tariffaria
- Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente
- Regolamentazione delle infrastrutture
- Regolamentazione della qualità

Capitolo 3
Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Regolamentazione non tariffaria
- Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente
- Regolamentazione delle infrastrutture
- Regolamentazione della qualità e della sicurezza

Capitolo 4
Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori
- Mercato elettrico
- Mercato gas
- Rapporto con le associazioni dei consumatori

Efficienza energetica negli usi finali
- Attività di regolazione
- Attività di gestione e di divulgazione

Capitolo 5
Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

Provvedimenti assunti

Consultazione e Analisi di impatto della regolazione

Attività di consultazione

Analisi di impatto della regolazione

Gestione dei reclami, istanze e segnalazioni

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Vigilanza e controllo

Istruttorie formali e sanzioni

Stato del contenzioso

Capitolo 6
Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

Comunicazione

Risorse umane e sviluppo del personale

Analisi per età, qualifica e livelli retributivi

Gestione finanziaria

Indice delle tavole

Tav. 2.1	Assegnazione della capacità di interconnessione per il 2007
Tav. 2.2	Articolazione delle fasce orarie
Tav. 2.3	Numero massimo di interruzioni per clienti alimentati in alta e media tensione
Tav. 2.4	Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione
Tav. 3.1	Coefficienti moltiplicativi da applicare ai corrispettivi di capacità CPE riproporzionati su base mensile
Tav. 3.2	Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità di stoccaggio interrompibile di Stogit
Tav. 3.3	Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione di Edison stoccaggio
Tav. 5.1	Provvedimenti dell'Autorità nel periodo 2005-2006
Tav. 5.2	Sintesi delle attività di consultazione
Tav. 5.3	Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità per il settore elettrico
Tav. 5.4	Argomenti oggetto di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità sull'energia elettrica
Tav. 5.5	Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità per il settore gas
Tav. 5.6	Argomenti oggetto di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità sul gas
Tav. 5.7	Sintesi delle attività ispettive svolte
Tav. 5.8	Verifiche ispettive effettuate in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica
Tav. 5.9	Verifiche ispettive effettuate in materia di qualità commerciale del servizio elettrico
Tav. 5.10	Verifiche ispettive effettuate in materia di qualità e sicurezza del servizio di distribuzione del gas
Tav. 5.11	Verifiche ispettive effettuate in materia di attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas da parte delle imprese distributrici (verifiche post contatore)
Tav. 5.12	Controlli tecnici effettuati in materia di sicurezza e qualità del gas
Tav. 5.13	Verifiche ispettive in materia di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di condizioni economiche di fornitura
Tav. 5.14	Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione del gas
Tav. 5.15	Verifiche ispettive presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori
Tav. 5.16	Accertamenti tecnici sulle reti elettriche di distribuzione nella titolarità di imprese comunali
Tav. 5.17	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte con la CCSE
Tav. 5.18	Esito del contenzioso dal 1997 al 2007
Tav. 5.19	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2007
Tav. 5.20	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2006
Tav. 6.1	Pianta organica dell'Autorità
Tav. 6.2	Composizione del personale al 1° aprile 2007 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

Indice delle tavole

Tav. 6.3 Composizione del personale dipendente al 1° aprile 2007 per carriera e qualifica
Tav. 6.4 Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado
Tav. 6.5 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Indice delle figure

Fig. 2.1 Distribuzione dei punti di misura di qualità della tensione sul territorio nazionale

Fig. 4.1 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2007
Fig. 4.2 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2007
Fig. 4.3 Risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al 31 marzo 2006, distinti per macrotipologia di intervento
Fig. 4.4 Beneficio diretto del risparmio di energia per un utente domestico

Fig. 5.1 Totale delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Fig. 5.2 Totale delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Fig. 6.1 Organigramma dell'Autorità

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

PAGINA BIANCA

Evoluzione della legislazione europea

Nella corso della seconda metà del 2006 e durante i primi mesi del 2007, le tensioni geo-politiche internazionali e le nuove evidenze sul tema del cambiamento climatico hanno riportato alla ribalta, anche nell'agenda politica delle istituzioni europee, i temi dell'energia. Sono da segnalare in particolare le proposte della Commissione europea riguardo l'efficienza energetica dell'ottobre 2006, il cosiddetto "pacchetto di nuove misure energetiche" presentate sempre dalla Commissione nel gennaio 2007 e le conseguenti scelte politiche adottate dal Consiglio dei ministri della primavera 2007.

Piano d'azione per l'efficienza energetica

Dopo la pubblicazione nel 2005 di un *Libro verde sull'efficienza energetica*[1] e dopo un'ampia consultazione pubblica con tutti i soggetti politici, industriali, istituzionali e sociali interessati, la Commissione europea ha proposto nell'ottobre 2006 un Piano d'azione per l'efficienza energetica[2] che dovrebbe orientare gli interventi europei a livello comunitario, nazionale e locale nei prossimi nove anni. Il Piano d'azione individua 5 aree di intervento e 75 azioni prioritarie da promuovere con urgenza nei prossimi sei anni per raggiungere l'obiettivo indicato di risparmio energetico del 20% al 2020.

1 *Fare più con meno, Libro verde sull'efficienza energetica*, Commissione europea, Direzione Generale Energia e Trasporti, giugno 2005.
2 Communication from the Commission, *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential* COM(2006)545 final.

Fra queste si prevedono l'efficace implementazione e il rafforzamento delle norme minime per il rendimento energetico delle apparecchiature e dei prodotti energivori, degli edifici e dei servizi energetici (Direttive *eco-labelling*, *eco-design*, standard energetici degli edifici) e interventi mirati ai due settori maggiormente responsabili di sprechi energetici, la trasformazione di energia elettrica e i trasporti, che assieme sono responsabili per oltre il 50% dei consumi di energia primaria in Europa. Entro il 2008 si prevede di definire requisiti minimi di efficienza per nuovi impianti di generazione elettrica, riscaldamento e raffreddamento con potenza inferiore a 20 MW, valutandone la possibile estensione a impianti di potenza maggiore. Inoltre in collaborazione con gli operatori elettrici, i regolatori e il *Council of European Energy Regulators* (CEER) verranno definite *Linee guida* per migliorare i margini di efficienza nella generazione, trasmissione e distribuzione elettrica; verrà inoltre promossa la generazione distribuita. Altri interventi riguardano gli incentivi economici e finanziari necessari per valorizzare i segnali di prezzo e favorire lo sviluppo vero di un mercato dell'efficienza e dei servizi energetici: fra questi i certificati bianchi, settore in cui il nostro paese è all'avanguardia (vedi capitolo 4). Infine si prevede la promozione da parte della Ue di un accordo quadro a livello internazionale per definire standard comuni di efficienza energetica.

Proposte della Commissione

Il 10 gennaio 2007 la Commissione europea ha presentato, sotto forma di una serie di Comunicazioni al Consiglio e al Parlamento europeo, un pacchetto di misure per il settore energia, *Energia per un mondo che cambia*, contenente: le nuove proposte per *Una politica energetica per l'Europa*[3], formulate dalla Direzione Generale Trasporti ed Energia (DG TREN), i risultati delle *Indagini settoriali sull'energia elettrica e il gas naturale*[4], avviate nel giugno 2005 dalla Direzione Generale Concorrenza (DG COM) e le *Proposte volte a limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius*[5] della Direzione Generale Ambiente.

Il "pacchetto energia" è il risultato dell'elaborazione delle proposte contenute nel *Libro verde per una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*[6] del marzo 2006 e costituisce la base per la discussione, nell'anno a venire, del cosiddetto "terzo pacchetto di Direttive" che dovrebbe veder la luce entro il 2008 e a cui l'Autorità italiana, assieme agli altri regolatori europei, sarà impegnata a fornire un sostanziale contributo. Le proposte della Commissione sono articolare in nove documenti[7] su:

- *Una politica energetica per l'Europa*;
- *Rapporto sullo stato di attuazione del mercato interno dell'energia elettrica e il gas*;
- *Piano per le interconnessioni prioritarie*;
- la *Roadmap* per le energie rinnovabili: disegna un percorso per raggiungere a livello europeo l'obiettivo del 20% dei consumi energetici europei da fonti rinnovabili entro il 2020;

3 Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al Parlamento europeo, *Una politica energetica per l'Europa*, COM(2007)1 def.

4 Communication from the Commission, *Inquiry pursuant to Artiche 17 of Regulation (EC) N.1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report)*, COM (2006)851 final.

5 Comunicazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni, *Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius. La via da percorrere fino al 2020 e oltre*, COM(2007)2 def.

6 COM(2006)105 definitivo.

7 Come riferimento per i documenti del "pacchetto energia" della Commissione si rinvia al sito http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm.

- l'elettricità verde: stato di attuazione della Direttiva 2001/77/CE (*Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*);
- i biocarburanti: primo rapporto *ad interim* dello stato di attuazione della Direttiva 2003/03/CE per il settore trasporti in cui si inserisce anche l'obiettivo ufficiale di raggiungere il 10% della quota del mercato europeo dei combustibili entro il 2010;
- l'energia nucleare: *Programma illustrativo per le energie nucleari* (sesto *draft programme* pubblicato, l'ultimo risaliva al 1997) che sollecita la riapertura del dibattito sul nucleare;
- i combustibili fossili: Comunicazione per il sostegno su larga scala in Europa della tecnologia di cattura della CO_2;
- il piano strategie tecnologiche: Comunicazione di un piano strategico per il rilancio della ricerca nel settore energetico in Europa (in calo in ogni paese dal 1980 secondo l'OCSE) per tecnologie a diverso stadio di sviluppo (bio-raffinerie, carbone pulito, cellule a idrogeno e fissione nucleare di IV generazione).

Di seguito si dà conto dei principali contenuti del "pacchetto energia" attinenti all'operato dell'Autorità e delle politiche per limitare il cambiamento climatico proposte dalla Commissione europea che sono state al centro del dibattito politico europeo nell'anno appena trascorso.

Una politica energetica per l'Europa

Il pacchetto *Una politica energetica per l'Europa* definisce le priorità della Commissione e riassume le proposte avanzate nel dettaglio nei singoli documenti che lo compongono. La proposta per una nuova politica energetica europea si basa sulla diagnosi di insostenibilità dei *trend* attuali sotto il profilo ambientale (le emissioni globali aumenteranno del 55% entro il 2030), della sicurezza degli approvvigionamenti (la dipendenza dell'Unione europea dalle importazioni raggiungerà il 65% nel 2030 mentre si profila nel medio termine, con la crescita dei grandi paesi emergenti, una crisi mondiale dell'offerta) e concorrenziale (i costi di un'economia basata sugli idrocarburi hanno *trend* crescenti con impatti negativi sulla competitività e l'occupazione).

La Commissione propone pertanto una nuova rivoluzione industriale verso una economia a basso contenuto di carbonio che prevede, da un lato, un investimento massiccio in nuove tecnologie (biocarburanti, rinnovabili, idrogeno, fusione nucleare, *carbon sequestration* ecc.) e nelle infrastrutture e, dall'altro, il completamento di un mercato interno concorrenziale e di una politica energetica estera comune.

I tre obiettivi strategici che l'Unione europea deve prefiggersi di raggiungere entro il 2020 sono: il 20% di riduzione delle emissioni di CO_2 rispetto ai livelli del 1990, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici europei e una quota dei consumi di biocarburanti pari al 10% dei consumi europei dei combustibili per i trasporti.

Relativamente all'obiettivo di promozione del mercato interno e della concorrenza, le intenzioni della Commissione europea di accelerare il passo appaiono smorzate, nel documento, dalla proroga nell'avvio di un eventuale terzo pacchetto di Direttive per i settori dell'energia elettrica e del gas e da una "diluizione" delle proposte già contenute nel *Libro verde* del marzo 2006. Gli assi portanti della nuova proposta comunitaria, separazione proprietaria delle infrastrutture essenziali e poteri dei regolatori, vengono infatti articolati in proposte alternative: alla separazione proprietaria delle reti si affianca l'ipotesi della separazione fra proprietà e gestione delle reti secondo il modello dell'*Independent System Operator* (ISO), mentre per rafforzare i poteri dei regolatori si indicano tre alternative: un ruolo consolidato nelle questioni regolatorie della Commissione, un potenziamento delle competenze dell'*European Regulators Group for Electricity and Gas* (ERGEG, l'organo consultivo composto dalle Autorità di regolazione nazionale) o l'istituzione di un nuovo organismo di regolazione pan-europeo.

Relativamente alla politica estera comune, oltre a sostenere e rafforzare le scelte del vertice di Lathi nel dicembre 2006 (promozione dell'*Energy Charter*, sviluppo delle relazioni con i paesi fornitori, di transito e consumatori, creazione di una rete di relazioni con i paesi confinanti l'Unione), la Commissione propone l'avvio di una *partnership* con l'Africa (*Europe-Africa Energy Partnership*) e la promozione da parte della Unione europea di un accordo internazionale sull'efficienza energetica.

Mercato interno dell'energia e del gas

Il *Rapporto Annuale* della Commissione europea fa il punto sullo stato dell'implementazione delle Direttive per il comple-

tamento del mercato interno dell'elettricità e del gas[8], evidenzia i problemi e propone, nella forma di Comunicazione al Consiglio, un insieme di nuove misure da attuarsi nel prossimo triennio per garantire il completamento del mercato interno dell'energia.

Il giudizio della Commissione è molto più severo e deciso rispetto al *Rapporto* dello scorso anno: non solo le due Direttive risultano ben lontane dall'essere del tutto implementate (il 12 dicembre 2006 la Commissione ha inoltrato 26 procedure infrazione a 16 Stati membri), ma la Commissione ritiene che sarebbero comunque insufficienti per garantire il funzionamento del mercato interno.

Gli assi dell'eventuale "terzo pacchetto" di Direttive sono due: separazione delle reti e rafforzamento dei poteri dei regolatori. Per quanto riguarda il primo asse, alla separazione proprietaria si pone come alternativa la separazione fra proprietà e gestione delle reti (modello dell'ISO). Nel *Rapporto* la Commissione raccomanda la separazione proprietaria ma ne demanda la decisione finale al Consiglio europeo di primavera. Il rafforzamento dei poteri dei regolatori è considerato dalla Commissione necessario in particolare su: accessi dei terzi alle reti, accessi agli stoccaggi, meccanismi di bilanciamento, monitoraggio dei mercati (borse dell'energia) e dell'applicazione delle misure di separazione delle reti, tematiche trans-frontaliere, protezione dei consumatori, raccolta di informazioni/dati e poteri sanzionatori. Anche su questa delicata questione di forte interesse per i singoli Stati membri, la Commissione lascia aperte diverse opzioni alternative (rafforzamento dei poteri della Commissione o di ERGEG, regolatore europeo).

Nel documento si propongono anche una serie di interventi dal lato dell'offerta per stimolare la concorrenza: la definizione di norme sulla trasparenza, la revisione dei contratti di fornitura di lungo termine e delle procedure di esenzione dal regime di accesso dei terzi per stimolare gli investimenti in nuovi gasdotti, le *Linee guida* per gli accessi agli stoccaggi (ed eventuale separazione legale di queste infrastrutture), l'imposizione di un maggior coordinamento fra gestori delle reti di trasmissione sulle questioni trans-frontaliere e la revisione delle soglie dimensionali per l'obbligo di separazione legale delle reti di distribuzione. Dal lato della domanda si propongono misure per meglio tutelare i consumatori, come l'adozione obbligatoria di un'*Energy Consumer Charter* che definisca i diritti per i consumatori disagiati sotto il profilo socio-economico, le garanzie di informazione, le procedure per lo *switching*, le frequenze di lettura dei contatori e altri diritti dei consumatori.

Indagini settoriali della Direzione Generale Concorrenza

Il rapporto finale della Direzione Generale Concorrenza[9] chiude le Indagini settoriali sullo stato della concorrenza dei settori dell'energia elettrica – cui l'Autorità ha dato nel corso del 2006 un sostanziale contributo analitico e conoscitivo – con una diagnosi largamente anticipata dagli *interim report* del febbraio 2006. La diagnosi della Direzione Generale Concorrenza, basata su un'analisi ampiamente circostanziata, individua quali principali ostacoli alla concorrenza:

- la scarsa integrazione dei mercati all'ingrosso, caratterizzati da un basso grado di liquidità e dimensioni nazionali (la caratteristica nazionale resta alta anche fuori dalle ore di picco per l'elettricità ed è favorita dai contratti a lungo termine nel settore del gas), oltre che la carenza delle interconnessioni;
- la mancanza di regole di separazione delle reti efficaci che disincentiva gli investimenti sulle reti e crea barriere all'ingresso per nuovi entranti;
- la scarsa integrazione dei mercati e la congestione delle infrastrutture di interconnessione che scoraggia gli investitori;
- la carenza di informazioni sui mercati e soprattutto sulle capacità relative alle infrastrutture (trasporto, stoccaggio) nonché la mancanza di regole di trasparenza;
- i meccanismi di fissazione dei prezzi non sufficientemente efficienti o trasparenti affinché i consumatori possano beneficiare dalle liberalizzazioni (indicizzazione *oil* dei prezzi del gas e regolazione dei prezzi elettrici);
- l'inadeguato grado di concorrenza nel mercato al dettaglio;
- il funzionamento dei mercati di bilanciamento che finisce col favorire gli operatori dominanti.

Il rapporto condivide ampiamente la diagnosi del mancato completamento del mercato interno e raccomanda nuove misu-

8 Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.
9 Si veda nota 4.

re di regolazione, quale complemento di un'efficace vigilanza *antitrust* (in particolare la separazione proprietaria delle reti, il rafforzamento dei poteri dei regolatori, la cooperazione dei gestori delle reti di trasmissione e il monitoraggio dei mercati all'ingrosso).

Nuovo piano di priorità delle interconnessioni

La carenza delle infrastrutture di interconnessione, nella gran parte dei casi congestionate, è individuata quale uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali in un mercato unico. La Commissione propone quindi un nuovo piano di priorità per le interconnessioni in cui individua i progetti infrastrutturali strategici che stanno subendo forti ritardi: 11 interconnessioni elettriche (fra cui Udine Ovest – Okroglo), il quarto corridoio gas dal Mar Caspio, gas imperniato sul progetto Nabucco, il GALSI (Algeria – Italia-Francia via Sardegna e Corsica) e lo sviluppo di terminali di rigassificazione (un Piano d'azione entro il 2007).

Per accelerare alcuni progetti considerati prioritari (interconnessioni Germania, Polonia, Lituania, connessioni per eolico in Danimarca, Germania e Polonia, interconnessione Francia-Spagna e progetto Nabucco) la Commissione propone la nomina di coordinatori di progetto, con il compito istituzionale di facilitare le procedure; per i restanti progetti si prevede una eventuale nomina di coordinatori in un secondo tempo. Altre misure contenute nel Piano propongono di: incentivare la cooperazione fra gestori di reti creando un organismo europeo per le imprese di trasporto; semplificare le procedure di approvazione per progetti infrastrutturali; rivedere al rialzo il *budget* del progetto TEN entro il 2008.

Cambiamento climatico oltre il 2012

Assieme al "pacchetto energia" è stata presentata una Comunicazione al Parlamento e al Consiglio europeo contenente *Proposte volte a limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius. La via da percorrere fino al 2020 e oltre*. La Comunicazione, indirizzata al Consiglio europeo della primavera 2007, fa seguito a un'analoga Comunicazione del 2005, *Vincere la battaglia contro i cambiamenti climatici*, che poneva le basi per una politica dell'Unione europea oltre il Protocollo di Kyoto. Nel documento del gennaio 2007 la Commissione propone che l'Unione europea persegua, nell'ambito dei negoziati internazionali, un obiettivo di riduzione dei gas serra pari al 30%, rispetto ai valori del 1990 che i paesi industrializzati dovranno raggiungere entro il 2020 per garantire un innalzamento della temperatura entro i 2 gradi Celsius a livello mondiale. Contestualmente, e indipendentemente dagli accordi internazionali, l'Unione europea dovrebbe impegnarsi unilateralmente ad abbattere le emissioni di gas serra del 20% entro il 2020, ricorrendo sia al sistema dello scambio di emissioni (ETS) già in vigore per il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto, sia ad altri interventi volti al contenimento dei consumi di energia e a un suo uso più efficiente. Tali scelte garantirebbero ai paesi dell'Unione europea di poter assumere una posizione leader, in ambito internazionale, sulle questioni riguardanti il clima e di fornire all'industria europea le garanzie di proseguimento oltre il 2012 del sistema europeo di scambio di emissioni, necessarie per favorire gli investimenti in nuove tecnologie a basso contenuto di carbonio.

In questa prospettiva dopo il 2020 le emissioni prodotte dai paesi industrializzati dovrebbero essere inferiori a quelle dei paesi in via di sviluppo e il livello mondiale di emissioni, in termini assoluti, dovrebbe iniziare a diminuire. Entro il 2050 le emissioni globali dovranno essere abbattute del 50% rispetto ai valori del 1990. È possibile raggiungere questi obiettivi senza compromettere la crescita economica grazie a una rosa di interventi mirati nel settore energia e trasporti e all'uso primario di strumenti di mercato come gli schemi di scambio delle emissioni. Il ruolo centrale dell'Unione europea nella lotta internazionale al cambiamento climatico dovrebbe portare alla progressiva integrazione dei mercati di emissioni che faranno riferimento al mercato europeo.

Scelte del Parlamento europeo e del Consiglio europeo

Parlamento europeo

Il 14 dicembre 2006 il Parlamento europeo ha adottato una risoluzione contenente le proprie osservazioni relativamente al *Libro verde su una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*. Oltre al pieno sostegno alle eventuali azioni di *enforcement* della Commissione per quanto riguarda l'attuazione delle Direttive per il mercato interno dell'energia, la risoluzione dedica particolare attenzione e sostegno alle Indagini settoriali della Direzione Generale Concorrenza e auspica in particolare l'adozione di iniziative *antitrust* volte a spezzare l'integrazione verticale nel settore del gas. Relativamente al mercato unico dell'energia la risoluzione del Parlamento:

- sostiene l'armonizzazione e il rafforzamento dei poteri dei regolatori in particole sulle questioni transfrontaliere;
- giudica necessario il ricorso alla separazione proprietaria delle reti solo se l'effettiva implementazione delle regole attuali lo renderà necessario;
- vede con favore una maggior cooperazione fra gestori di rete ma esprime cautela nei confronti della proposta di creazione di una rete europea;
- dà il pieno sostegno alle iniziative regionali europee (vedi oltre) con l'intento di realizzare mercati regionali integrati entro il 2009 e il mercato unico europeo entro il 2012.

Nel febbraio 2007 il Parlamento europeo ha adottato una risoluzione sulle politiche per il cambiamento climatico a sostegno della Comunicazione della Commissione *Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius*. Il Parlamento europeo ritiene che gli obiettivi proposti dalla Commissione sulle energie rinnovabili (quota del 20% dei consumi europei entro il 2020) siano inadeguati (25% è una quota ritenuta più adeguata) e debbano essere vincolanti. La risoluzione chiede anche che la Commissione definisca obiettivi vincolanti a livello settoriale per la produzione di energia elettrica e i settori del riscaldamento e del raffreddamento. Relativamente ai biocarburanti il Parlamento europeo ritiene più adeguato l'obiettivo di una quota vincolante del 12,5% dei consumi di benzina. La risoluzione pone ulteriori obiettivi per le tecnologie ultraleggere e senza emissioni di CO_2 (60% dell'offerta di elettricità entro il 2020). Infine l'obiettivo di limitare le emissioni globali non può, sostiene la risoluzione, far leva sulla proliferazione nucleare che deve restare pertanto esclusa dai cosiddetti meccanismi di *clean development* (CDM) e *joint implementation* (JI).

La Commissione ITRE (*Industry, Trade, Reasearch and Energy*) metterà a punto, entro l'anno in corso, tre rapporti sul pacchetto energia della Commissione: *Prospects for the internal gas and electricity market, A roadmap for renewable energy in Europe* e *Conventional energy sources and energy technology.*

Consiglio di primavera: Piano d'azione per l'energia

Nel Consiglio europeo di Bruxelles, del 6-8 marzo 2007, i Capi di Stato dei paesi dell'Unione europea hanno adottato un *Piano d'azione per l'energia* per il periodo 2007-2009[10] basato sul "pacchetto energia" proposto dalla Commissione europea il 10 gennaio 2007. Il Piano adottato dal Consiglio definisce una "politica integrata per l'energia e il cambiamento climatico" in cui gli obiettivi di sviluppo del sistema energetico europeo sono definitivamente vincolati all'obiettivo della lotta al cambiamento climatico. Lo stato di attuazione del Piano d'azione per l'energia 2007-2009, allegato alle Conclusioni, verrà esaminato annualmente dal Consiglio europeo

10 *Bruxelles European Council 8-9 March 2007. Presidency Conclusions.* CONCL1/7224/07.

che invita sin d'ora la Commissione a elaborare entro il 2009 una nuova *Strategic Energy Review* che possa servire da base per la definizione del Piano d'azione per l'energia dal 2010 in avanti.

Il Piano d'azione per l'energia 2007-2009 fa perno sulla promozione di alcune operatività ritenute strategiche quali: l'implementazione del mercato interno per l'energia elettrica e il gas, la sicurezza degli approvvigionamenti, una politica energetica estera comune, la riduzione delle emissioni di carbonio, la produzione delle energie rinnovabili l'efficienza energetica e lo sviluppo delle nuove tecnologie.

Relativamente al mercato interno dell'elettricità e del gas, il Consiglio europeo ha riconosciuto che sono ancora necessari significativi progressi in termini sia di promozione della concorrenza, sia di regolazione valida e di promozione degli investimenti per raggiungere l'obiettivo di un mercato interno efficiente e realmente competitivo. Il Consiglio ha riaffermato l'esigenza, prima dell'avvio di un eventuale terzo pacchetto di misure, di una piena implementazione delle Direttive del 2003 sia nel loro dettato legislativo sia nello spirito. Il Consiglio riconosce inoltre l'importanza di:

- una separazione effettiva delle reti dalle attività di produzione e vendita, basata su sistemi operativi gestiti in modo indipendente e regolati, così da assicurare, su basi trasparenti e non discriminatorie, l'accesso dei terzi;
- l'armonizzazione dei poteri dei regolatori e il rafforzamento della loro indipendenza;
- la creazione di un meccanismo indipendente per la cooperazione dei regolatori nazionali e l'adozione di decisioni in materie trans-frontaliere;
- la creazione di un nuovo organismo comunitario per i gestori di reti volto ad assicurare la cooperazione trans-frontaliera e la sicurezza delle operazioni;
- un sistema più efficiente e integrato con i mercati nazionali per gli scambi elettrici trans-frontalieri;
- meccanismi che favoriscano l'integrazione di nuovi impianti e nuovi concorrenti nella rete elettrica europea;
- la promozione della trasparenza nei mercati energetici europei;
- la protezione dei consumatori attraverso lo sviluppo di una Carta europea dei diritti dei consumatori.

Inoltre il Consiglio ha richiesto alla Commissione di fornire ulteriori dettagli sulle misure da adottare in vista del Consiglio europeo di giugno 2007, valutare l'impatto dell'ingresso delle imprese verticalmente integrate di paesi terzi sul mercato interno europeo, elaborare in collaborazione con gli Stati membri i fabbisogni a medio e lungo termine di elettricità e gas e gli investimenti eventualmente necessari, e valutare lo stato dell'accesso degli stoccaggi in Europa.

Infine il Consiglio ha sostenuto la centralità delle iniziative di integrazione regionale, gli obiettivi e gli strumenti del Piano per la promozione di nuove infrastrutture (vedi *supra*).

In termini di sicurezza degli approvvigionamenti il Consiglio ha richiesto alla Commissione un'analisi delle capacità di stoccaggio disponibili e dei relativi costi in Europa entro il 2007, una valutazione del peso delle importazioni di energia attuali e previste sugli approvvigionamenti per ogni singolo Stato membro e l'istituzione di un Osservatorio europeo sull'energia. Relativamente alla politica energetica estera comune il Consiglio sostiene il dialogo con i paesi produttori e consumatori, oltre che con i paesi di transito con particolare attenzione al dialogo energetico con la Russia, i paesi dell'Asia Centrale, del Mar Nero e del Mar Caspio, allo sviluppo di relazioni bilaterali con USA, Cina, India e Brasile, all'estensione della Comunità energetica europea a Norvegia, Turchia, Ucraina e Moldova e allo sviluppo delle relazioni con l'Algeria, l'Egitto e gli altri paesi produttori del Maghreb e del Mashrek.

Per quanto riguarda le politiche energetiche per il cambiamento climatico, il Consiglio ha sostanzialmente confermato le conclusioni del Consiglio ambiente del 20 febbraio 2007 e gli obiettivi del Piano di azione sull'efficienza energetica presentato dalla Commissione nell'ottobre 2006.

I paesi dell'Unione europea si impegnano a promuovere, dopo il 2012, un accordo internazionale per la riduzione, entro il 2020, delle emissioni dei paesi industrializzati pari al 30% rispetto ai livelli del 1990, mentre, entro la stessa data, si impegnano comunque per una riduzione unilaterale del 20% rispetto ai livelli del 1990. Il vincolo di ogni singolo paese sarà diversificato e pertanto il Consiglio invita la Commissione ad avviare sin da subito un'analisi tecnica, in collaborazione con gli Stati membri, per individuare i criteri con cui saranno ripartiti gli oneri di riduzione. Il Consiglio invita altresì la Commissione ad avviare quanto prima una revisione del meccanismo europeo di *emission trading* in vista di un suo ampliamento.

Relativamente alle energie rinnovabili, viene adottato l'obiettivo vincolante per gli Stati membri di raggiungere entro il 2020 una quota di energie rinnovabili pari al 20% dei consumi energetici dell'Unione europea, mentre per i biocombustibili l'impegno è di raggiungere il 10% dei consumi di benzina. Gli obiettivi naziona-

li verranno definiti in collaborazione con gli Stati membri anche in funzione del raggiungimento dell'obiettivo sui biocombustibili, nel quadro di una nuova proposta di Direttiva che la Commissione è tenuta a mettere a punto entro il 2007.
In materia di efficienza energetica, entro il 2020 gli Stati membri si impegnano a ridurre del 20% i consumi energetici dell'Unione europea attraverso una coerente messa a punto dei Piani nazionali di efficienza energetica, introdotti dalla Direttiva 2006/32/CE, e concentrando gli interventi su cinque settori: trasporti, efficienza negli usi finali dell'energia, comportamenti di consumo efficienti, tecnologie a risparmio energetico ed efficienza energetica negli edifici. Il Consiglio ha inoltre richiesto alla Commissione di mettere a punto entro il 2009 nuove misure in materia di efficienza energetica per l'illuminazione stradale e residenziale.
Infine il Consiglio europeo ha chiesto alla Commissione di definire entro il 2007 un Piano strategico per le tecnologie energetiche europee, fra cui il carbone pulito, che verrà valutato al più tardi dal Consiglio energia della primavera 2008.

Coordinamento europeo e internazionale

Coordinamento tra paesi membri dell'Unione europea

I regolatori europei, tra cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, hanno seguito con interesse e contribuito attivamente ai lavori della Commissione europea, del Consiglio e del Parlamento (vedi *supra*), attraverso i loro organismi europei preposti: il CEER, l'ERGEG, i Forum di Firenze e Madrid e le iniziative regionali.
Nel 2006 l'Autorità ha partecipato attivamente alla formazione delle decisioni in ambito CEER ed ERGEG, grazie sia al contributo tecnico e analitico degli Uffici, sia al contributo diretto del Presidente che dal 2006 ricopre la carica di vice-Presidente del CEER e di ERGEG, essendo quindi membro dei rispettivi organi direttivi (*Board of Directors).*

Council of European Energy Regulators (CEER)

Nel 2006 il CEER[11] ha risposto alla consultazione pubblica sul *Libro Verde sull'efficienza energetica* della Commissione euro-

11 Il CEER è l'associazione senza scopo di lucro, creata anche su iniziativa dell'Autorità, che dal 2000 riunisce su base volontaria i regolatori europei dell'energia cooperanti per accelerare la formazione di un mercato unico dell'energia competitivo ed efficiente. Il CEER contribuisce in maniera fondamentale, in termini sia di risorse sia di preparazione del lavoro, alle attività di ERGEG. Per maggiori informazioni sul CEER si veda il sito www.ceer-eu.org.

pea, appoggiando l'utilizzo di strumenti di mercato per il raggiungimento di obiettivi ambientali. Il CEER ha anche contribuito fattivamente, sul piano analitico e dei contenuti, alle indagini settoriali sullo stato della concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale della Direzione Generale Concorrenza, sia nella fase iniziale di predisposizione dei questionari sia rispondendo ufficialmente alla consultazione pubblica aperta sui risultati preliminari delle indagini, pubblicati a febbraio 2006[12].

La cooperazione regionale a livello di regolatori è uno strumento chiave per raggiungere l'obiettivo di estendere il quadro regolatorio europeo ai paesi confinanti dell'Unione europea, che hanno un interesse strategico riguardo alla sicurezza degli approvvigionamenti. È per questo motivo che il CEER nel 2006, oltre a continuare la sua attività nel Sud-Est Europa, ha anche avviato una collaborazione con i regolatori del bacino del Mediterraneo, dando vita a MEDREG (*Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation*) e ha lanciato in occasione del *World Forum on Energy Regulation* (Washington, ottobre 2006) il sito Internet dell'*International Energy Regulation Network* (IERN). Le due iniziative, MEDREG e IERN, sono state ideate e promosse all'interno del CEER dall'Autorità italiana (vedi oltre).

European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)

Per quanto riguarda il settore elettrico nel 2006 e nei primi mesi del 2007, L'ERGEG[13] si è occupato di alcuni dei molti impedimenti ancora presenti nel mercato europeo dell'energia che ne ostacolano il pieno funzionamento: il livello insufficiente di separazione tra il trasporto e la produzione di elettricità; l'alta concentrazione e la scarsa integrazione dei mercati nazionali; l'incompatibilità dell'architettura dei mercati del bilanciamento nazionali; la mancanza di trasparenza e l'insufficiente coordinamento tra i gestori di rete.

La trasparenza delle informazioni è necessaria per consentire un corretto funzionamento del mercato e per favorire gli scambi di elettricità transfrontalieri. Nell'agosto 2006 ERGEG ha quindi elaborato le *Linee guida* di *Good Practice on Information Management and Transparency for Wholesale Electricity Markets*, fornendo anche un parere alla Commissione europea per renderle legalmente obbligatorie.

La mancanza di integrazione tra i mercati di bilanciamento, ostacolando gli scambi trasfrontalieri di elettricità, rappresenta una barriera allo sviluppo di un mercato unico dell'energia. Collegare tali mercati, così da farli funzionare come un unico mercato del bilanciamento, è l'obiettivo del lavoro di ERGEG, che ha prodotto le *Linee guida* di *Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration*. Le *Linee guida* si sono principalmente concentrate sulla parte delle riserve attivate manualmente dai gestori di rete.

Al termine di un'indagine europea promossa dall'Autorità italiana e richiesta dalla Commissione europea, l'ERGEG ha approvato il rapporto definitivo sul *black out* originatosi in Germania il 4 novembre 2006, evento che ha interessato oltre 15 milioni di cittadini europei ed extraeuropei, lasciandoli senza energia elettrica per un arco di tempo che, in certe aree, ha raggiunto le 2 ore. Tale rapporto riassume le dinamiche tecniche del *black out* e mette in risalto come all'origine del disservizio ci siano state lacune nella cooperazione tra i gestori delle reti di trasmissione tedesche. Inoltre vengono identificate altre due cause principali: violazione del criterio di sicurezza "N-1" (che permette di mantenere le condizioni di sicurezza del sistema anche nel caso di fuori servizio di un componente del sistema di trasmissione di energia elettrica); carenza di monitoraggio e controllo della generazione distribuita da parte dei gestori delle reti di trasmissione. Il rapporto definitivo propone anche un insieme di misure ritenute necessarie per ridurre il rischio dell'eventuale ripetersi di eventi analoghi. Tali misure, proposte dall'ERGEG, sono articolate in azioni di breve termine (da implementarsi entro tre anni) e di lungo termine (da attuarsi in un arco temporale più lungo).

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, ERGEG nel 2006 e nei primi mesi del 2007 ha lavorato in modo particolare sulle problematiche relative ai meccanismi di gestione e allocazione delle capacità di trasporto, sul miglioramento delle condizioni di accesso alle infrastrutture, inclusi gli stoccaggi, sull'integrazione dei mercati, sul monitoraggio delle *Linee guida* riguardo agli stoccaggi.

I regolatori europei hanno attivamente collaborato con la Commissione europea alla stesura delle tre note esplicative sulla

12 *CEER Response to the Preliminary Findings Report of the DG COMP Gas and Electricity Sector Inquiry*, (Ref:C06-GA-21-06), 20 April 2006.

13 ERGEG è il gruppo consultivo della Commissione europea sulle questioni relative all'energia. È stato formalmente creato con una decisione della Commissione, nel 2003 (Decisione della Commissione europea (2003/796/EC), GUCE L 296 del 14 novembre 2003), istituzionalizzando così parte delle attività prima svolte volontariamente in sede CEER.

trasparenza delle informazioni, sui meccanismi di allocazione della capacità e sulle procedure per la gestione delle congestione che accompagnano il Regolamento gas n. 1775/2005 entrato in vigore il 1° luglio 2006.

Nel corso dell'anno, ERGEG ha anche monitorato l'implementazione delle *Linee guida* sugli stoccaggi, l'elaborazione e il monitoraggio delle quali sono stati guidati dall'Autorità italiana in collaborazione con il regolatore francese. I risultati sono poco confortanti: l'implementazione delle *Linee guida* rimane particolarmente insoddisfacente in aree quali la trasparenza di informazioni, i servizi di accesso di terzi alle reti e l'uguale trattamento per gli utilizzatori degli stoccaggi. ERGEG ha quindi fornito un parere alla Commissione europea, secondo il quale si ritiene necessario far applicare le *Linee guida* per legge e non più su base volontaria.

L'onerosità e la complessità del trasporto del gas in Europa rappresentano alcuni dei maggiori ostacoli all'ingresso di nuovi operatori nel mercato del gas. Tali ostacoli vengono anche esacerbati dalla piccola dimensione delle zone di bilanciamento del gas, dalla diversità delle regole applicate in ogni zona e dall'obbligo di riserva di capacità a ogni punto di confine. Allo scopo di creare meccanismi di bilanciamento in modo che le reti siano gestite in maniera sicura, garantendo al contempo un accesso non discriminato al mercato, ERGEG ha presentato *Linee guida* su *Good Practice for Gas Balancing*, entrate in vigore dalla data della loro pubblicazione (15 dicembre 2006) e alle quali è richiesto un adeguamento entro il 1° aprile 2007.

Un altro ostacolo all'ingresso di nuovi operatori sul mercato è determinato dalla presenza di congestioni sulle reti di trasporto del gas. ERGEG, ritenendo la procedura di *open season* un meccanismo adeguato e trasparente per permettere agli operatori del sistema di valutare l'effettiva domanda, ha elaborato e messo in consultazione le *Linee guida* su *Good Practices on Open Season* da applicare alle nuove infrastrutture.

Per quel che riguarda le tematiche attinenti a entrambi i settori e in particolare il grado insufficiente di separazione tra le attività di trasporto e di produzione, ERGEG ha pubblicato *Linee guida* sulla separazione contabile nel tentativo di fornire alle imprese alcuni criteri per l'implementazione delle prescrizioni contenute nella legislazione esistente. ERGEG ha anche elaborato *Linee guida* sulla separazione funzionale e gestionale che saranno oggetto di una consultazione pubblica nel corso del 2007[14].

Durante il 2006 ERGEG ha ribadito, in vari documenti e segnalazioni alla Commissione europea, la preferenza per la piena separazione proprietaria delle reti di trasporto, considerata lo strumento migliore per favorire il dispiegarsi degli effetti positivi della concorrenza. Le 25 Autorità di regolazione nazionali hanno sostenuto tale posizione a più riprese: nella risposta alla consultazione sul *Libro Verde* alla Commissione europea[15], nel *Rapporto Annuale* alla Commissione e al Parlamento europeo sullo stato di funzionamento dei mercati dell'energia[16] e nella posizione di valutazione del "pacchetto energia" pubblicato dalla Commissione il 10 gennaio 2007[17].

L'ERGEG, nei propri pareri, ha inoltre sottolineato l'importanza di garantire:

- una separazione efficace: la separazione proprietaria delle attività di trasmissione appare come la soluzione decisamente preferita e urgente per assicurare lo sviluppo delle reti di trasmissione, una loro operatività più integrata e sicura, un loro utilizzo, a livello europeo, su basi trasparenti, di terzietà e senza discriminazioni;
- una regolazione rafforzata e indipendente: è necessario sia stabilire livelli adeguati e sempre più armonizzati di poteri, responsabilità e indipendenza per ognuno dei regolatori nazionali sia valorizzare l'ERGEG, per sovrintendere, a livello sovranazionale, allo sviluppo delle reti interconnesse integrate europee dell'elettricità e del gas.

L'ERGEG sostiene infine la necessità di fissare obblighi e responsabilità comuni, a livello europeo, per l'insieme dei gestori nazionali dei sistemi di trasmissione gas ed elettricità sia a carattere collettivo (per implementare regole comuni, adatte a un'integrazione europea di rete) sia a carattere individuale (per un buon funzionamento di ognuna delle reti nazionali, in conformità alle norme comuni dell'Unione europea).

14 *ERGEG Guidelines of Good Practice on Regulatory Accounts Unbundling E05-CUB-11-2* e *Draft Guidelines for Good Practice on Functional and Informational Unbundling -An ERGEG Public Consultation Paper.*

15 *CEER response to the Energy Green Paper, C06-SEM-18-03.*

16 *ERGEG Assessment of the Development of the EU Energy Market 2006, E06-MOR-02-03.*

17 *ERGEG response to the European Commission's Communication "An Energy Policy for Europe", C06-BM-09-05.*

Infine l'interesse e il benessere del consumatore costituiscono punto centrale del processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia europei. Il 2006 è stato un anno centrale per la preparazione alla completa apertura dei mercati dell'1 luglio 2007. L'ERGEG ha preparato *Linee guida* riguardo l'effettiva protezione dei consumatori, lo *swtching* del fornitore, la trasparenza dei prezzi e il miglioramento della tutela dell'interesse del consumatore finale.

È stato anche iniziato il lavoro, che verrà terminato nel 2007, su: informazione pre-contrattuale, utilizzo dei contatori automatici, ostacoli al cambio di fornitore nel settore del gas naturale, regolazione dei prezzi al consumatore finale.

Iniziative regionali europee

Nel febbraio 2006, l'ERGEG ha dato il via all'iniziativa regionale per i mercati elettrici (ERI), alla quale, nel mese di aprile, è seguita un'analoga iniziativa per il mercato del gas naturale (GRI). L'obiettivo delle iniziative regionali è di arrivare, in modo graduale, alla costituzione di un mercato unico a livello europeo in entrambi i settori, costituendo in primo luogo mercati regionali perfettamente integrati e caratterizzati dall'assenza di barriere agli scambi.

Nel settore elettrico sono stati costituiti sette distinti mercati elettrici regionali (REMs). All'Italia è stato assegnato il ruolo di coordinatore per l'area Centro-Sud, che include inoltre Austria, Francia, Germania, Grecia e Slovenia. Nel settore del gas sono stati definiti quattro mercati regionali: all'Autorità italiana è stata affidata la co-presidenza, con l'Autorità di regolazione austriaca (*E-Control*) della regione che riguarda i mercati del gas naturale del Sud/Sud-Est Europa[18]. La struttura organizzativa delle iniziative regionali in ambedue i settori prevede tre distinti organismi:

- il comitato regionale di coordinamento (*Regional Co-ordination Committee*, RCC), l'organo decisionale formato dai regolatori dei paesi appartenenti alla regione, che svolge il ruolo di coordinatore generale dell'iniziativa, identificando le priorità (barriere alla creazione dei mercati regionali e politiche per il superamento), definendo la strategia e assumendo le decisioni necessarie in ambito regolatorio;
- il gruppo di implementazione *(Implementation Group*, IG), l'organo tecnico-consultivo formato dai gestori di rete e dalle borse dei paesi appartenenti alla regione, che svolge il ruolo di consulente-tecnico e di "braccio operativo", identificando e realizzando le azioni necessarie al perseguimento delle priorità fissate dall'RCC;
- il gruppo dei portatori di interessi (*Stakeholders Group*, SG), l'organo consultivo a cui partecipano, oltre ai membri dell'RCC e dell'IG, anche i delegati delle associazioni che rappresentano i vari portatori di interessi (produttori, *trader*, consumatori industriali ecc.); esso rappresenta la sede ove gli *stakeholder* possono dare voce alle loro esigenze e ai loro orientamenti sulle proposte elaborate dall'RCC e dall'IG.

Per quel che riguarda l'iniziativa che interessa i mercati elettrici del Centro-Sud di cui è responsabile l'Autorità, nel corso del 2006 e nel primo trimestre 2007 si sono svolti: cinque incontri dell'RCC, due incontri dell'IG, due incontri dell'SG.

L'RCC della regione Centro-Sud ha definito le priorità da affrontare per arrivare alla costituzione di un mercato regionale integrato. Secondo l'RCC è necessario:

- migliorare e armonizzare i metodi di gestione delle congestioni alla frontiera;
- integrare e rendere compatibili i mercati di bilanciamento;
- migliorare l'attività di coordinamento dei gestori di rete;
- valutare la compatibilità del quadro regolatorio dei mercati nazionali;
- integrare le regole di funzionamento dei mercati;
- aumentare la capacità di interconnessione.

L'obiettivo prioritario riguarda l'ideazione e l'implementazione di un metodo di allocazione congiunta della capacità di interconnessione in ottemperanza ai criteri fissati dal Regolamento n. 1228/2003. Sono state delineate due soluzioni, una transitoria per il 2007 e una di medio periodo per il 2008.

La soluzione per il 2007 prevede che i gestori di rete confinanti organizzino congiuntamente aste esplicite di diritti "fisici" di trasmissione sulla capacità di interconnessione con differente durata (annuale, mensile e giornaliera) e profilo (*baseload* e *peak*) e armonizzino le procedure mediante cui gli aggiudicatari dichiara-

18 Austria, Slovenia, Slovacchia, Ungheria, Grecia, Polonia, Repubblica Ceca, Bulgaria, Romania e Italia.

no quotidianamente se e in quale misura intendono usare la capacità sottostante a tali diritti.

La soluzione per il 2008 prevede che i gestori di rete confinanti organizzino congiuntamente aste esplicite di diritti "fisici" o "finanziari" di trasmissione sulla capacità di interconnessione con differente durata (annuale e mensile) e profilo (*baseload* e *peak*) e programmino l'uso quotidiano della capacità di interconnessione mediante un meccanismo di asta implicita noto come *market coupling*. Tale meccanismo consentirebbe di programmare i flussi sulle interconnessioni sulla base dei prezzi delle borse elettriche dei paesi confinanti. Gli aggiudicatari dei diritti di trasmissione potrebbero quindi utilizzare la capacità loro assegnata semplicemente formulando un'offerta di vendita sulla borsa del paese esportatore e un'equivalente offerta di acquisto sulla borsa del paese importatore. Per quanto attiene la soluzione 2007, l'RCC ha impartito all'IG *Linee guida* (*Guidelines for 2007 CBT congestion management methods*) per la definizione dei seguenti elementi:

- capacità di interconnessione disponibile;
- periodicità delle aste;
- durata e profilo dei diritti di trasmissione;
- modalità di riallocazione dei diritti in un mercato secondario o in un asta successiva;
- procedure di nomina (*nomination*).

Per quanto attiene la soluzione 2008, l'RCC ha deciso di definirne i dettagli nel 2007 e di condurre uno studio di fattibilità per approfondire le criticità connesse con l'introduzione del *market coupling*.

Dal 1° gennaio 2007 è entrata in funzione la conduzione congiunta di aste esplicite di diritti di trasmissione relativi alle principali interconnessioni. Per quel che concerne l'interconnessione tra Italia e Slovenia, si sta studiando un accordo analogo da applicarsi allo scadere della deroga (luglio 2007) di cui gode la Slovenia nell'implementazione del Regolamento n. 1228/2003. Rimane aperto il problema della Svizzera, geograficamente posta al centro della regione elettrica Centro-Sud, che, non essendo membro dell'Unione europea, non è obbligata a implementare il Regolamento n. 1228/2003.

Per quel che riguarda l'iniziativa relativa ai mercati del gas naturale del Sud/Sud-Est Europa, nel corso dell'anno 2006 e fino a marzo 2007 si sono svolti: tre incontri dell'RCC, tre incontri dell'IG, due incontri dell'SG. Il 1° giugno 2006 è stato presentato a Roma il programma dell'iniziativa regionale europea per la zona Sud/Sud-Est, le cui priorità sono:

- il monitoraggio dell'implementazione della regolazione europea relativa al mercato del gas nei paesi membri (Direttiva 2003/55/EC e Regolamento n. 1775/2005);
- l'osservazione e l'analisi delle problematiche dei mercati regionali del gas di propria competenza;
- lo studio delle tematiche relative alla trasparenza sul mercato del gas e all'interrompibilità.

Lo scopo finale dell'iniziativa regionale per la regione del Sud/Sud-Est è quello di affrontare e risolvere gli ostacoli che concretamente impediscono la creazione di un mercato regionale in un ottica di futura convergenza verso un mercato unico del gas a livello europeo, dotato della necessaria liquidità per essere significativo e affidabile. Un mercato europeo che sarà fondato su diversi *hub* del gas, attorno ai quali si svilupperanno i mercati regionali che procederanno così verso una naturale e progressiva integrazione e convergenza.

Gli incontri tra i regolatori sono stati finalizzati sia al coordinamento delle varie attività sia al monitoraggio della situazione di partenza. In quasi tutti i paesi appartenenti alla zona Sud/Sud-Est si è rilevata la mancanza di adeguati ed effettivi meccanismi di penalizzazione e sanzione in caso di mancata implementazione del Regolamento n. 1775/2005.

Per quanto riguarda i gasdotti di importazione del gas, sono state analizzate le problematiche relative all'accesso alle infrastrutture di trasporto lungo sei direttici d'importazione che attraversano la regione. Le conclusioni di questo studio evidenziano la persistenza di barriere all'entrata nei confronti di potenziali nuovi importatori a causa della scarsità di capacità continua e della mancanza di informazioni circa lo stato dell'infrastruttura e la disponibilità di capacità.

Al fine di superare concretamente tali ostacoli i regolatori hanno proposto la creazione, su base volontaria da parte degli operatori di trasporto della regione, di uno sportello unico (*one stop shop provider*) per il trasporto del gas fra i paesi del Sud/Sud-Est, con la funzione di interlocutore esclusivo per il trasporto di gas attraverso più paesi della regione.

Un altro tema cruciale affrontato dal gruppo del Sud/Sud-Est è stato quello dello sviluppo degli *hub* del gas in Europa. L'obiettivo dei regolatori è creare le condizioni migliori per favorire la nascita di centri di mercato in grado, con la loro liquidità e trasparenza, di facilitare le operazioni di bilanciamento degli operatori in un contesto pienamente concorrenziale.

Infine il gruppo dei regolatori si è anche occupato di tariffe di trasporto: un tema cruciale nell'ottica dell'integrazione dei mercati. È così allo studio un documento che propone di introdurre un unico sistema tariffario regionale di tipo *entry-exit*.
Al gruppo di lavoro partecipano anche i regolatori di Bulgaria e Romania, di recente entrate a far parte dell'Unione europea.

Forum di Firenze e Forum di Madrid

Il XIII Forum della regolazione dell'elettricità, che ha avuto luogo a Firenze nei giorni 7 e 8 settembre 2006, è stato organizzato, come di consueto, dalla Commissione europea in collaborazione con l'Autorità italiana. Vi hanno partecipato rappresentanti dei regolatori, degli Stati membri, della Commissione europea, del Parlamento europeo e di tutti i soggetti interessati (produttori, *trader*, gestori di rete, consumatori ecc). I principali temi sono stati: l'imminente entrata in vigore degli orientamenti in materia di gestione e assegnazione della capacità disponibile di trasmissione sulle linee di interconnessione tra sistemi nazionali; i risultati della consultazione pubblica sulle *Linee guida* riguardo alla trasparenza e alla gestione delle informazioni; gli sviluppi che la Commissione intende far seguire alla pubblicazione del *Libro Verde per una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*, con particolare riferimento alle questioni del mercato interno dell'energia; i primi risultati ottenuti con le iniziative regionali; le indagini settoriali sullo stato della concorrenza nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale avviate dalla Commissione europea; gli standard operativi delle reti (*Operational Handbook* e *Compliance Monitoring and Enforcement Program*).
Il XIII Forum di Firenze ha istituto un gruppo di lavoro sulla trasparenza con l'obiettivo di una rapida implementazione su base volontaria presso gli operatori di nuove misure di trasparenza inerenti le *Linee guida* proposte dall'ERGEG (vedi *supra*). Nell'anno appena trascorso, alle due riunioni coordinate dalla Commissione europea e dall'ERGEG sono state invitate le principali associazioni di operatori del settore elettrico (ETSO, EuroPex, Eurelectric ed EFET).
Nel maggio 2006 si è tenuta la riunione dell'XI Forum di Madrid, durante la quale la Commissione europea ha presentato il *Libro verde per una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura* e illustrato i lavori preparatori alla definizione di un eventuale pacchetto di misure per l'attuazione del mercato interno dell'energia. La Commissione ha presentato e discusso con le associazioni degli operatori una prima versione delle Note interpretative del Regolamento n. 1775/2005 su tariffe di trasporto, meccanismi di allocazione delle capacità e procedure per il *congestion management*; ha altresì invitato l'ERGEG a collaborare sui temi della trasparenza e del monitoraggio sull'applicazione del Regolamento n. 1775/2005. Le iniziative regionali di ERGEG, il rapporto preliminare sul monitoraggio delle *Linee guida* dello stoccaggio e le proposte sulle *Linee guida* per il bilanciamento sono stati anche oggetto di dibattito con gli operatori.
La XII riunione del Forum sulla regolazione del gas naturale si è tenuta a Madrid il 20 e 21 febbraio 2007 e ha visto la partecipazione dei rappresentanti dei regolatori sia degli Stati membri sia dei paesi EEA (*European Environment Agency*[19]), ed EFTA (*European Free Trade Association*[20]) e dei rappresentanti dell'industria e dei consumatori. Il Forum e la Commissione hanno ringraziato l'ERGEG per la pubblicazione delle *Linee guida* su *Good Practice for Storage System Operators*. L'ERGEG ha presentato al Forum i risultati del monitoraggio dell'applicazione, da parte dei gestori delle reti, dei dettami sulla trasparenza delle informazioni e sull'accesso alle reti, contenuti nel Regolamento n. 1775/2005 (inerente le condizioni di accesso alle reti di trasmissione del gas naturale). La Commissione europea aveva chiesto all'ERGEG, con lettera del novembre 2006, di monitorare l'applicazione del Regolamento. Durante il Forum è stata anche presentata la Nota interpretativa delle prescrizioni sulla trasparenza contenute nel Regolamento n. 1775/2005. Il dibattito si è incentrato pure sui risultati raggiunti nelle iniziative regionali gas; sulla presentazione da parte della Commissione europea delle porzioni rilevanti per i partecipanti al Forum del "pacchetto energia" presentato il 10 gennaio 2007 (vedi *supra*); sull'interoperabilità; sulle *Linee guida* relative all'*open season*; sull'armonizzazione delle regole di bilanciamento.

Incontri bilaterali

L'Autorità ha contribuito, nell'anno appena trascorso, al dibattito e alla formazione della nuova politica energetica europea, non solo attraverso la partecipazione attiva agli organismi di rappresentanza dei regolatori in ambito europeo (CEER ed ERGEG) ma anche fornendo pareri di natura tecnico-economica su temi spe-

19 Agenzia europea per l'ambiente di cui fanno parte tutti i paesi membri UE più Islanda, Liechtenstein e Norvegia.
20 Associazione europea di libero scambio di cui sono membri Islanda, Liechtenstein, Norvegia e Svizzera.

cifici di regolazione sia alla Commissione, sia ai rappresentanti del Parlamento europeo.

In particolare in occasione della visita in Italia del Commissario all'energia e ai trasporti Andris Piebalgs, in un incontro con l'Autorità tenutosi a Roma il 17 ottobre 2006, si sono approfonditi temi connessi allo sviluppo dei mercati energetici del Sud-Est Europa e del Mediterraneo e le problematiche e le opportunità di una loro eventuale integrazione nel mercato unico europeo dell'energia. In tale occasione l'Autorità italiana ha anche avuto modo di illustrare meglio al Commissario europeo le implicazioni di alcune proposte del "pacchetto energia" (in particolare in tema di reciprocità, separazione proprietaria delle imprese, sviluppo delle infrastrutture e dei mercati regionali integrati) alla luce delle caratteristiche strutturali e regolamentari dei mercati italiani dell'energia elettrica e del gas.

Nell'ambito di un incontro con il vice-Presidente della Commissione (nonché Commissario alla giustizia, libertà e sicurezza) Franco Frattini, nel marzo 2007, sono stati toccati alcuni temi centrali della nuova politica energetica europea quali il rafforzamento dei poteri dei regolatori europei e dei loro organi di rappresentanza in ambito comunitario, nonché i diversi regimi di separazione delle reti e il loro impatto sulla promozione della concorrenza sui mercati italiani. Sono state inoltre discusse le prospettive regolamentari in vista dell'apertura totale dei mercati prevista per l'1 luglio 2007.

Infine in occasione dell'incontro del marzo 2007 con il Commissario per la tutela dei consumatori Meglana Kuneva sono stati approfonditi i risvolti italiani della tutela dei consumatori finali alla luce della prossima apertura dei mercati dell'1 luglio quali *l'Energy Consumer Charter*, i meccanismi di tutela dei consumatori vulnerabili sotto il profilo socio-economico, gli strumenti di monitoraggio dei benefici della liberalizzazione, nonché il coordinamento delle campagne di comunicazione nazionali ed europee.

Rapporti e iniziative extra Unione europea

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Fra le numerose attività relative al mercato energetico del Sud-Est Europa, cui ha partecipato l'Autorità, meritano attenzione l'ottava e la nona edizione del Forum di Atene sull'elettricità, il Miniforum di Vienna sul gas e la costituzione dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB).

Durante l'ottava edizione del Forum di Atene (22 e 23 giugno 2006) si sono valutati i benefici derivanti dalla firma del Trattato per la Comunità energetica del Sud-Est Europa[21] (EnCT); in particolare, l'attenzione si è incentrata sul progressivo aumento delle attività di investimento e sui contestuali passi in avanti rispetto all'armonizzazione delle regole e del quadro giuridico e istituzionale nella regione dei Balcani, dando anche vita a una consultazione relativa alla rimozione degli ostacoli per la futura attività di *trading* nell'area. La nona edizione del Forum si è svolta, sempre nella capitale greca, il 24 e il 25 ottobre 2006. Durante l'incontro si è affrontato il tema dell'integrazione fisica del mercato elettrico dell'Unione europea con quello dell'area balcanica; in particolare, si è discusso dell'armonizzazione delle regole relative alla compensazione dei transiti, delle caratteristiche del mercato e degli

21 Il Trattato, firmato ad Atene il 25 ottobre 2005 ed entrato in vigore il 1° luglio 2006, è il frutto di un lungo e intenso processo negoziale, avviato col primo Forum di Atene del 2000. È stato firmato dall'Unione europea e da 8 paesi della regione dei Balcani: Albania, Bosnia-Erzegovina-Bulgaria, Croazia, *Former Yougoslavian Republic of Macedonia* (FYROM), Repubblica del Montenegro, Romania, Serbia, e dalla missione delle Nazioni Unite in Kosovo (UNMIK). Il Trattato riconosce a Italia, Austria, Grecia, Slovenia e Ungheria, in virtù della loro localizzazione geografica di confine tra le due aree, lo *status* particolare di *Participant* (partecipanti politici).

investimenti necessari per migliorare la capacità di interconnessione e trasmissione.

Il Miniforum del settore gas, che si è svolto a Vienna il 13 ottobre 2006 alla presenza di tutti gli *stakeholder* del settore, si è incentrato principalmente sui progetti di infrastrutture (in particolare il Nabucco e l'IGI, entrambi gasdotti che attraversano rispettivamente Turchia-Bulgaria-Romania-Ungheria-Austria e Turchia-Grecia-Italia) e sulle *Linee guida* relative al quadro regolatorio da applicare a tutti i nuovi progetti. A questo proposito la Commissione presenterà una nuova versione delle *Linee guida*, in base alle indicazioni offerte dai regolatori. L'Autorità ha fornito una memoria, in proposito.

L'11 dicembre 2006 è stato attivato ad Atene l'ECRB, organismo istituzionale previsto dall'EnCT, che ha il compito di promuovere la collaborazione e l'integrazione dei sistemi energetici dell'area, nonché lo sviluppo di nuove infrastrutture energetiche e di interconnessione. Tale incontro ha visto la nomina del presidente (nella persona del regolatore della ex Repubblica Jugoslava della Macedonia – FYROM) e l'attivazione di tre gruppi di lavoro tematici: quello sull'elettricità coordinato dalla Serbia, quello riguardante il gas coordinato dalla Grecia e, infine, quello relativo alla protezione dei consumatori gestito dall'Austria. L'Autorità italiana ha partecipato al processo che ha portato all'attivazione dell'ECRB nel suo ruolo di *co-chairman*, con il regolatore greco RAE, del gruppo di lavoro del CEER per il Sud-Est Europa. Dal 2007 le attività, finora seguite da questo gruppo di lavoro, sono passate sotto l'egida dell'*Energy Community Working Group* del CEER e dello stesso ECRB, la cui presidenza spetta al regolatore greco RAE. Durante il secondo incontro dell'ECRB, svoltosi ad Atene l'1 marzo 2007, l'Autorità italiana ha dato un forte contributo sia in merito all'approvazione delle regole di funzionamento dell'ECRB, sia relativamente alla collaborazione fra i regolatori dell'Unione europea e la Commissione nel quadro del processo decisionale dello stesso *board*.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione dell'Ucraina

Al termine di una gara internazionale, indetta dalla Commissione europea fra istituzioni e organismi esperti in regolazione per il settore energetico, l'Autorità italiana è stata prescelta, nel mese di agosto 2006, per un progetto di gemellaggio con l'Autorità di regolazione dell'Ucraina *National Electricity Regulatory Commission of Ucraine* (NERC). Il 6 marzo 2007 le due Autorità di regolazione hanno firmato a Kiev il contratto con il quale hanno avviato il gemellaggio, interamente finanziato dalla Commissione europea e la cui durata è stata fissata in 22 mesi. La gestione operativa del progetto è stata affidata a un consorzio guidato dall'Autorità italiana a cui partecipano il regolatore per l'energia austriaco (*E-Control*) e quello della Repubblica Ceca (ERO) e per l'assistenza amministrativa la società pubblica Studiare Sviluppo.

Il gemellaggio è finalizzato al rafforzamento istituzionale del NERC e delle sue capacità di regolazione del settore elettrico, nonché all'armonizzazione e all'integrazione del quadro regolatorio ucraino con quello europeo. L'integrazione dei due mercati fornirà vantaggi non solo ai paesi direttamente coinvolti nel progetto ma all'intero mercato europeo dell'energia. Le attività del gemellaggio sono articolate in sei tematiche principali: rafforzamento dei poteri giuridici del NERC; armonizzazione della legislazione elettrica ucraina con l'*acquis communautaire*; sviluppo delle tariffe di distribuzione elettrica efficienti e garantite per periodi pluriennali; regolazione della qualità del servizio elettrico; monitoraggio della borsa elettrica nella fase di transizione al nuovo mercato; separazione tra le attività di rete e le attività di vendita delle imprese di distribuzione.

Le azioni previste comprendono la creazione di gruppi di lavoro congiunti; l'organizzazione di iniziative per coinvolgere gli organi istituzionali dell'Ucraina; visite di studio nei paesi dell'Unione europea da parte dei funzionari ucraini con l'obiettivo di apprendere appieno il funzionamento del sistema europeo di regolazione.

I progetti di gemellaggio già conclusi dall'Autorità italiana con le Autorità di regolazione di Lituania, Repubblica Ceca e Turchia hanno consentito di far conoscere il modello di regolazione italiano in questi paesi e di rafforzare le competenze dei regolatori beneficiari, stabilendo, allo stesso tempo, un rapporto solido e di lungo termine tra le Autorità di regolazione.

Incontri bilaterali

L'Autorità italiana ha posto in essere un solido rapporto di collaborazione con le omologhe istituzioni di regolazione europee ed extra europee, non solo attraverso progetti *ad hoc* (gemellaggi) o accordi internazionali a livello di macro regione (SEE, MEDREG, iniziative regionali ecc.), ma anche attraverso incontri bilaterali che hanno come obiettivo principale quello di facilitare lo scam-

bio di informazioni e di creare un comune e armonizzato "ambiente" di regolazione che consenta di agevolare gli investimenti e la cooperazione in ambito energetico.

Nel novembre 2006, l'Autorità ha avviato un rapporto di collaborazione con l'Autorità di regolazione maltese MRA – *Malta Resource Authority*, il cui obiettivo è il reciproco scambio di informazioni in materia di regolazione e promozione della concorrenza. In un primo incontro fra i due regolatori, tenutosi a Roma il 21 novembre 2006, l'attenzione si è incentrata sulle opportunità di integrazione della rete energetica maltese in quella dell'Unione europea. Seguiranno altri incontri durante i quali si affronteranno varie tematiche di comune interesse quali la possibilità di realizzare progetti di interconnessione elettrica e del gas, l'efficienza energetica, e altri ancora.

Altri rapporti bilaterali con i regolatori extra extraeuropei hanno portato alla conclusione di accordi specifici. Fra questi, l'accordo tra l'Autorità di regolazione elettrica della Repubblica di Albania (ERE) e l'Autorità italiana, diretto alla creazione di un quadro regolatorio armonizzato in grado di favorire il buon funzionamento dei mercati, lo sviluppo delle infrastrutture (anche di interconnessione), l'efficiente allocazione della capacità nonché il potenziamento degli approvvigionamenti energetici.

L'Autorità ha inoltre contribuito alla definizione di un protocollo di accordo con la Tunisia firmato dai ministri competenti italiano e tunisino durante il mese di marzo 2007. Questo si iscrive nell'ambito di una più ampia collaborazione tra il Governo italiano e quello tunisino, e ha come scopo la promozione del progetto *El Haouaria*, comprendente una centrale elettrica, con una potenza di 1.200 MW, e un cavo elettrico sottomarino (circa 160 Km e capacità di 1.000 MW) che dalla regione Cap Bon in Tunisia arriverà fino in Sicilia. Al fine di seguire gli sviluppi del progetto è stato istituito un gruppo di lavoro cui partecipa un rappresentante dell''Autorità.

Infine, l'Autorità ha avviato un dialogo con le istituzioni algerine per far sì che le importazioni italiane di gas algerino contribuiscano a creare benefici per i consumatori italiani. In particolare, in occasione dell'incontro tra l'Autorità e il Ministro dell'energia algerino, tenutosi a Roma il 26 marzo 2007, è stato esaminato lo stato di avanzamento sia del nuovo progetto GALSI (il gasdotto Algeria-Italia via Sardegna) sia del potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto già funzionante (Algeria-Tunisia-Italia).

MEDREG

L'Autorità ha promosso e organizzato a Roma nel maggio 2006, in collaborazione con il CEER e la Commissione europea, il MEGREG (*Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation*) a cui partecipano i regolatori (Autorità o rappresentanti di ministeri) del settore energetico di Portogallo, Spagna, Francia, Italia, Slovenia, Croazia, Albania, Serbia, Bosnia-Erzegovina, Montenegro, Grecia, Malta, Cipro, Turchia, Siria, Giordania, Libano, Palestina, Israele, Egitto, Libia, Algeria, Tunisia e Marocco. Tale iniziativa si colloca nel quadro delle attività di collaborazione internazionale con le regioni limitrofe all'Unione europea promosse dal CEER.

Lo sviluppo delle relazioni multilaterali con i regolatori e le istituzioni di regolazione dei paesi del bacino del Mediterraneo si colloca, sotto il profilo politico ed economico, nell'ambito del partenariato Euromed che ha caratterizzato, nell'area, la politica esterna dell'Unione europea a partire dalla Dichiarazione di Barcellona del 1995[22]. Il 20 novembre 2006 l'Autorità ha organizzato, sempre a Roma, il secondo incontro MEDREG, durante il quale sono stati approvati i documenti che definiscono le linee strategiche di azione di questo organismo e il piano di lavoro per il 2007. È stata inoltre decisa l'attivazione di quattro gruppi di lavoro: sulle questioni istituzionali, sull'elettricità, sul gas e sull'ambiente, le fonti di energia rinnovabile e l'efficienza energetica.

Il MEDREG valuterà l'opportunità di organizzare forum e seminari, con il coinvolgimento dei governi nazionali, della Commissione europea e degli altri *stakeholder*, al fine di concordare un percorso comune per lo sviluppo della liberalizzazione, dell'apertura e dell'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo. Il prossimo incontro è previsto per il 14 maggio 2007 a Roma e avrà come scopo principale quello di approvare i *Terms of Reference* e il piano di lavoro per l'anno 2007 e 2008 dei gruppi di lavoro.

L'iniziativa MEDREG è sostenuta da diverse istituzioni internazionali come REMEP (*Rome Euro-Mediterranean Energy Platform*) che fornirà il supporto logistico e di segreteria generale a Roma, la Commissione europea che darà un appoggio di tipo finanziario,

22 In particolare nel settore energetico è da ricordare il ruolo pro-attivo svolto dal Governo italiano in occasione della Conferenza interministeriale di Roma del dicembre 2003 che ha portato alla firma di importanti protocolli fra cui l'avvio del mercato elettrico integrato del Maghreb, del mercato del gas del Mashrek, della collaborazione in campo energetico fra Autorità della Palestina e Israele e l'istituzione in Roma di un Segretario a supporto del processo (REMEP).

il CEER, la FSR (*Florence School of Regulation*) che collaborerà all'attività di formazione.

International Energy Regulators Network (IERN)

Il progetto IERN, una piattaforma web mirata a facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas a livello mondiale, è un'iniziativa "a rete", promossa dal 2° *World Forum on Energy Regulation* (WFER), svoltosi a Roma dal 5 al 9 ottobre 2003, sulla falsariga della rete mondiale delle Autorità di garanzia della concorrenza ICN (*International Competition Network*).
L'Autorità italiana, organizzatrice del 2° WFER, ha raccolto il mandato e curato le fasi di prima ideazione e progettazione di una rete mondiale di regolatori accessibile attraverso Internet. Nel luglio 2005, il progetto pilota realizzato dall'Autorità italiana è stato presentato al CEER che ne ha implementato il profilo tecnico e i contenuti attraverso la FSR che ne ha presentato i risultati al 3° WFER (Washington, 8-11 ottobre 2006). Il progetto ha riscosso un notevole successo e il lancio della piattaforma è stato incluso tra i risultati ottenuti nel Forum. La FRS ha realizzato assieme all'Autorità italiana il progetto, predisponendo anche le necessarie azioni di collaborazione con le associazioni regionali gemelle del CEER (NARUC del Nord America, ARIAE del Sud America, CAMPUT del Canada) e le principali istituzioni di cooperazione economica internazionale (Unione europea, Banca europea degli investimenti, Agenzia internazionale per l'energia e Banca mondiale) a sostegno dell'iniziativa. La piattaforma IERN è attualmente gestita da uno *Steering Committee* che rappresenta le associazioni regionali di regolatori che lo sostengono ed è curato e sviluppato dalla FSR.
La piattaforma IERN (accessibile all'indirizzo web: www.iern.net) è suddivisa in cinque sezioni: nella prima si trovano informazioni sulle principali associazioni regionali dei regolatori, nella seconda sono descritti i singoli mercati energetici nazionali, nella terza sono presentate dettagliate informazioni sui regolatori e sul sistema di regolazione nazionale dei singoli paesi, infine le ultime due sezioni offrono ampi riferimenti documentali, di aggiornamento professionale e di dibattito per gli operatori e gli *stakeholder* della regolazione energetica a livello mondiale.

Evoluzione della legislazione italiana

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Governo, insediatosi a seguito delle elezioni politiche nazionali del 9 e 10 aprile 2006, ha presentato a luglio, per il periodo 2007-2011, le linee principali della propria politica economica attraverso il *Documento di programmazione economica e finanziaria* (DPEF), che costituisce lo strumento tramite il quale Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo cui dovranno

ispirarsi le decisioni dell'Autorità, prevedendo uno specifico capitolo dedicato all'energia.

Il DPEF ha, dapprima, evidenziato l'insufficiente livello di concorrenza nei settori dell'elettricità e del gas naturale per poi porre l'accento sulla necessità di: diversificare l'offerta e adeguare le infrastrutture; garantire la neutralità dell'accesso alle reti, anche, ove necessario, con forme di separazione proprietaria e limiti alla partecipazione azionaria nelle società proprietarie delle reti di trasmissione di energia elettrica e di trasporto e stoccaggio di gas naturale; assicurare condizioni di accesso non discriminatorio anche all'attività di misura dell'energia elettrica, in vista della completa apertura del mercato elettrico a partire dal 1° luglio 2007; definire gli obblighi di servizio pubblico nei settori liberalizzati e provvedere alla revisione della tariffa sociale; intervenire sul mix energetico al fine di ridurre la dipendenza estera, attraverso la promozione delle fonti rinnovabili in maniera efficiente e secondo logiche di filiera industriale, puntando sulle tecnologie avanzate e a basso impatto ambientale.

Il DPEF ha dedicato, infine, per la prima volta, un capitolo agli adempimenti previsti dal Protocollo di Kyoto, così da contribuire all'adozione di misure efficaci per la tutela ambientale e, al contempo, all'elaborazione di strategie di adempimento che rafforzino la competitività del sistema economico. Gli interventi previsti spaziano da misure riguardanti la fiscalità ambientale alla revisione del Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, dalla piccola generazione distribuita all'uso dei biocarburanti.

Legge finanziaria 2007

Anche la legge finanziaria 2007 (27 dicembre 2006, n. 296) ha riservato una particolare attenzione alle tematiche energetiche.

In materia di efficienza energetica negli usi finali si è passati dalle previsioni in tema di agevolazioni tributarie per la riqualificazione energetica degli edifici alle misure di sostegno per la promozione della nuova edilizia ad alta efficienza energetica e l'installazione di pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica in edifici di nuova costruzione; dai contributi per la sostituzione di apparecchi domestici e motori industriali con analoghi apparecchi ad alta efficienza energetica alle norme volte alla promozione dell'utilizzo dei biocarburanti con particolare riguardo al settore agroenergetico.

La legge finanziaria 2007 ha, altresì, istituito un Fondo da destinare al finanziamento di interventi di carattere sociale, da parte dei Comuni, per la riduzione dei costi delle forniture di energia per usi civili a favore dei clienti economicamente disagiati, degli anziani e dei disabili, nonché di interventi di efficienza energetica; un ulteriore Fondo per la competitività e lo sviluppo per il finanziamento di progetti di innovazione industriale individuati nell'ambito delle aree tecnologiche dell'efficienza energetica e un Fondo per il finanziamento delle misure tese all'attuazione del Protocollo di Kyoto.

La legge finanziaria 2007 è intervenuta nuovamente a disciplinare il termine entro il quale la società Eni Spa dovrà procedere alla dismissione delle proprie quote azionarie, eccedenti il limite del 20%, nel capitale di Snam Rete Gas Spa, termine originariamente fissato all'1 luglio 2007 e successivamente posticipato al 31 dicembre 2008 dalla precedente legge finanziaria.

In base alle disposizioni contenute nel provvedimento in esame, non si prevede più un termine per la dismissione delle quote Eni ma si stabilisce che la loro cessione dovrà avvenire entro 24 mesi a far data dall'entrata in vigore del decreto con cui il Presidente del Consiglio dei ministri provvederà a determinare i criteri di privatizzazione di Snam Rete Gas.

Inoltre, la legge finanziaria 2007 ha adottato misure volte al contenimento dei costi dell'energia elettrica per i clienti finali, revisionando in quest'ottica la normativa CIP6, ponendo un limite all'erogazione di nuovi contributi alle fonti cosiddette "assimilate" e concedendo gli incentivi pubblici ai soli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili già autorizzati e di cui sia stata concretamente avviata la realizzazione prima dell'entrata in vigore della stessa legge. Al fine, tuttavia, di dare corretta attuazione agli obblighi comunitari in materia di finanziamenti all'energia prodotta da fonti rinnovabili, così come definiti dall'art. 2 della Direttiva 2001/77/CE del Parlamento e del Consiglio del 27 settembre 2001, e di restringere, dunque, ai soli impianti già realizzati e resi operativi la concessione dei finanziamenti, il 7 febbraio 2007 il Consiglio dei ministri ha approvato il disegno di legge recante *Attuazione di obblighi comunitari per il finanziamento all'energia da fonti rinnovabili* (AS 1347), attualmente all'esame del Senato della Repubblica. L'obiettivo del provvedimento è quello di impedire che i finanziamenti finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili possano essere in gran parte utilizzati per impianti alimentati per converso da fonti non rinnovabili (i cosiddetti

"impianti da fonti assimilate"), con il conseguente rischio di vanificare il perseguimento dell'obiettivo di coprire, entro l'anno 2010, il 25% del consumo interno lordo di elettricità tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, come richiesto dalla citata Direttiva 2001/77/CE.

La legge finanziaria 2007 ha, infine, previsto una revisione del meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili basato sui certificati verdi, di cui all'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da attuarsi nei primi sei mesi del 2007, e una proroga delle agevolazioni in materia di aliquote di accise su taluni prodotti energetici.

Interventi normativi in corso di definizione

Tra le proposte di legge, ancora in discussione, i cui contenuti potrebbero riflettersi sull'attività dell'Autorità, è il disegno di legge *Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle Direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE* (AS 691), sul quale l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni durante l'audizione dinanzi la Commissione industria, commercio e turismo del Senato, cui il provvedimento è stato assegnato, in sede referente, per l'esame (vedi oltre).

Il provvedimento potrà incidere in maniera significativa sugli assetti del settore energetico e, di conseguenza, sull'attività dell'Autorità. Tale disegno di legge, infatti, prevede una serie di misure per il rilancio e il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale, per la razionalizzazione dell'approvvigionamento e per lo sviluppo dell'efficienza energetica; inoltre, dispone una riforma organizzativa e funzionale dei soggetti pubblici operanti in tali settori; prevede, altresì, una ridefinizione degli stessi poteri dell'Autorità e stabilisce per essa un opportuno potenziamento dell'interlocuzione con il Parlamento. Talune delle norme in questione sono però confluite nella legge finanziaria 2007 e nel disegno di legge *Disposizioni in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti* (AS 1366). È il caso delle disposizioni inerenti gli interventi per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili e delle norme riguardanti le azioni in tema di fiscalità energetica inserite nella legge finanziaria 2007; mentre la ridefinizione e il potenziamento delle funzioni attribuite all'Autorità hanno trovato adeguata collocazione nel disegno di legge AS 1366 riguardante il riordino delle Autorità di regolazione, di cui si darà conto nel seguito del presente paragrafo.

Tra le norme ancora all'esame del Parlamento in grado di incidere sull'azione dell'Autorità, si cita il disegno di legge *Delega per il riordino dei servizi pubblici locali* (AS 772), attualmente all'esame, in prima lettura, della Commissione affari costituzionali del Senato. Tale provvedimento mira a regolare l'ambito di azione delle cosiddette società municipalizzate, attribuendo anche maggiori poteri di vigilanza alle Autorità di regolazione dei settori coinvolti. Misura centrale del testo in discussione è quella che prevede l'affidamento dei servizi pubblici locali solo mediante procedure competitive a evidenza pubblica (con la sola eccezione di reti e risorse idriche), subordinando il permanere dell'affidamento del servizio al positivo riscontro degli utenti/consumatori da verificare periodicamente.

Assegnato per l'esame in sede referente alla Commissione affari costituzionali del Senato il 15 marzo 2007, il disegno di legge di iniziativa governativa, recante *Disposizioni in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti* (AS 1366), interviene a riordinare e rafforzare i poteri delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, al fine di rendere effettiva l'introduzione della concorrenza e di tutelare con efficacia gli utenti/consumatori.

In particolare, sono previste norme specifiche riguardanti l'Autorità, alla quale, oltre alle funzioni già attribuite dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, sono affidate la regolazione economica e la vigilanza in materia di servizi idrici integrati, fermi restando i poteri esercitati da Regioni, enti locali e altri organismi operanti a livello locale, nonché le competenze di indirizzo e di programmazione proprie del Ministero dell'ambiente.

Il disegno di legge mira, infine, a consentire l'immediata operatività della riorganizzazione funzionale operata dalla stessa legge adeguando e uniformando gli ordinamenti delle Autorità amministrative indipendenti su taluni aspetti relativi all'organizzazione e al funzionamento, quali: il numero dei componenti del Collegio (fissato a cinque per ciascuna Autorità), la modalità di nomina e la durata del mandato (determinato in sette anni non rinnovabile) dei medesimi; l'istituzione di una Commissione parlamentare che curi il raccordo istituzionale tra il Parlamento e le diverse Autorità con specifico riguardo alle funzioni legislative e regola-

mentari di rilevanza strategica sull'assetto concorrenziale dei mercati e sulla tutela degli utenti; i principi in materia di procedimenti e atti delle Autorità e di ricorsi avverso i provvedimenti delle stesse Autorità.

Altri interventi normativi

Il panorama legislativo, nel periodo considerato da questa *Relazione Annuale*, presenta altri due testi normativi di rilievo quali il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante *Norme in materia ambientale* e la legge 1 agosto 2006, n. 242, recante *Abrogazione delle norme in materia di partecipazioni in società operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale*.

Il primo provvedimento dà attuazione a un'ampia delega conferita al Governo dalla legge 15 dicembre 2004, n. 308, per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale. Questo *corpus* normativo composto da 318 articoli semplifica, razionalizza e coordina la legislazione ambientale in alcuni settori strategici, tra i quali la tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera, la tutela delle acque dall'inquinamento e la gestione delle risorse idriche.

Tuttavia, tale decreto legislativo è stato sottoposto a una immediata revisione, che condurrà all'emanazione di quattro decreti correttivi: il primo è stato approvato con il decreto legislativo 8 novembre 2006, n. 284, il secondo è stato adottato dal Consiglio dei ministri del 12 ottobre 2006, mentre gli ultimi due sono ancora in corso di elaborazione.

Il secondo dei citati testi normativi, che prevede l'abrogazione di due decreti legge in tema di partecipazioni in società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas (decreto legge 25 maggio 2001, n. 192, e decreto legge 14 maggio 2005, n. 81), è stato emanato per ottemperare a una sentenza della Corte di giustizia europea. Questa prima ha censurato il decreto legge n. 192/01 (che congelava i diritti di voto della società elettrica francese Edf) per violazione dell'art. 56 (libera circolazione delle merci) del Trattato CE, e successivamente ha ritenuto inadeguato anche il decreto legge n. 81/05 (che escludeva l'applicazione della sospensione del diritto di voto inerente partecipazioni superiori al 2% del capitale sociale di imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas, qualora le competenti Autorità degli Stati interessati avessero approvato norme, avviato procedure per la privatizzazione di tali soggetti o definito con il Governo italiano intese finalizzate a tutelare la sicurezza degli approvvigionamenti), emanato per far fronte alle contestazioni mosse dalla Corte stessa.

Tra i provvedimenti più rilevanti nell'ambito della legislazione energetica tra quelli emanati nel periodo considerato, si citano: il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, *Attuazione della Direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia nonché modifica alla Direttiva 94/42/CE*; il decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 febbraio 2007, recante *Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387* e il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, recante *Attuazione della Direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità*.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Nel corso dell'anno 2006 l'attività di segnalazione al Parlamento e al Governo da parte dell'Autorità ha riguardato il disegno di conversione in legge del decreto legge 16 agosto 2006, n. 251, recante *Disposizioni urgenti per assicurare l'adeguamento dell'ordinamento nazionale alla Direttiva 79/409/CE in materia di conservazione della fauna selvatica*.

Tale provvedimento, proponendosi di sanare la procedura di infrazione avviata nei confronti del nostro paese per il mancato recepimento dell'art. 9 della Direttiva 79/409/CE in materia di protezione della fauna selvatica omeoterma, fissava sia l'obbligo di mettere in sicurezza elettrodotti e linee aeree ad alta e media tensione rispetto al rischio di elettrocuzione e impatto, sia il divieto di realizzare elettrodotti aerei sino all'adozione dei previsti provvedimenti regionali.

L'Autorità è intervenuta segnalando i rischi derivanti dal predetto obbligo per l'economicità, per la qualità del servizio e per la sicurezza del sistema elettrico nazionale ed ha, quindi, chiesto di indicare nel citato disegno di legge gli elementi necessari per stabilire con precisione il perimetro e l'orizzonte temporale degli interventi di adeguamento degli impianti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione. Il predetto decreto legge non ha concluso l'*iter* parlamentare di conversione in legge.

Nell'aprile 2007, l'Autorità ha inviato una segnalazione al Parlamento e al Governo, facendo seguito a quelle del 2 dicembre 2004 e 16 dicembre 2005, per proporre l'abrogazione di alcuni oneri fiscali, introdotti dalle Finanziarie 2005 e 2006, che si sono aggiunti agli "oneri di sistema" che già costituiscono una componente significativa delle tariffe elettriche, comportando un aumento del costo annuale delle tariffe stesse per circa 135 milioni di euro (150 milioni tenendo conto dell'Iva). L'Autorità ha dunque proposto l'abrogazione dell'art. 1, comma 298 della Legge 30 dicembre 2004, n. 311, e art. 1, comma 493 della Legge 23 dicembre 2005, n. 266. Nella stessa segnalazione l'Autorità ha proposto inoltre l'abrogazione dell'Iva sulle voci della bolletta elettrica a copertura degli "oneri di sistema". Gli oneri di sistema sono infatti imposti per finalità specifiche e tassativamente definiti da norme primarie. Il fatto che tali oneri parafiscali non siano direttamente riconducibili ad una prestazione fornita al consumatore finale, rende evidente l'anomalia di assoggettarli all'imposta sul valore aggiunto: tale aggravio incide sui costi per gli utenti finali per un valore di circa 670 milioni di euro all'anno.

Il 16 maggio 2007, infine, l'Autorità ha segnalato al Parlamento e al Governo l'esigenza di alcuni provvedimenti urgenti a tutela dei clienti più deboli e, in particolare, di quelli domestici per scongiurare possibili rischi legati alla completa apertura del mercato sul lato della domanda a partire dal 1° luglio 2007, a fronte di una concorrenza ancora carente sul lato dell'offerta. In sintesi: l'impossibilità per l'Autorità di continuare a definire condizioni economiche vincolanti di fornitura di energia elettrica per i clienti domestici darebbe invece ai venditori la possibilità di determinare liberamente i prezzi, con un possibile aumento ingiustificato delle bollette. La scomparsa, nei fatti e senza un adeguato transitorio, del prezzo unico nazionale dell'energia elettrica potrebbe portare a incrementi nelle zone del Sud nelle quali il prezzo all'ingrosso è più elevato. Vi è poi il rischio di 'cattura' dell'intero portafoglio clienti delle società di distribuzione da parte di società di vendita che fanno capo a questi stessi operatori. Se ciò avvenisse, "come peraltro è già in gran parte accaduto nel settore del gas dopo la completa apertura del mercato del 2003", sarebbe poi difficile creare le condizioni per lo sviluppo della concorrenza e di una reale pluralità di offerta verso questi clienti, tanto più che attualmente circa il 90% dei clienti domestici sono serviti dall'ex monopolista. Di qui la necessità di misure finalizzate ad accompagnare con gradualità il passaggio dal vecchio al nuovo regime. Fra queste: la garanzia di fornitura di elettricità a prezzi ragionevoli ai clienti domestici (servizio di 'maggior tutela'); la sicurezza sulla continuità della fornitura anche per chi si trovasse senza venditore ('servizio di salvaguardia'); la possibilità per l'Autorità di fissare prezzi di riferimento sia per l'elettricità che per il gas; la definizione della soglia sotto la quale i cittadini effettivamente bisognosi di protezione, per motivi economici o di salute potranno ricevere sconti o bonus; la disponibilità dei dati del cliente per tutti i venditori, nel pieno rispetto della *privacy*.

Per il periodo compreso tra il 1° luglio 2007 e la data del completo recepimento della Direttiva, l'Autorità ha dunque proposto di: definire la 'soglia di protezione' dei clienti più bisognosi che potranno usufruire di specifici 'sconti' per motivazioni economiche o di salute; affidare all'Acquirente Unico, con le opportune modalità, il "servizio di maggior tutela", individuando i clienti che necessitano di particolari protezioni; definire un prezzo di riferimento, in sostituzione dell'attuale tariffa amministrata, per l'energia elettrica; trasferire la titolarità del servizio di vendita per gli ex clienti vincolati all'Acquirente Unico, che potrà svolgere il servizio attraverso le imprese distributrici, alle condizioni definite dall'Autorità; prevedere procedure concorsuali per l'affidamento del servizio di vendita a partire dal 1° gennaio 2008, per i clienti che non saranno serviti dall'Acquirente Unico e che non avranno scelto un nuovo fornitore.
Anche nel gas è necessario intervenire con misure di tutela, sebbene il settore in Italia sia completamente liberalizzato già dal gennaio del 2003 anche per i clienti domestici. Fino al 1° luglio, infatti, l'Autorità ha potuto controllare i prezzi definendo condizioni economiche che i venditori sono tenuti ad offrire ai clienti domestici insieme alle eventuali altre proprie offerte commerciali. Tuttavia con il 1° luglio, questa possibilità viene a cadere aprendo la strada al rischio di aumenti ingiustificati dei prezzi, in particolare nei comuni di modesta dimensione e più isolati sul territorio dove, in una situazione sostanziale di monopolio locale, potrebbero essere praticati prezzi privi di qualunque confronto di mercato. Inoltre, più in generale, nel settore del gas, la liberalizzazione è molto critica: l'offerta è appena sufficiente a soddisfare la domanda ma non la piena sicurezza del sistema; lo scenario è dominato dall'Eni in tutte le attività della filiera (incluso il trasporto dall'estero e lo stoccaggio in Italia); non esiste una rete di trasporto indipendente e l'imparzialità dell'accesso alla rete e della gestione del dispacciamento è garantita solo dal controllo ex post dell'Autorità e dell'Antitrust che non possono impedire ex ante comportamenti anticoncorrenziali.
L'Autorità propone quindi anche nel gas misure di particolare tutela: un 'prezzo di riferimento' che i venditori di gas siano tenuti ad offrire ai clienti domestici insieme ad altre offerte commerciali; la disponibilità a tutti i venditori dei dati essenziali dei clienti, utili a formulare offerte competitive, contemperando le esigenze di tutela della *privacy*; la definizione, "con urgenza", di un nuovo sistema di tutela per i clienti finali in situazioni di disagio economico da attuare sulla base di un mandato legislativo, con modalità simili a quelle delineate per il settore elettrico.

Pareri e proposte al Governo

Nell'anno trascorso l'Autorità ha fornito al Ministero dello sviluppo economico un parere favorevole in merito allo Schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico riguardante talune misure transitorie poste a tutela della sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali con consumi inferiori a 200.000 m^3 all'anno.
L'Autorità ha ritenuto, dunque, che il citato decreto prefiguri strumenti operativi immediatamente attivabili, al fine di tutelare i clienti finali a fronte di situazioni di mancanza di continuità contrattuale delle forniture di gas e di limitare gli effetti distorsivi nel mercato della vendita del gas. L'Autorità ha fornito un ulteriore parere favorevole allo Schema, predisposto dal Ministero dello sviluppo economico, per la concessione di un'esenzione a favore delle società Edison Spa e Depa S.A. dalla disciplina in materia di accesso alle infrastrutture di reti, nell'ipotesi di realizzazione di nuovi *interconnector*, ossia di linee di trasporto che attraversano o si estendono oltre una frontiera tra Stati membri all'unico scopo di collegare i sistemi nazionali di trasporto di tali Stati. Tale parere favorevole allo Schema di esenzione proposto deriva dalla verifica da parte dell'Autorità, per la sfera di propria competenza, del soddisfacimento dei requisiti e criteri previsti sul punto dalla Direttiva 2003/55/CE.

Audizioni presso il Parlamento

Completamento del processo di liberalizzazione del settore energetico

Nell'audizione, tenuta davanti alla Commissione industria, commercio e turismo del Senato il 18 ottobre 2006 sul disegno di legge AS 691 (vedi *supra*), l'Autorità, dopo aver ricordato di avere da tempo segnalato la necessità di completare il processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e di un rapido recepimento delle Direttive europee del 2003, ha ricostruito sinteticamente lo stato della liberalizzazione nei due ambiti di competenza. Il quadro tracciato, in sintesi, induce un prudente ottimismo nel settore elettrico e una seria preoccupazione in quello del gas naturale. Infatti, tenendo conto dell'andamento del mercato del petrolio, i prezzi nel settore elettrico sono già inferiori rispetto a quelli che si sarebbero verificati in assenza della liberalizzazione.

Inoltre:

- l'offerta è significativamente superiore alla domanda, grazie ai numerosi impianti entrati in esercizio negli ultimi anni;
- l'Enel Spa copre ormai meno del 40% dell'offerta in Italia, e il suo ruolo di operatore dominante è significativo solo in alcuni momenti del mercato e in alcune aree del paese;
- si stanno sviluppando nuovi operatori;
- esiste una rete di trasmissione indipendente dagli operatori, che garantisce: l'accesso imparziale alla rete stessa; la gestione neutrale del dispacciamento; il funzionamento dei mercati organizzati (la borsa elettrica);
- la rete di trasmissione indipendente ha attivato un importante programma di investimenti per rafforzare la rete interna e per incrementare le interconnessioni internazionali;
- l'Acquirente Unico Spa, è in grado, con una opportuna integrazione del suo ruolo, di intermediare i clienti più deboli, in particolare i domestici, evitando che essi siano implicitamente "catturati" dai distributori, e in particolare dall'Enel.

Nel settore del gas la situazione è, al contrario, molto critica:

- l'offerta è appena sufficiente a soddisfare la domanda e addirittura insufficiente a garantire una adeguata sicurezza a fronte di eventuali eventi sfavorevoli climatici o accidentali o legati a problemi geopolitici internazionali;
- l'Eni è l'operatore dominante in tutte le attività della filiera e in tutte le aree del paese;
- non si sono sviluppati nuovi operatori di dimensioni e capacità operative adeguate a un vero contesto concorrenziale; Eni controlla tutte le infrastrutture per l'approvvigionamento gas del nostro paese, oltre alla quasi totalità degli stoccaggi e della produzione nazionali;
- non esiste una rete di trasporto indipendente, ciò disincentiva gli investimenti di operatori terzi;
- la rete di trasporto, proprio perché non indipendente e limitata nella sua azione al perimetro nazionale, non ha attivato investimenti per incrementare le interconnessioni internazionali;

Questi elementi fanno temere che, anche a fronte di una accelerazione nel processo di recepimento delle Direttive, i tempi per evitare il permanere di una fase di sostanziale monopolio nel settore del gas anche nel prossimo futuro restino limitati.

L'Autorità ha quindi sottolineato la necessità di recepire al più presto le Direttive e di procedere sollecitamente alla separazione della rete di trasporto del gas naturale dall'operatore dominante per avviare quel rilancio degli investimenti che, già visto sulla rete elettrica a valle del suo scorporo da Enel, è al contrario fermo per quanto riguarda il settore gas. L'Autorità ha espresso quindi un sostanziale accordo con l'impianto previsto dal disegno di legge in esame, rintracciandone importanti parallelismi tra le soluzioni da esso individuate e l'Indagine conoscitiva conclusa dalla Commissione attività produttive della Camera dei deputati nel febbraio 2006.

Servizi pubblici locali

Nell'audizione, avvenuta l'8 febbraio 2007 davanti alla Commissione affari costituzionali del Senato sul disegno di legge AS 772 (vedi *supra*), l'Autorità ha rilevato che la normativa proposta muove in una direzione senz'altro positiva e apprezzabile, tesa a promuovere la concorrenza, l'efficienza e la qualità nella prestazione di alcuni servizi di rilevanza economica. È evidente, dall'impianto della legge delega, l'intenzione di tracciare un inquadramento generale che

riscriva, o quanto meno riordini, l'approccio complessivo al tema dei servizi pubblici locali, con particolare attenzione: alla tutela dei consumatori/utenti, al miglioramento della qualità dei servizi, rispettando il principio di *cost reflectivity* e all'efficienza ed efficacia degli interventi degli enti pubblici nei settori produttivi.

Nel dettaglio l'Autorità ha sottolineato:

- l'opportunità che sia delineato in maniera più netta l'ambito di applicazione del provvedimento, chiarendo quali servizi pubblici, di pubblica utilità o di interesse generale abbiano un carattere inequivocabilmente localistico per non correre il rischio di lasciare spazio a tentativi di regolazione territoriale di funzioni di respiro decisamente nazionale, prevedendo dei settori esclusi e definendo l'ampiezza del servizio locale, anche con esplicito richiamo alla eventuale normativa già vigente;
- la necessità di definire, con i più opportuni strumenti normativi, criteri per valutare le offerte, in sede di aggiudicazione delle gare per i servizi sul territorio, secondo i parametri principali di maggior convenienza per i clienti finali (qualità del servizio e risparmio), prevedendo solo in una seconda fase, e a integrazione di tali elementi primari, anche la valutazione del corrispettivo offerto dal gestore del servizio di distribuzione del gas all'ente locale per l'affidamento del servizio;
- la necessità di prevedere che il regime delle Carte dei servizi si applichi soltanto a quei settori in cui non siano già attivi standard nazionali di qualità del servizio fissati da un'Autorità indipendente, o prevedere che le indicazioni delle Carte dei servizi possano essere solo ulteriori rispetto a quanto già previsto.

Rapporti con altre istituzioni

Nel febbraio 2007, l'Autorità ha firmato con il Consiglio nazionale per l'economia e il lavoro (CNEL) un Protocollo d'intesa per sviluppare la collaborazione tra le due istituzioni, sui temi energetici di particolare interesse nei rispettivi ambiti di competenza e promuovere nuove occasioni di riflessione. In particolare, il Protocollo sancisce l'impegno, oltre che a un più intenso interscambio di informazioni, a sviluppare attività comuni sulle tematiche energetiche in cui sia riconosciuta la convergenza dei rispettivi programmi e interessi istituzionali e a raccordare le posizioni del CNEL e dell'Autorità in sede europea, attraverso azioni nell'ambito dei rispettivi organismi rappresentativi comunitari: il Comitato economico e sociale europeo (CESE) per il CNEL ed ERGEG o CEER per l'Autorità.

Nel gennaio 2007, l'Autorità ha siglato con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), un Protocollo d'intesa per lo sviluppo di attività di comune interesse nel settore elettrico. Il Protocollo, che giunge a completamento dell'attività svolta negli ultimi anni, durante i quali si sono progressivamente intensificate l'interazione e la collaborazione tra l'Autorità e il CEI, prevede, oltre a una più intensa partecipazione di rappresentanti dell'Autorità ai gruppi di lavoro e comitati tecnici del CEI, iniziative di divulgazione e formazione per la promozione e la diffusione della cultura tecnica e della sicurezza elettrica.

Nei mesi di marzo e giugno 2006 l'Autorità ha siglato nuove iniziative di formazione e ricerca sulla regolazione dei mercati di elettricità e gas con le Università Bicocca e Cattolica di Milano e con l'Università di Pavia. Esse si svolgeranno nel periodo 2006-2009 e permetteranno la realizzazione di *stage* e l'attivazione di assegni di ricerca presso gli Uffici dell'Autorità per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia e consentiranno anche ai funzionari e dirigenti dell'Autorità di avere un ruolo attivo nell'attività di formazione. Gli accordi fanno seguito al successo delle iniziative già avviate negli anni precedenti con il Politecnico e l'Università Bocconi di Milano, l'Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma e l'Università Federico II di Napoli.

Nel periodo maggio 2006 – aprile 2007, al termine della fase formativa, presso gli Uffici dell'Autorità sono stati avviati alcuni *master* su tematiche energetiche organizzati da parte di alcuni dei suddetti istituti universitari e 6 periodi di *stage* della durata di un anno. L'Autorità ha direttamente supportato l'Università Federico II di Napoli e l'Università La Sapienza di Roma nell'attivazione di due assegni di ricerca, della durata di due anni, su materie di interesse istituzionale. Nel medesimo anno accademico l'Autorità, oltre a partecipare all'organizzazione dei *master* all'interno dei relativi comitati scientifici, ha preso parte direttamente alla docenza avvalendosi di dieci persone scelte tra i suoi dirigenti e funzionari.

2. Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Tariffa sociale

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vista della scadenza dell'1 luglio 2007, dovrà rivedere il sistema tariffario per le utenze domestiche. Gli interventi previsti sono di due tipi, distinti ma in larga parte complementari:

- la revisione del sistema tariffario destinato alla generalità dei clienti domestici;
- la revisione del meccanismo di tutela, oggi implicitamente inglobato nella tariffa applicata alla clientela finale.

Con la delibera 26 giugno 2006, n. 126, l'Autorità ha dato nuovo impulso al processo di definizione di provvedimenti a tutela dei clienti del settore elettrico che versano in condizioni di disagio economico e/o che sono affetti da gravi patologie.
Data la rilevanza della tematica, l'Autorità ha previsto di sottoporre tale procedimento all'Analisi di impatto della regolazione (AIR). Nell'ambito delle procedure previste dalla metodologia AIR, nel corso del 2006 l'Autorità ha attivato una fase preliminare di ricognizione tramite *incontri tematici* con tutti i soggetti potenzialmente interessati dal processo di riforma delle tariffe domestiche.

A seguito di tali incontri, nel mese di gennaio 2007, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione in cui sono stati evidenziati:

- gli obiettivi alla base dell'intervento dell'Autorità ai fini della riforma del sistema tariffario per la clientela domestica in bassa tensione;
- le caratteristiche di una eventuale tariffa elettrica da applicare ai clienti domestici a partire dall'1 luglio 2007;
- le problematiche principali connesse con la parallela definizione di interventi di tutela speciale per i clienti domestici particolarmente vulnerabili.

La tariffa domestica proposta dall'Autorità si ispira ai seguenti criteri:

- compatibilità con il processo di apertura alla concorrenza del segmento domestico;
- aderenza del prezzo finale ai costi sottostanti la fornitura del servizio elettrico;
- incentivo all'uso razionale delle risorse energetiche.

La revisione dell'attuale sistema tariffario implica il superamento del criterio di tutela sociale, oggi implicitamente inglobato nella

struttura della tariffa domestica e impone la parallela definizione di un meccanismo di tutela esplicito.

A tale proposito l'Autorità ha individuato due categorie di clienti domestici che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità che possono giustificare interventi di tutela speciale:

- i clienti in condizioni di disagio economico;
- i clienti in gravi condizioni di salute.

Alla luce delle risultanze della precedente consultazione del 2003[1], e degli *incontri tematici* attivati nel corso del 2006, l'Autorità ha proposto, relativamente ai clienti in stato di disagio economico, un meccanismo di tutela in forma di compensazione, cioè di "sconto" sulla bolletta di fornitura dell'energia elettrica, differenziato in ragione del numero di componenti del nucleo familiare.

L'Autorità ha inoltre previsto l'introduzione di ulteriori elementi di tutela per quei clienti affetti da gravi patologie che richiedano l'utilizzazione di apparecchiature elettro-medicali. Tale intervento, data la sua natura, è indipendente da qualsiasi considerazione circa il disagio economico e, anzi, cumulabile con il meccanismo di tutela previsto per i clienti in condizioni di disagio economico.

Nel corso del 2007, l'Autorità prevede di attivare una seconda fase di consultazione che preluderà al provvedimento finale di riforma delle tariffe domestiche. La realizzazione delle opzioni proposte richiede, tuttavia, la preliminare risoluzione degli aspetti legati allo strumento di selezione dei potenziali beneficiari e alle soglie di accesso all'agevolazione che esulano dai poteri normativi di cui è investita l'Autorità e che implicano pertanto l'emanazione di provvedimenti di competenza governativo-parlamentare.

Oneri nucleari

L'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, svolte dalla società Sogin Spa, anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Con la delibera 25 maggio 2006, n. 103, l'Autorità ha determinato gli oneri nucleari a consuntivo per le attività svolte dalla società Sogin nell'anno 2005, non riconoscendo, in applicazione del richiamato criterio di efficienza economica, nel complesso 3 milioni di euro relativi ai costi della sede centrale e alle spese di *project management*. Con la successiva delibera 31 luglio 2006, n. 174, l'Autorità ha rideterminato, a preventivo, gli oneri nucleari per l'anno 2006, stabilendo che Sogin provveda alla copertura finanziaria degli oneri riconosciuti ricorrendo alle disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare, comprensive dei relativi proventi finanziari. Con la medesima delibera sono state inoltre imposte a Sogin alcune prescrizioni, tra le quali quella di trasmettere, entro il 31 ottobre 2006, il rendiconto dell'evoluzione delle disponibilità finanziarie di competenza della commessa nucleare, dalla data di costituzione della Sogin fino al 30 giugno 2006, specificando le entrate e le uscite, compresi i proventi finanziari.

Nell'ambito delle determinazioni connesse con le richieste formulate dall'Autorità con la delibera n. 174/06, l'Autorità, con la successiva delibera 15 dicembre 2006, n. 290, ha diffidato la Sogin ad applicare in modo conforme alla loro formulazione letterale le proprie delibere e conseguentemente a destinare alla copertura dei soli costi riconosciuti tutti i proventi finanziari derivanti dalle disponibilità finanziarie degli acconti nucleari e tutte le sopravvenienze attive derivanti dalle attività di smantellamento e di valorizzazione dei siti e delle infrastrutture esistenti di cui all'art. 1, comma 102, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sia per gli esercizi pregressi sia per i futuri esercizi.

L'aliquota media relativa alla componente tariffaria A_2 a copertura dei costi degli oneri nucleari è stata dimensionata nel corso del 2006 a 0,03 c€/kWh per far fronte prevalentemente agli oneri derivanti dalla legge finanziaria 2005 (art. 1, comma 298) e a quelli derivanti dalla legge finanziaria 2006 (art. 1, comma 493). Con delibera 28 dicembre 2006, n. 321, detta aliquota è stata aumentata a 0,10 c€/kWh, al fine di garantire adeguate risorse per il funzionamento della Sogin e per l'assolvimento degli impegni in capo alla medesima. Le erogazioni in favore della Sogin saranno sottoposte in ogni caso alla preventiva autorizzazione da parte dell'Autorità.

Stranded cost

In relazione ai costi non recuperabili relativi al settore dell'energia elettrica, conseguenti all'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, nell'anno 2006 si è esaurito l'effetto del piano di pagamento contingentato delle partite economiche previsto dal decreto del Ministro delle attività produttive 22 giugno 2005. Sulla

1 Si veda il Documento per la consultazione 20 febbraio 2003, *Tariffe di fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati.*

base di tale piano di pagamento l'Autorità, con delibera 28 giugno 2005, n. 133, aveva transitoriamente sospeso l'applicazione della componente A_6, destinata a finanziare il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, di cui all'art. 71 della delibera 30 gennaio 2004, n. 5 (di seguito *Testo integrato*).

A decorrere dall'1 gennaio 2006, sempre per gli effetti di quanto disposto dal decreto 22 giugno 2005, è previsto che su parte delle partite economiche relative al rimborso dei costi non recuperabili non ancora pagate, comincino a maturare interessi determinati a un tasso pari all'Euribor a 3 mesi, calcolato come media delle quotazioni giornaliere del trimestre precedente, incrementato di 25 punti base in ragione d'anno con capitalizzazione trimestrale degli interessi.

L'Autorità ha di conseguenza riattivato nel corso dell'anno le aliquote unitarie della componente tariffaria A_6.

Con la delibera 28 giugno 2006, n. 132, l'Autorità, al fine di rendere minimo l'onere conseguente al tardato pagamento delle partite economiche già maturate relative ai costi non recuperabili di cui al decreto del Ministro delle attività produttive 6 agosto 2004, recante *Determinazione dei costi non recuperabili del settore dell'energia elettrica*, ha disposto l'anticipazione di giacenze finanziarie disponibili presso i conti gestiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), in favore del Conto A_6.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 luglio 2005, n. 163, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica, ai sensi del citato decreto 22 giugno 2005, l'Autorità ha diffuso in data 2 agosto 2006 un Documento per la consultazione in merito alla riforma della modalità di esazione della componente tariffaria A_6. Le proposte dell'Autorità hanno riguardato l'individuazione del parametro tecnico di riferimento cui applicare la nuova componente A_6 e la definizione dell'aliquota unitaria per tipologia contrattuale.

Successivamente alla riattivazione, i valori unitari delle aliquote della componente tariffaria A_6 sono stati oggetto di modificazione con la delibera n. 132/06. Il valore medio delle aliquote in vigore a seguito di tali adeguamenti è pari a 0,25 c€/kWh.

Oneri di finanziamento degli impianti CIP6

Le dinamiche di aggiornamento della componente del prezzo di ritiro dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ammessi ai contributi del provvedimento CIP n. 6/92, relativa al Costo evitato di combustibile (CEC), che prevedono un'indicizzazione rispetto al prezzo del metano riferito a forniture continue per centrali termoelettriche a ciclo combinato con consumo superiore a 50 milioni di metri cubi, calcolato come media mobile, hanno ritardato di circa un anno l'effetto dei forti aumenti dei prezzi delle *commodity* energetiche verificatisi nei mercati mondiali nel corso dell'anno 2005 sul costo riconosciuto all'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate.

Ciò si è riverberato sulla componente A_3 destinata al finanziamento del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

L'Autorità, con la delibera 15 novembre 2006, n. 249, ha provveduto a modificare i criteri di determinazione e di aggiornamento della componente del prezzo di cessione relativa al Costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP n. 6/92. Grazie a tale intervento, spiegato nel dettaglio nel paragrafo *Promozione della concorrenza, dei mercati e tutela dell'ambiente*, è possibile un certo contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni CIP6 già a partire dall'anno 2007.

Il contenimento degli oneri gravanti sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate prodotto con la delibera n. 249/06 consente di evidenziare un avanzo di competenza per l'anno 2007 che potrà concorrere alla riduzione del consistente disavanzo relativo a periodi pregressi, attualmente finanziato tramite l'indebitamento nei confronti del Conto a copertura dei cosiddetti *stranded cost*, di cui all'art. 71 del *Testo integrato* e tramite l'indebitamento da parte della società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE).

Nel corso dell'anno 2006 le aliquote della componente A_3 che finanzia il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate sono state più volte adeguate e hanno raggiunto livelli molto elevati. Per effetto dell'aggiornamento operato con la delibera n. 321/06, il valore medio delle aliquote in vigore risulta pari a 1,12 c€/kWh.

Perequazione specifica aziendale

Nel corso del secondo semestre 2006 e dei primi mesi del 2007, sono giunti a conclusione i primi procedimenti individuali relativi alla perequazione specifica aziendale per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica (art. 49 del *Testo integrato* di cui alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5). Con le delibere 20 settembre 2006, n. 202, e 15 febbraio 2007, n. 30, infatti, l'Autorità ha riconosciuto alle società Deval Spa (Aosta) e Acea Spa (Roma) il diritto a

ottenere un aumento del livello dei ricavi tariffari a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione, per tener conto delle specificità del territorio e dell'utenza servita.

Avvio del procedimento per il periodo di regolazione 2008-2011

L'Autorità ha avviato con la delibera 27 settembre 2006, n. 208, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione). Il procedimento, in parallelo all'analogo avente oggetto la qualità dei servizi, è sottoposto alla sperimentazione dell'AIR (vedi Capitolo 5) per gli aspetti più rilevanti, ai sensi della delibera dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203.

Regolamentazione non tariffaria

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Importazioni – Disciplina degli strumenti di copertura per l'importazione e l'esportazione di energia nel 2006

Le modalità di gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione con l'estero per l'anno 2006 sono state definite con la delibera 13 dicembre 2005, n. 269. I diritti per l'utilizzo della capacità di interconnessione nella disponibilità del gestore di rete italiano (Terna) sono stati assegnati nel mercato del giorno prima (MGP), attraverso un meccanismo di mercato, coerentemente con le disposizioni del Regolamento comunitario n. 1228/2003.
La delibera prevede inoltre l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone del mercato elettrico e le adiacenti zone estere su ciascuna frontiera (CCCI, per la Copertura del rischio in importazione, e CCCE, per la Copertura del rischio in esportazione) mediante procedure concorsuali.
I proventi derivanti dalla vendita degli strumenti di copertura sono stati ripartiti tra gli operatori che partecipano alle procedure di assegnazione. La delibera riserva il 26% dei proventi all'Acquirente Unico Spa, la società responsabile dell'approvvigionamento dell'energia destinata agli utenti del mercato vincolato, mentre la parte restante dei proventi è ripartita tra i clienti del mercato libero in proporzione alla potenza media annuale impegnata da ciascun cliente.
L'Autorità, con la delibera 24 maggio 2006, n. 99, ha modificato le modalità di ripartizione dei proventi delle procedure di assegna-

zione degli strumenti di copertura, in modo da tenere conto, in corso d'anno, della progressiva riduzione della quota di mercato servita dall'Acquirente Unico.

Importazioni – Disciplina delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2007

L'Autorità, con la delibera 15 dicembre 2006, n. 288, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2007, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 15 dicembre 2006.

La nuova disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca e austriaca. La capacità di interconnessione riferita alla frontiera svizzera e slovena è stata invece assegnata, per la quota spettante, dai rispettivi gestori di rete nazionali.

Per l'assegnazione della capacità disponibile sono impiegate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera. Le procedure per lo svolgimento delle aste sono state elaborate dai gestori di rete.

Le aste assegnano agli operatori di mercato dei titoli denominati DCT (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto), che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DCT acquisiti. I DCT possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti di dispacciamento.

La quota dei proventi derivanti dall'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, spettante al gestore di rete italiano, è ripartita tra gli utenti di dispacciamento in prelievo, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti. La delibera prevede che il 30% dei proventi sia assegnato all'Acquirente Unico, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla potenza media impegnata nel 2005 da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico potrà essere ridotta nel corso del 2007 nel caso in cui si verifichi una diminuzione dell'incidenza del mercato vincolato.

La delibera riconosce infine delle riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica sulla frontiera svizzera, dove non è prevista l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione. In particolare è attribuita una riserva di 600 MW per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella titolarità della società Enel Spa e destinati alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato.

Il processo di revisione delle regole per l'assegnazione della capacità di interconnessione è stato realizzato nell'ambito del programma di integrazione dei mercati nazionali, portato avanti dall'ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), descritto nel Capitolo 1 del presente volume.

TAV. 2.1

Assegnazione della capacità di interconnessione per il 2007

FRONTIERA	PRODOTTO	CAPACITÀ DISPONIBILE	CAPACITÀ ASSEGNATA	PREZZO	
		MW	MW	€/MWh	€/MW
Francia – Italia	*Baseload*	1.000	1.000	15,12	132.451
	Baseload inverno	–	–	–	
	Baseload escluso agosto	600	600	16,16	129.539
Svizzera – Italia	*Baseload*	365	365	11	96.360
	Baseload inverno	305	305	6,25	31.800
	Baseload escluso agosto	520	520	10,58	84.809
Austria – Italia	*Baseload*	182	182	15,21	133.240
	Baseload inverno	–	–	–	–
	Baseload escluso agosto	–	–	–	–
Slovenia – Italia	*Baseload*	50	50	7,87	68.941
	Baseload inverno	–	–	–	–
	Baseload escluso agosto	100	100	8,02	64.288
Grecia – Italia	*Baseload*	–	–	–	–
	Baseload inverno	–	–	–	–
	Baseload escluso agosto	–	–	–	–

Mercato all'ingrosso – Modifica delle fasce orarie

L'Autorità, con la delibera 2 agosto 2006, n. 181, ha introdotto una nuova articolazione del sistema di fasce orarie per i servizi di distribuzione e vendita di energia elettrica, da applicare a partire dall'1 gennaio 2007. Nell'attuale quadro regolatorio le fasce orarie hanno un impatto rilevante sia per l'approvvigionamento del mercato vincolato, sia per il servizio di distribuzione di energia elettrica.

Nel mercato vincolato le fasce sono utilizzate in primo luogo nella determinazione del prezzo che trasferisce i costi di approvvigionamento sostenuti dall'Acquirente Unico alle società di distribuzione. Le fasce orarie sono inoltre impiegate per la definizione delle tariffe degli utenti del mercato vincolato.

Le fasce orarie, oltre che per il servizio di vendita, hanno effetti anche per il servizio di distribuzione. Nell'attuale contesto normativo le fasce orarie sono infatti utilizzate per determinare il ricavo massimo che l'impresa distributrice può ottenere da ciascuna tipologia di utenza.

L'impiego delle fasce è finalizzato prevalentemente per incentivare un comportamento efficiente dei clienti finali, attraverso la definizione di segnali di prezzo in funzione del periodo in cui il cliente preleva l'energia elettrica, ferma restando la remunerazione dei costi sostenuti dagli esercenti.

La vecchia articolazione delle fasce, introdotta con la delibera n. 5/04, è risultata inadeguata nel raggiungere gli obiettivi delineati, in quanto le fasce raggruppavano ore caratterizzate da un prezzo dell'energia sensibilmente diverso. La disomogeneità del prezzo nelle ore appartenenti a una stessa fascia genera infatti distorsioni e inefficienze nell'allocazione dei costi agli utenti finali di servizio.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera 5 novembre 2004, n. 196, avviando un processo di revisione delle fasce orarie. Il processo di revisione è stato rivolto al raggiungimento di molteplici obiettivi. L'Autorità ha cercato in primo luogo di ridurre la disomogeneità del prezzo registrato in ciascuna fascia oraria, cercando però nel contempo di semplificare l'articolazione delle fasce, attraverso una riduzione del numero di raggruppamenti. L'Autorità si è posta inoltre l'obiettivo di definire un sistema di fasce orarie stabile e che potesse essere applicato, senza ulteriori modifiche, per almeno un periodo di regolazione.

Le proposte dell'Autorità sono state delineate nel Documento per la consultazione 3 luglio 2006. Nel Documento per la consultazione sono state proposte 3 opzioni alternative. In seguito alle risposte degli operatori, l'Autorità ha scelto di adottare la seconda opzione, che prevede una differente articolazione delle fasce orarie tra giorni feriali, sabato e domenica.

La struttura adottata è riassunta nella tavola successiva.

La nuova disciplina delle fasce orarie ha portato a una significativa semplificazione rispetto alla configurazione adottata precedentemente. In particolare:

- il numero delle fasce orarie è stato ridotto a 3 (ore di punta, ore intermedie, ore fuori punta);
- la struttura delle fasce è ora costante in tutti i mesi dell'anno.

L'Autorità ha ritenuto che l'opzione prescelta fosse la più adatta

TAV. 2.2

Articolazione delle fasce orarie

ORE	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
lun	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2
mar	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2
mer	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2
gio	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2
ven	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F1	F2	F2	F2	F2
sab	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2	F2
dom	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

F1: ore di punta; F2: ore intermedie; F3: ore fuori punta

per coniugare le diverse esigenze del processo di revisione in quanto la soluzione adottata, pur essendo caratterizzata da una struttura relativamente semplice, riesce a raggruppare ore caratterizzate da un valore omogeneo dell'energia elettrica.

Mercato all'ingrosso – Riconoscimento dei maggiori costi derivati dall'utilizzo degli impianti di generazione alimentati a olio combustibile

In seguito alle condizioni di emergenza nell'approvvigionamento del gas naturale, verificatesi nel periodo gennaio-marzo 2006, sono state imposte modifiche alle condizioni di funzionamento delle centrali alimentate a olio combustibile, con l'obiettivo di ridurre il consumo di gas naturale nel settore elettrico e assicurare così la sicurezza degli approvvigionamenti per le famiglie e le imprese.

La legge 8 marzo 2006, n. 108, ha previsto in primo luogo la sospensione dell'osservanza dei valori limite delle emissioni per alcune unità di produzione in grado di funzionare utilizzando olio combustibile.

La medesima legge, all'art 1, comma 4, ha inoltre prescritto a Terna di predisporre piani vincolanti di funzionamento degli impianti alimentati a olio combustibile, assimilandoli, ai fini del dispacciamento, alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. Ai titolari degli impianti è stato imposto di offrire la capacità disponibile nel mercato elettrico nel rispetto delle condizioni determinate da Terna. La legge n. 108/06 ha altresì previsto il rimborso dei maggiori costi sostenuti dagli operatori in seguito all'utilizzo degli impianti alimentati a olio combustibile. I criteri per la determinazione dei maggiori oneri sostenuti sono stati definiti dall'Autorità, con la delibera 1 agosto 2006, n. 178.

L'Autorità ha previsto che l'ammontare del risarcimento sia calcolato ponendo a confronto i costi effettivamente sostenuti dagli operatori con i costi che sarebbero stati sostenuti in assenza dei vincoli previsti dalla legge n. 108/06.

I costi derivanti dal rispetto dei vincoli di legge sono stati calcolati tenendo conto sia dei costi variabili di generazione, sia dei costi fissi incrementali, legati per esempio al riavvio delle unità di produzione alimentate a olio combustibile.

Mercato all'ingrosso – Aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia CIP6 e dei contratti pluriennali di importazione

L'art. 3, comma 4, del decreto 14 dicembre 2006 del Ministro dello sviluppo economico prevede che il prezzo di cessione dell'energia CIP6, ceduta al mercato dal GSE, sia indicizzato all'andamento del prezzo dell'energia espresso nel sistema delle offerte (la borsa elettrica).

Analoghe modalità di aggiornamento sono previste per il prezzo di cessione dell'energia sottesa ai contratti pluriennali di importazione nella titolarità dell'Acquirente Unico (art. 5, comma 2, del decreto 15 dicembre 2006 del Ministro dello sviluppo economico).

L'Autorità, nel Documento per la consultazione pubblicato in data 26 febbraio 2007, ha proposto differenti modalità per l'adeguamento del prezzo di cessione dell'energia CIP6 e del prezzo dell'energia riferita ai contratti pluriennali di importazione.

I criteri effettivi per l'aggiornamento sono stati stabiliti con la delibera 30 marzo 2007, n. 82. La delibera prevede che il prezzo di cessione sia aggiornato su base trimestrale, in relazione alla media aritmetica del prezzo registrato nella borsa elettrica. L'Autorità ha adottato due differenti modalità per l'aggiornamento del prezzo di cessione dell'energia CIP6 e dell'energia destinata all'Acquirente Unico. Il prezzo di cessione dell'energia CIP6 è adeguato tenendo conto del prezzo medio registrato nella borsa elettrica nel trimestre antecedente a quello considerato. Per i contratti pluriennali nella titolarità dell'Acquirente Unico è stato invece adottato come riferimento un periodo di un anno. La scelta del periodo è stata effettuata sulla base delle osservazioni presentate dagli operatori al Documento per la consultazione 26 febbraio 2007.

Mercato al dettaglio – Misure per la promozione della concorrenza e della trasparenza nella vendita dell'energia, in vista dell'apertura del mercato domestico

L'Autorità ha avviato diverse iniziative volte ad assicurare un sufficiente livello di trasparenza e concorrenzialità nella fase di vendita dell'energia in vista della completa apertura del mercato elettrico, prevista per l'1 luglio 2007. L'obiettivo dell'Autorità è di mettere i clienti finali, in particolare i clienti domestici, nelle condizioni di poter scegliere il proprio fornitore in modo consapevole, garantendo inoltre l'affidabilità delle società di vendita di energia elettrica.

Oltre al Codice di condotta commerciale e alle Schede di confrontabilità dei prezzi (vedi Capitolo 4 del presente volume), l'Autorità intende sviluppare ulteriori strumenti per aiutare i clienti finali a confrontare le offerte di vendita presentate dagli esercenti (per esempio, motori di calcolo della spesa

annua del cliente, indici sintetici, siti indipendenti per il confronto delle offerte di vendita).

Con la delibera 19 marzo 2007, n. 61, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento finalizzato a definire delle direttive per lo svolgimento dell'attività di vendita. Tali direttive punteranno a tutelare i consumatori garantendo loro, nei rapporti con i venditori, un livello adeguato di potere contrattuale e di informazioni; quest'ultime dovranno riguardare anche le caratteristiche dei venditori, nonché la chiarezza delle loro offerte. In particolare l'Autorità intende:

- imporre obblighi informativi minimi a capo delle società di vendita di energia;
- introdurre un apposito albo degli esercenti l'attività di vendita di energia al dettaglio, definendo nel contempo i requisiti minimi che gli operatori devono rispettare per poter iscriversi all'albo;
- assicurare un'ampia conoscenza, da parte dei clienti finali, delle società operanti nella fase di vendita, attraverso la pubblicazione dell'elenco delle società incluse nell'albo predisposto dall'Autorità.

Mercato al dettaglio – Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato

L'Autorità ha rilevato numerose criticità in vista della completa apertura del mercato della vendita, attesa per l'1 luglio 2007. Tali criticità derivano principalmente dall'incompletezza della normativa che attualmente regola i rapporti tra il titolare del punto di prelievo (o colui che ha mandato ad agire per conto di questo, tipicamente il venditore) e Terna (in veste di titolare del servizio di dispacciamento) e le società di distribuzione (attuali controparti dei contratti per il servizio di trasporto e responsabili dell'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento).

L'Autorità, con il Documento per la consultazione *Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato*, del 12 marzo 2007, ha presentato alcune proposte per superare l'attuale incompletezza del quadro normativo. In particolare il Documento per la consultazione considera le seguenti prestazioni, svolte dai distributori o da Terna a favore delle società di vendita:

- il recesso del cliente finale dal precedente venditore;
- il processo di cambiamento del fornitore;
- la disponibilità dei dati di misura (nella fase pre-contrattuale, nello *switching* e durante il contratto in essere);
- i rapporti dei venditori con le imprese distributrici e Terna, con particolare riferimento alla regolazione delle partite economiche (periodicità della fatturazione, tempi relativi alla determinazione dei corrispettivi, emissione delle fatture e tempi di pagamento), nonché al contenuto informativo dei documenti di fatturazione;
- la predisposizione dell'anagrafica, intesa come il registro elettronico contenente le informazioni caratteristiche dei punti di prelievo di un ambito territoriale, identificati con il codice alfanumerico identificativo unico nazionale (POD);
- la definizione delle modalità di trasferimento delle informazioni sopra ricordate.

L'obiettivo dell'intervento dell'Autorità è di rimuovere alcuni ostacoli all'efficiente funzionamento del mercato, eliminando le potenziali barriere all'entrata di nuovi concorrenti.

Rinnovabili e regimi speciali – Riconoscimento degli oneri per l'acquisto dei certificati verdi sostenuti dagli impianti CIP6

L'Autorità, con la delibera 16 giugno 2006, n. 113, ha previsto di riconoscere gli oneri derivanti dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (oneri relativi all'obbligo di partecipazione al sistema dei certificati verdi), limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 e prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate che non soddisfano la definizione di cogenerazione di cui alla delibera 19 marzo 2002, n. 42.

Il provvedimento CIP n. 6/92, al punto 7-*bis* del titolo II, prevede infatti che il prezzo di cessione definito dal medesimo provvedimento venga aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi per il produttore. L'Autorità ha riconosciuto gli oneri sostenuti dai titolari di impianti CIP6, con le stesse modalità applicate ai produttori da fonti non rinnovabili che destinavano la propria produzione al mercato vincolato per l'obbligo relativo agli anni 2002 e 2003. I criteri per il riconoscimento degli oneri relativi alla partecipazione al sistema dei certificati verdi per gli anni 2002 e 2003 sono conseguentemente gli stessi adottati con le

delibere 5 febbraio 2004, n. 8, e 6 giugno 2005, n. 101. Il valore unitario riconosciuto dall'Autorità per ogni certificato è inferiore al prezzo massimo di riferimento dei certificati verdi, che è dato dal prezzo di cessione dei certificati nella titolarità del GSE, secondo le modalità previste all'art. 9 del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

I costi derivanti dall'attuazione del provvedimento sono stati attribuiti al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera b), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007* (di seguito *Testo integrato*) riportato nell'Allegato A alla delibera dell'Autorità n. 5/04.

Rinnovabili e regimi speciali – Riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE sugli impianti CIP6

L'Autorità ha pubblicato in data 15 novembre 2006 un Documento per la consultazione in materia di definizione dei criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7-*bis*, del provvedimento CIP n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE. Questa, definita anche Direttiva *emission trading*, ha stabilito che dall'1 gennaio 2005 nessun impianto compreso nei settori regolamentati dalla medesima Direttiva (tra cui gli impianti di produzione dell'energia elettrica alimentati da combustibili non rinnovabili di potenza termica superiore a 20 MW_t, a eccezione degli impianti alimentati da rifiuti pericolosi o urbani) possa continuare a operare senza un'apposita autorizzazione a emettere gas a effetto serra.

Nel caso in cui un impianto ecceda il quantitativo di emissioni assegnatogli, l'operatore dovrà acquistare, sul mercato europeo, quote di emissione sufficienti a coprire tale eccedenza, sostenendo quindi un onere aggiuntivo.

I soggetti responsabili degli impianti alimentati da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 possono quindi dover sostenere costi aggiuntivi conseguenti all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE.

Gli orientamenti proposti dall'Autorità nel Documento per la consultazione tengono conto dell'esigenza di armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei produttori con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse, come previsto dall'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Rinnovabili e regimi speciali – Aggiornamento dei costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Con la delibera 27 dicembre 2006, n. 317, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alle determinazioni, di competenza dell'Autorità medesima secondo la legge n. 481/05, aventi a oggetto i costi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche ai fini dell'aggiornamento della delibera 23 febbraio 2005, n. 34, e di applicazione della delibera n. 113/06 per gli anni successivi al 2004.

Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha emesso il Documento per la consultazione 7 febbraio 2007 che formula orientamenti in materia di:

- ridefinizione dei prezzi minimi garantiti previsti dalla delibera n. 34/05 e sue successive modifiche e integrazioni;
- quantificazione del valore medio del certificato verde da riconoscere in applicazione della delibera n. 113/06.

Rinnovabili e regimi speciali – Aggiornamento del Costo evitato del combustibile per le unità di produzione CIP6

L'Autorità, a seguito della delibera 3 luglio 2006, n. 137, e in esito a una consultazione pubblica, ha adottato la delibera n. 249/06 in materia di aggiornamento, per l'anno 2007, del Costo evitato di combustibile per gli impianti di produzione che cedono energia elettrica ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92.

L'aggiornamento della componente Costo evitato di combustibile si è reso necessario in quanto, a decorrere dall'1 gennaio 2007, è venuto meno lo strumento contrattuale (accordo Snam/Confindustria) utilizzato come riferimento per l'aggiornamento di tale componente fino al 31 dicembre 2006.

L'Autorità ha ritenuto opportuno aggiornare la componente Costo evitato di combustibile in modo coerente con l'attuale struttura dei costi del mercato del gas naturale mantenendo inalterati i valori del consumo specifico, espressi in m^3/kWh (definiti dal provvedimento CIP n. 6/92 e dalla delibera 8 giugno 1999, n. 81) e tenendo conto delle riforme dell'assetto del settore del gas naturale e degli interventi in materia dell'Autorità medesima.

Tale aggiornamento comporterà, in prospettiva, anche una riduzione degli oneri generali di sistema che gravano sulla clientela finale, la cui voce più importante (componente A_3 della tariffa elettrica) è tuttora rappresentata dal meccanismo di incentivazione delle unità di produzione CIP6.

Rinnovabili e regimi speciali – Aggiornamento delle condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi della delibera n. 34/05

Il decreto ministeriale 24 ottobre 2005 ha assegnato all'Autorità il compito di riconoscere ai produttori che cedono l'energia elettrica al distributore locale ai sensi della delibera 23 febbraio 2005, n. 34, l'intero prezzo di cessione corrisposto all'Acquirente Unico dalle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, come definito dall'art. 30, comma 30.1, lettere a), b), c), del citato *Testo integrato* (si ricordi che in precedenza il prezzo corrisposto ai produttori era costituito dalla sola lettera a) del suddetto comma 30.1).

L'Autorità ha pertanto ritenuto opportuno determinare le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, in conformità a quanto previsto dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

Conseguentemente, con la delibera 27 dicembre 2006, n. 318, l'Autorità ha aggiornato il prezzo di ritiro dell'energia elettrica previsto dall'art. 4, commi 4.1 e 4.2, della delibera n. 34/05, in linea con quanto previsto dal decreto ministeriale 24 ottobre 2005, prevedendo che:

- il gestore di rete che ritira l'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, riconosca ai produttori un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*;
- il suddetto prezzo, su richiesta del produttore, sia riconosciuto come prezzo unico indifferenziato per fasce orarie, determinato dall'Acquirente Unico come media ponderata sul fabbisogno del mercato vincolato dei valori per fascia oraria del prezzo di cui all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*.

L'Autorità, inoltre, ha previsto che i prezzi di ritiro dell'energia elettrica determinati dalla delibera n. 318/06 siano corrisposti in via provvisoria e salvo conguaglio a seguito dell'esito del giudizio pendente dinanzi al giudice amministrativo avverso l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

Rinnovabili e regimi speciali – Incentivazione al fotovoltaico

Con la delibera 24 febbraio 2006, n. 40, l'Autorità ha apportato le modifiche alla delibera 14 settembre 2005, n. 188, resesi necessarie in seguito alla pubblicazione del decreto del Ministero delle attività produttive 6 febbraio 2006 in materia di erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica mediante trasformazione fotovoltaica della fonte solare.

Con la delibera n. 40/06, l'Autorità, oltre a recepire il decreto ministeriale 6 febbraio 2006, ha ritenuto opportuno precisare le responsabilità e le modalità per l'effettuazione dell'attività di misura dell'energia elettrica prodotta ai fini dell'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché apportare modifiche alla domanda di ammissione alle stesse.

L'Autorità, con la delibera 28 novembre 2006, n. 260, ha successivamente integrato la delibera n. 188/05 con le disposizioni relative alle condizioni tecniche per il posizionamento e il collegamento delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici nei casi in cui il gestore di rete o il gestore contraente sia responsabile del servizio di misura ai sensi dell'art. 3-*bis* della delibera n. 188/05.

Rinnovabili e regimi speciali – Regole per l'avvio operativo del Conto energia

A seguito del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del 19 febbraio 2007 e del procedimento avviato con la delibera 26 febbraio 2007, n. 40, con la delibera 11 aprile 2007, n. 90, l'Autorità ha definito le regole che consentono l'avvio operativo del recente Conto energia per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

In particolare, l'Autorità ha definito le procedure che devono essere seguite in merito alle disposizioni relative alla realizzazione degli impianti fotovoltaici, alle condizioni per l'ammissibilità alla tariffa incentivante, al premio, alle modalità e condizioni di erogazione delle stesse. Tali procedure saranno gestite operativamente dal GSE, che ha attivamente collaborato con l'Autorità alla loro definizione.

Generazione distribuita

In applicazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 89, della legge n. 239/04, l'Autorità, con la delibera 25 luglio 2006, n. 160, ha pubblicato gli esiti dell'indagine sul monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. La relazione dell'Autorità analizza:

- lo stato di evoluzione della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione in Italia relativamente all'anno 2004;
- il quadro regolatorio attualmente applicabile alla generazione distribuita per quanto di pertinenza dell'Autorità, vale a dire relativamente alle condizioni di accesso alle reti elettriche e ai regimi di cessione dell'energia elettrica;
- gli effetti che la diffusione della generazione distribuita può comportare sul sistema elettrico;
- le necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria che l'eventuale progredire della diffusione della generazione distribuita e della microgenerazione comporta.

L'obiettivo principale dell'indagine è stato quello di definire un quadro della situazione attuale in Italia circa l'evoluzione della generazione distribuita e della microgenerazione.
Dalle analisi condotte dall'Autorità è emerso che lo sviluppo e la crescita della generazione distribuita sono ormai realtà non più trascurabili nell'ambito dell'interazione tra le medesime forme di generazione e la rete elettrica; tali fenomeni trovano la loro spinta nella liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica unitamente ai programmi di sviluppo e incentivazione allo sfruttamento delle fonti primarie di energia rinnovabile, in particolare mediante la conversione fotovoltaica, nonché nella promozione della cogenerazione ad alto rendimento.
Inoltre, l'Autorità ha evidenziato numerose interazioni e problematiche tra lo sviluppo della generazione distribuita e lo sviluppo e la gestione in sicurezza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica: i temi relativi alla diffusione della generazione distribuita e della interazione con il sistema elettrico e del gas di tale forma di generazione sono argomento di approfondimento rilevante alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano.
Infine, dall'indagine è emerso che il quadro normativo afferente all'accesso al sistema di distribuzione della generazione distribuita presenta la necessità di essere completato in maniera urgente almeno per quanto riguarda le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di generazione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in bassa tensione, nonché per quanto riguarda la misura dell'energia elettrica prodotta ai fini dell'attuazione degli schemi di incentivazione dello sfruttamento delle fonti rinnovabili.
Con la delibera n. 40/07, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio.

Obblighi di separazione amministrativa e contabile

Con delibera 18 gennaio 2007, n. 11, l'Autorità ha portato a termine la riforma delle regole di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori del gas e dell'elettricità. Le nuove regole di *unbundling*, che sostituiscono quelle precedentemente previste dalle delibere 21 dicembre 2001, n. 310 e n. 311, fissano i presupposti affinché siano garantite:

- la neutralità della gestione delle infrastrutture in concessione e, più in generale, delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico;
- la gestione non discriminatoria delle informazioni commercialmente sensibili e rilevanti per il corretto sviluppo della concorrenza;
- l'assenza di sussidi incrociati tra attività, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle operate in mercati non soggetti a regolamentazione tariffaria, ovvero in via di liberalizzazione;
- la presenza di un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge n. 481/95, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

Certamente la separazione proprietaria delle attività essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico dalle altre (a partire dalla trasmissione dell'energia elettrica e dal trasporto e stoccag-

gio del gas naturale) costituirebbe il più efficace strumento per il raggiungimento almeno delle prime tre finalità appena richiamate. Tuttavia una simile previsione esula dai poteri che il legislatore ha attribuito all'Autorità e pertanto il loro perseguimento, in presenza di imprese (o gruppi di imprese) verticalmente integrate, può essere raggiunto solo attraverso l'intervento congiunto su aspetti organizzativi e di *governance* delle imprese interessate e sulle modalità di rilevazione contabile dei fatti economici e patrimoniali delle medesime.

Il provvedimento adottato dall'Autorità sposa pertanto l'impostazione delle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, di una separazione amministrativa declinata in termini di *separazione funzionale*, che va a incidere sulla *corporate governance* delle imprese (quell'insieme di processi, politiche, abitudini, norme e istituzioni che influenzano le modalità in cui una società è amministrata e controllata), con l'obbiettivo di garantire l'indipendenza e la terzietà nella gestione delle sole attività essenziali per la liberalizzazione nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, con particolare riferimento agli interessi degli esercenti che operano contemporaneamente in attività liberalizzate. Nel contempo il provvedimento opera una importante semplificazione delle disposizioni in materia di separazione contabile delle attività dei due settori, prevedendo anche il ricorso alle informazioni derivanti dalla cosiddetta contabilità analitica o industriale.

In ragione della novità dell'intervento e dell'ampiezza dei suoi effetti, l'Autorità ha previsto tempi lunghi (circa un anno) per la completa attuazione degli obblighi di separazione funzionale, in particolare per quelli che richiedono revisioni organizzative all'interno dell'impresa, come nel caso della creazione di un "gestore indipendente" cui affidare le attività da separare e della definizione di "programmi degli adempimenti" tesi a rendere i processi interni delle imprese coerenti con le finalità della separazione funzionale.

Regolamentazione delle infrastrutture

Dispacciamento – Modifiche alla disciplina del dispacciamento

L'Autorità, con la delibera 9 giugno 2006, n. 111, ha prospettato, per l'anno 2007, numerose modifiche alla disciplina del dispacciamento introdotta con delibera 30 dicembre 2003, n. 168.

Le principali modifiche apportate riguardano la regolazione del sistema di garanzie per la copertura del rischio di controparte e la revisione delle modalità di registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica.

L'esperienza dei primi anni di operatività del mercato elettrico ha fatto emergere l'esigenza di aumentare la flessibilità della registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica, in modo da favorire lo sviluppo di mercati per la negoziazione a termine.

La disciplina originaria del servizio di dispacciamento presentava infatti alcune criticità, derivanti dalla necessità di garantire una stretta corrispondenza fra ciascuna transazione commerciale e i corrispondenti impegni a immettere/prelevare energia dal sistema. In particolare:

- i programmi orari di prelievo/immissione dovevano essere identificati già nella fase di registrazione dei contratti;
- non era possibile effettuare, nel mercato del giorno prima, la chiusura delle posizioni derivanti da acquisti e vendite a termine, con la conseguente parziale inefficienza della programmazione degli impianti di produzione;
- non era consentito l'aggiustamento delle posizioni tra operatori. Gli utenti del dispacciamento in prelievo, per esempio, non potevano presentare offerte di vendita nel mercato.

Tali regole, indispensabili nella fase di avvio del mercato elettrico,

rappresentano un potenziale ostacolo allo sviluppo di mercati a termine organizzati. La negoziazione a termine richiede infatti la possibilità di aggiustare le posizioni commerciali anche rinegoziando nel tempo con gli altri operatori, senza dover utilizzare le piattaforme operative relative al servizio di dispacciamento.
L'Autorità era già intervenuta per risolvere alcuni dei problemi evidenziati, introducendo:

- la facoltà, per gli utenti del dispacciamento, di delegare un terzo a registrare acquisti e vendite sia a termine sia nel sistema delle offerte;
- la facoltà per gli operatori di mercato di ricorrere agli sbilanciamenti a programma, ovvero di cedere nel mercato del giorno prima eventuali acquisti non bilanciati da corrispondenti programmi in prelievo;
- la possibilità, per gli utenti di dispacciamento in prelievo, di scambiare energia attraverso la Piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda (PAB).

L'utilizzo di diverse piattaforme per la comunicazione dei programmi di immissione e di prelievo, sebbene funzionale a risolvere le difficoltà rilevate, ha fatto aumentare la complessità del sistema, oltre ad accentuare alcune criticità già esistenti. In particolare la verifica della congruità fra i programmi di prelievo e immissione e le effettive capacità fisiche di immettere e prelevare energia è divenuta più difficoltosa.
Il secondo elemento di debolezza nella disciplina del mercato era rappresentato dall'assenza di un sistema di garanzie efficace e in grado di coprire Terna dai rischi di controparte connessi con l'attività di dispacciamento.
L'Autorità, con la delibera n. 111/06, è quindi intervenuta con l'obiettivo di ridefinire il regime di registrazione dei contratti e di introdurre anche un sistema di garanzie.
L'architettura del nuovo sistema di registrazione dei contratti prevede una distinzione fra la gestione delle posizioni commerciali (acquisti e vendite) e i relativi programmi di immissione e prelievo. Nel Conto energia a termine sono registrati separatamente le transazioni commerciali e i programmi finali di immissione e prelievo. Gli operatori di mercato non sono tenuti a indicare i programmi di immissione e prelievo nella fase di registrazione dei contratti.
I programmi di immissione e prelievo devono essere registrati entro il termine previsto per la presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima e devono riferirsi al saldo tra le vendite e gli acquisti registrati nel Conto energia a termine.
Ulteriori flessibilità sono previste per gli operatori che hanno ottenuto la qualifica per la partecipazione al sistema delle offerte. Tali operatori possono:

- presentare programmi di immissione inferiori alle vendite nette registrate. Tale richiesta corrisponde alla volontà dell'operatore di riacquistare la quantità di energia corrispondente alla quota non coperta dal sistema delle offerte;
- presentare programmi di prelievo inferiori agli acquisti netti registrati. In questo caso la quota di energia non coperta con programmi di prelievo è rivenduta nel sistema delle offerte.

Gli operatori qualificati possono inoltre presentare programmi di immissione e prelievo vincolati alle condizioni di prezzo che si formano nel mercato del giorno prima. Tale opportunità consente agli operatori che hanno registrato acquisti o vendite a termine di scegliere se programmare la corrispondente energia in acquisto o in vendita o di riacquistare/rivendere la stessa energia nel mercato del giorno prima sulla base del prezzo che si determina nel medesimo mercato, garantendo in tal modo che la programmazione degli impianti di produzione e consumo sia efficiente.
Per quanto riguarda il sistema di garanzie, l'Autorità nei Documenti per la consultazione diffusi nel corso del 2005 aveva proposto due possibili modalità di organizzazione:

- sistema di tipo mutualistico assicurativo, in cui gli oneri derivanti dall'insolvenza di un operatore sono ripartiti sugli altri operatori (per esempio, attraverso la costituzione di un apposito fondo);
- sistema di tipo individuale, che impone a ciascun operatore la presentazione di garanzie sufficienti a coprire l'esposizione con Terna.

L'Autorità ha infine optato per un sistema di garanzie di tipo individuale, parzialmente integrato da una componente di tipo mutualistico. Infatti, gli eventuali oneri che dovessero emergere per l'insolvenza degli operatori, non coperti da parte del sistema di garanzie di tipo individuale, saranno socializzati tra tutti gli utenti del dispacciamento.
La data di applicazione della nuova disciplina del dispacciamento, inizialmente prevista per l'1 gennaio 2007, è stata successivamen-

te rinviata all'1 aprile 2007, con la delibera 16 novembre 2006, n. 253. Il rinvio della data di applicazione della nuova disciplina è derivato dalla necessità sia di concedere agli operatori un periodo sufficiente per lo svolgimento delle prove sia di adeguare i sistemi informativi.

Con la delibera 27 dicembre 2006, n. 314, l'Autorità ha inoltre esteso la piena operatività della Piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda fino al 31 marzo 2007, in modo da consentire l'aggiustamento bilaterale della domanda con le stesse modalità applicate nel 2006, anche nel trimestre antecedente l'entrata in vigore della nuova disciplina di dispacciamento.

In seguito ai test di funzionamento della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), alcuni operatori hanno riscontrato problemi di natura tecnica. Si sono inoltre verificate difficoltà procedurali per il rilascio delle garanzie finanziarie nei confronti di Terna. L'Autorità, conseguentemente, con la delibera 27 marzo 2007, n. 73, ha modificato la disciplina del dispacciamento, spostando la data di piena operatività della Piattaforma dei conti energia a termine. La Piattaforma è stata attivata il primo aprile, come previsto dalla delibera n. 253/06, ma gli operatori hanno potuto registrare transazioni riferite esclusivamente al periodo successivo all'1 maggio 2007. L'Autorità, con la delibera n. 73/07, ha inoltre modificato la delibera n. 111/06, in modo da confermare anche per il 2007 le disposizioni transitorie della disciplina di dispacciamento previste per il 2006 e in particolare la possibilità concessa a Terna di presentare offerte integrative nel mercato del giorno prima. Il mantenimento del sistema di offerte integrative ha comportato la necessità di prorogare il divieto alla partecipazione al mercato di aggiustamento (MA) per i punti di dispacciamento in prelievo. La partecipazione degli utenti in prelievo al mercato di aggiustamento avrebbe potuto infatti portare a un incremento degli oneri sostenuti da Terna per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

Dispacciamento – Profilazione convenzionale dei consumi di energia elettrica

L'Autorità, con la delibera 21 novembre 2006, n. 256, ha avviato un procedimento volto a superare alcune criticità della disciplina relativa alla determinazione convenzionale dei profili di consumo per i punti di prelievo non trattati su base oraria (*load profiling*), introdotta con la delibera 16 ottobre 2003, n. 118. Gli aspetti critici individuati dall'Autorità riguardano in particolare:

- la presenza di una differente modalità di calcolo del profilo convenzionale di prelievo tra gli impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria inclusi nel mercato vincolato e quelli compresi nel mercato libero;
- l'inclusione nella disciplina del *load profiling* di tutti i punti di prelievo in media e bassa tensione appartenenti al mercato vincolato, indipendentemente dalla presenza di un misuratore in grado di rilevare l'andamento orario dei prelievi di energia.

Le disparità di trattamento degli impianti di illuminazione pubblica possono portare a distorsioni nella scelta di passaggio di tali utenze al mercato libero. L'Autorità, al riguardo, si propone di modificare i criteri di calcolo dei profili convenzionali di prelievo per tali tipologie di utenze.

Per quanto riguarda le modalità di trattamento delle utenze incluse nel mercato vincolato, l'Autorità ha sottolineato come il *Testo integrato* preveda già l'obbligo di installazione di misuratori orari per tutti gli utenti allacciati in media e alta tensione. Inoltre nel Documento per la consultazione 26 luglio 2006 (vedi oltre), l'Autorità ha proposto di dotare tutti i clienti finali in bassa tensione di misuratori elettronici in grado, tra l'altro, di registrare i prelievi orari. L'Autorità, con il procedimento avviato, intende conseguentemente sviluppare un'analisi dei costi e dei benefici delle differenti modalità di determinazione convenzionale dei profili di prelievo, per valutare l'opportunità di estendere il trattamento su base oraria anche ai clienti finali in media e bassa tensione.

Dispacciamento – Revisione della disciplina per la remunerazione dell'interrompibilità istantanea e con preavviso

L'Autorità, con la delibera 15 dicembre 2006, n. 289, ha modificato la disciplina relativa all'approvvigionamento delle risorse in grado di garantire l'interrompibilità istantanea o con preavviso dei prelievi di energia elettrica. La nuova disciplina sarà applicata a partire dall'1 gennaio 2008, in modo da garantire un periodo di tempo congruo per la definizione delle nuove procedure operative per l'approvvigionamento delle risorse interrompibili. Per il 2007 sono state confermate le modalità di approvvigionamento in vigore nel 2006.

La nuova disciplina prescrive un regime differente a seconda del tipo di servizio di interrompibilità fornito. In particolare, per le unità interrompibili con preavviso è prevista la partecipazione al mercato di dispacciamento.

Terna potrà comunque acquisire le risorse interrompibili con preavviso attraverso la contrattazione a termine, al di fuori del mercato del servizio di dispacciamento.
Le unità in grado di garantire l'interrompibilità istantanea saranno invece selezionate attraverso apposite procedure concorsuali, organizzate da Terna.
Le procedure per la selezione delle risorse interrompibili saranno stabilite da Terna, coerentemente con il disposto della delibera n. 289/06. Terna, in particolare, deve stabilire l'ammontare delle risorse necessarie a garantire la sicurezza del sistema, assicurando:

- un'adeguata distribuzione delle risorse interrompibili istantaneamente sul territorio nazionale;
- la suddivisione del servizio tra un ampio numero di soggetti.

L'ammontare complessivo del carico interrompibile istantaneamente non potrà comunque superare i 2.000 MW. Le offerte saranno selezionate attraverso una gara al ribasso rispetto a una base d'asta individuata dall'Autorità, a partire da un valore di riferimento di 150.000 €/MW/anno. La remunerazione dei soggetti che offrono il servizio di interrompibilità istantanea, oltre che dal prezzo risultante dalla procedura di selezione, dipenderà anche dal numero effettivo di interruzioni registrate. L'art. 3.3 prevede un ulteriore corrispettivo da applicare qualora il numero di interruzioni sostenute risulti superiore o inferiore a 10.

Dispacciamento – Misure per il contenimento dei costi di dispacciamento

Nel mese di aprile 2006 si è verificata una crescita significativa del corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento (c.d. *uplift*). L'Autorità ha avviato, con la delibera 23 giugno 2006, n. 123, un procedimento finalizzato a introdurre misure urgenti per contenere i costi del servizio di dispacciamento a carico dei clienti finali. Una prima serie di misure, applicate a partire dall'1 agosto 2006, sono state disposte con la delibera 27 luglio 2006, n. 165. L'ambito dell'intervento ha riguardato in particolare:

- le modalità di calcolo del corrispettivo di sbilanciamento;
- il rafforzamento dei sistemi di monitoraggio del mercato dei servizi di dispacciamento;
- le modalità di remunerazione delle unità di produzione che partecipano al mercato per i servizi di dispacciamento;
- le circostanze in cui Terna può presentare offerte nel mercato del giorno prima.

L'Autorità ha comunque ritenuto che per superare i problemi riscontrati fosse necessaria una più ampia revisione della disciplina del mercato dei servizi di dispacciamento.
Con il Documento per la consultazione 29 novembre 2006, l'Autorità ha suggerito di:

- permettere a Terna di acquisire le risorse necessarie al servizio di dispacciamento anche al di fuori del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) tramite contratti a termine;
- applicare il regime previsto per le unità essenziali alla sicurezza del sistema anche nel caso in cui le risorse essenziali alla sicurezza possano essere fornite da più impianti nella titolarità del medesimo soggetto;
- sperimentare forme di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi sostenuti da Terna per l'erogazione del servizio di dispacciamento;
- modificare le modalità di calcolo del corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento (*uplift*). L'Autorità, al riguardo, ha proposto che Terna calcoli il corrispettivo *ex ante* su base trimestrale, attraverso una stima dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

La proposta di acquisire le risorse necessarie per il servizio di dispacciamento tramite contratti a termine, così come la revisione delle modalità di calcolo dell'*uplift*, hanno trovato applicazione con la delibera n. 314/06.

Dispacciamento – Modifiche alla disciplina di dispacciamento delle unità di produzione CIP6

L'Autorità, con la delibera 3 luglio 2006, n. 138, ha avviato un procedimento volto a ottimizzare le procedure di dispacciamento degli impianti CIP6, con l'intento di individuare opportuni strumenti che contribuiscano a ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica e delle risorse per il dispacciamento nel sistema elettrico nazionale, nonché per la riduzione degli oneri A_3 ricadenti sui clienti finali.

Le proposte presentate dall'Autorità nel Documento per la consultazione 5 dicembre 2006 riguardano i seguenti aspetti:

- le modalità di partecipazione delle unità CIP6 al mercato del giorno prima;
- le modalità di partecipazione delle unità CIP6 al mercato dei servizi di dispacciamento;
- i criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento a carico dei titolari di unità di produzione CIP6 abilitate alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento.

Un ulteriore intervento dell'Autorità ha riguardato l'attribuzione degli sbilanciamenti e dei corrispettivi di sbilanciamento con riferimento alle unità di produzione CIP6 "miste", ovvero le unità la cui capacità produttiva è in parte destinata al Gestore del mercato elettrico (GME), ai sensi della convenzione CIP6 e in parte resta nella disponibilità del titolare dell'impianto. L'Autorità, con la delibera 12 giugno 2006, n. 112, ha disciplinato le modalità di presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima e le regole per la ripartizione dei corrispettivi di sbilanciamento tra il GSE e i soggetti titolari delle unità CIP6 "miste".

Misura

L'Autorità, con delibera 3 agosto 2006, n. 182, ha intimato alle imprese distributrici di adempiere alle disposizioni per il servizio di misura nei punti di immissione di cui al *Testo integrato*.
L'intimazione fa seguito a segnalazioni espresse da parte di numerosi operatori circa l'aggravio degli oneri di misura per i produttori che prelevano energia elettrica dai punti di immissione.
Con la delibera n. 182/06, l'Autorità ha chiarito che, con riferimento ai punti di immissione si applicano esclusivamente le regole per la misura previste per i punti di immissione, anche nei casi in cui, dallo stesso punto, si rilevino prelievi di energia elettrica.
In particolare, con la delibera n. 182/06, si chiarisce che la remunerazione del servizio di misura, nei punti di immissione sia unicamente quella prevista per i soggetti produttori e non debba essere applicato un doppio trattamento (sia da produttore, sia da cliente finale).
L'Autorità ha intimato alle imprese distributrici di provvedere ai necessari conguagli da corrispondere entro 90 giorni dalla data di notificazione della delibera n. 182/06 a favore degli utenti che abbiano versato corrispettivi aggiuntivi rispetto a quanto previsto dalle condizioni economiche sopra richiamate.
Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, a seguito delle proposte presentate con il Documento per la consultazione 26 luglio 2006, l'Autorità ha reso obbligatoria per tutti i distributori di elettricità operanti sul territorio nazionale l'installazione di nuovi contatori elettronici di energia elettrica presso tutte le famiglie e le piccole imprese. Durante il terzo periodo di regolazione (2008-2011), ciascun distributore dovrà infatti installare, presso i propri clienti in bassa tensione, i contatori elettronici, approvvigionandosi liberamente da società specializzate concorrenti che già offrono sul mercato numerosi modelli con idonee caratteristiche tecniche. L'obbligo è stato esteso in modo progressivo: entro l'anno 2008 la diffusione dei contatori dovrà essere garantita ad almeno il 25% dei consumatori; entro il 2009 al 65%; entro il 2010 al 90%; ed entro il 2011 al 95% dei consumatori.
Entro l'anno 2008 dovranno essere installati i contatori elettronici per tutti i clienti di bassa tensione non domestici con potenza disponibile superiore a 55 kW. I clienti di tale fascia appartenenti al mercato libero saranno progressivamente trattati su base oraria in accordo alle disposizioni previste dalla delibera n. 118/03.
L'iniziativa dell'Autorità intende dare impulso allo sviluppo della concorrenza nella vendita di energia elettrica in previsione dell'1 luglio 2007 quando, come previsto dalla legislazione europea, si completerà il processo di liberalizzazione del mercato – dal lato domanda – garantendo anche alle famiglie (oltre che alle piccole e medie imprese, e ai clienti industriali alimentati in alta e media tensione) la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica.
L'Autorità ha ritenuto che le prestazioni offerte dai nuovi contatori debbano poter essere rese disponibili a tutti i consumatori, indipendentemente dalle dimensioni della società di distribuzione dalla quale sono serviti. A supporto dell'iniziativa verrà attivato un meccanismo che disincentivi ogni eventuale mancata o ritardata sostituzione degli attuali contatori elettromeccanici.
I contatori elettronici, e i sistemi preposti alla loro telegestione, garantiscono una serie di importanti prestazioni di base. Innanzitutto consentono l'offerta di tariffe biorarie o multiorarie, che possono permettere risparmi con un uso più intelligente dell'energia elettrica modulato in funzione dei differenti prezzi orari. In secondo luogo consentono: di emettere fatture basate su effet-

tivi consumi (la cui integrità è garantita in modo continuativo da opportuni meccanismi di protezione e controllo); di migliorare e velocizzare i servizi commerciali resi alla clientela in occasione di subentri, volture, cambi della potenza contrattuale o del piano tariffario; di rendere più veloce il passaggio da un fornitore di energia elettrica a un altro. Dovranno essere garantite le medesime prestazioni a tutti i consumatori, sia a quelli che decideranno di passare a un nuovo fornitore di energia elettrica sia a quelli che decideranno di rimanere con il fornitore tradizionale.

Misura – Anagrafica dei punti di immissione e prelievo e obblighi per i responsabili delle misure

La delibera n. 168/03 prevede che le società di distribuzione tengano un registro elettronico dei punti di immissione e di prelievo (POD) localizzati nel territorio di competenza, caratterizzato da un codice identificativo omogeneo su tutto il territorio nazionale. Le procedure per la definizione del codice sono state coordinate da Terna, con il coinvolgimento delle società di distribuzione e di tutti i soggetti interessati. Il termine ultimo per l'avvio del registro elettronico era stato originariamente previsto per il 30 giugno 2006.

Terna ha tuttavia evidenziato la sussistenza di criticità in merito al rispetto dei termini previsti in riferimento ai punti di prelievo del mercato vincolato non trattati su base oraria, nonché alcuni elementi di incertezza nell'assegnazione del codice identificativo ai punti di emergenza. In conseguenza delle criticità evidenziate, Terna ha avviato un'attività ricognitiva in merito allo stato di applicazione del registro ai punti di prelievo inclusi nel mercato libero, invitando peraltro le imprese distributrici a inviare proposte per la modifica dei termini di applicazione del registro ai punti di prelievo inclusi nel mercato vincolato non trattati su base oraria.

In esito all'attività ricognitiva di Terna alcune società di distribuzione hanno sottolineato la difficoltà di rispettare il termine del 30 giugno, non solo per i punti di prelievo inclusi nel mercato vincolato ma anche per quelli inclusi nel mercato libero.

L'Autorità in conseguenza dei problemi rilevati, con la delibera 2 agosto 2006, n. 183, ha rinviato il termine ultimo per la piena operatività del registro elettronico al 31 dicembre 2006.

La delibera ha inoltre introdotto un vincolo temporale che Terna è tenuta a rispettare nel comunicare le misure dei prelievi agli utenti del dispacciamento. L'introduzione del vincolo è stata motivata dalla necessità di superare alcune difficoltà riscontrate dagli utenti nella verifica dei corrispettivi di dispacciamento.

Oltre all'intervento sulla disciplina del registro elettronico, si segnalano due ulteriori provvedimenti dell'Autorità riferiti al servizio di misura.

L'Autorità, con la delibera 24 gennaio 2006, n. 18, ha introdotto un limite temporale per la comunicazione agli utenti del dispacciamento dell'avvenuta sostituzione di un misuratore tradizionale con un misuratore orario.

Il provvedimento è volto a evitare eventuali ritardi nell'applicazione del trattamento orario ai punti di prelievo dotati di misuratore elettronico.

Infine, con la delibera 20 giugno 2006, n. 121, è stato prescritto l'obbligo per i soggetti responsabili del servizio di misura di conservare i dati relativi alle misure di energia elettrica, sia in immissione sia in prelievo, per un periodo minimo di 5 anni.

Misura – Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione

L'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 88, ha introdotto alcune disposizioni in merito al servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti di generazione. Il provvedimento definisce criteri puntuali per la misura dell'energia elettrica qualora i dati relativi all'energia prodotta siano necessari per l'attuazione di una disposizione normativa.

Alla luce dell'attuale quadro normativo le disposizioni previste dalla delibera n. 88/07 si applicano esclusivamente:

- per la misura dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici che percepiscono l'incentivo in "conto energia";
- per la misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che partecipano al sistema dei certificati verdi.

Le disposizioni non riguardano la misura dell'energia immessa e prelevata dalla rete da un impianto di produzione. Fino al termine del periodo di regolazione 2004-2007, il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata sarà regolato secondo le disposizioni del *Testo integrato*.

La delibera n. 88/07 attribuisce al gestore della rete la responsabilità del servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata inferiore ai 20 kW. Il soggetto titolare

dell'impianto in questo caso è tenuto a versare al gestore della rete un corrispettivo definito dall'Autorità.

La responsabilità della misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata superiore ai 20 kW è invece attribuita al produttore. Il titolare dell'impianto ha comunque la facoltà di avvalersi del gestore di rete per l'erogazione del servizio, dietro il pagamento di un compenso stabilito dal gestore di rete medesimo.

Misura – Obblighi di installazione di misuratori orari per i punti di prelievo in media tensione

La delibera n. 5/04, ha imposto alle società di distribuzione l'installazione di misuratori orari nei termini di seguito indicati:

- entro il 30 giugno 2004, relativamente ai punti di prelievo in altissima e alta tensione e ai punti di prelievo in media tensione con una potenza disponibile superiore ai 500 kW;
- entro il 31 dicembre 2004, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 201 kW e fino a 500 kW;
- entro il 31 dicembre 2005, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile a partire da 101 kW e fino a 200 kW;
- entro il 31 dicembre 2006, relativamente ai punti di prelievo in media tensione con potenza disponibile pari o inferiore a 100 kW.

L'Autorità, a causa delle difficoltà riscontrate dai distributori nell'approvvigionamento dei contatori orari, con la delibera 7 novembre 2005, n. 230, ha rinviato al 31 dicembre 2006 il termine ultimo per l'installazione dei misuratori per i punti di prelievo in media tensione con una potenza compresa fra i 101 kW e i 200 kW. La delibera n. 230/05 ha inoltre imposto ai distributori di inviare all'Autorità un rapporto attestante l'avvenuto completamento delle installazioni dei misuratori orari nei termini previsti.

Dai rapporti inviati all'Autorità è emerso che un numero rilevante di distributori non è stato in grado di rispettare il termine per l'installazione dei misuratori orari, a causa di oggettive difficoltà tecniche e di accesso agli impianti dei clienti con punti di prelievo in alta e media tensione.

L'Autorità, con la delibera 21 marzo 2007, n. 58, ha quindi provveduto a rinviare il termine ultimo per l'installazione dei misuratori orari al 15 aprile 2007. La delibera n. 58/07 ha inoltre modificato le condizioni per il rispetto dell'obbligo, introducendo una soglia di tolleranza. I distributori sono tenuti a rispettare l'obbligo, salvo che per un massimo dell'1% del numero complessivo dei punti di prelievo.

Tra le disposizioni della delibera n. 58/07 si segnala anche la richiesta, ad alcune società inadempienti, di inviare entro il 15 aprile 2007 il rapporto sullo stato di adempimento dell'obbligo di installazione dei misuratori orari.

Infine sono stati introdotti alcuni meccanismi atti a garantire la continuità di fatturazione per i clienti finali in alta e media tensione che al 31 dicembre 2006 risultavano ancora sprovvisti di misuratori orari. L'Autorità, con la delibera n. 321/06, ha infatti cessato la pubblicazione della componente CCA monoraria per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettere e) ed f), dell'Allegato A alla delibera n. 5/04 (utenze in alta tensione e utenze in media tensione diverse dall'illuminazione pubblica).

La delibera n. 58/07 prevede che a tali clienti, se sprovvisti di misuratore orario, sia applicato un profilo di prelievo costante ai fini della fatturazione. Una volta installato il misuratore orario l'impresa distributrice dovrà procedere al conguaglio degli importi fatturati, applicando il profilo registrato dal cliente nel medesimo periodo dell'anno successivo. Il conguaglio dovrà essere effettuato esclusivamente nel caso in cui risulti vantaggioso per l'utente.

Allacciamenti – Regole tecniche ed economiche per la connessione con la rete in tensione inferiore a 1 KW

A seguito di un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio, avviato con la delibera n. 40/07, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 89, ha definito le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV.

Fra le novità più significative, nell'ambito delle connessioni è stato introdotto un sistema di indennizzi in caso di ritardi nella definizione del preventivo e nella realizzazione della connessione della produzione da parte dell'impresa distributrice; una riduzione del 50% dei corrispettivi di connessione per gli

impianti da fonte rinnovabile coerentemente con quanto già deliberato per le connessioni in media e alta tensione con la delibera 19 dicembre 2005, n. 281.

Allacciamenti – Regole-tipo per la connessione con le reti in media e alta tensione

Il 5 dicembre 2006, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione recante le regole-tipo, di natura tecnica, per la connessione con le reti elettriche in alta e media tensione. Tali regole-tipo indicano le modalità tecniche che dovranno essere adottate dalle imprese distributrici e dai soggetti che intendono connettersi con le reti elettriche di distribuzione (per esempio, i produttori o i clienti finali connessi con le reti di distribuzione con tensione nominale superiore a 1 kV), oppure che intendono apportare significative modifiche alle connessioni in essere. L'introduzione di regole-tipo concorrerà allo stabilirsi di condizioni di effettiva trasparenza nell'accesso alle reti elettriche.

Le regole tecniche di connessione con le reti di distribuzione sono state finora adottate dalle singole imprese distributrici in modo autonomo, rispondendo a criteri definiti discrezionalmente dalle singole imprese.

Con tale Documento per la consultazione l'Autorità intende promuovere l'adozione – da parte delle imprese distributrici – di regole tecniche di connessione secondo regole-tipo (redatte dal Comitato elettrotecnico italiano – CEI – sulla base di direttive stabilite dall'Autorità), rispondendo quindi a esigenze di trasparenza e di non discriminazione.

Regolamentazione della qualità

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso dell'anno 2006 ha riguardato varie attività: l'attuazione delle norme fissate per il periodo regolatorio 2004-2007 dal *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici (delibera 30 gennaio 2004, n. 4 e successive modifiche e integrazioni); l'introduzione di nuove disposizioni relative alla rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico; l'introduzione di semplificazioni relative agli adempimenti dei clienti e altre utenze alimentati in media tensione; la diffusione di due Documenti per la consultazione contenenti proposte di regolazione sui temi relativi alle *interruzioni estese e prolungate* e alla *qualità dei servizi telefonici commerciali*, temi che confluiranno nella nuova regolazione per il terzo periodo regolatorio, il cui procedimento ha preso l'avvio con la delibera 28 settembre 2006, n. 209.

Regolazione della durata delle interruzioni

La regolazione della durata delle interruzioni in vigore per il periodo 2004-2007 incentiva la riduzione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe, basandosi sull'individuazione di "livelli tendenziali" di continuità del servizio, differenziati per ambito territoriale, in relazione al livello effettivo misurato all'inizio del periodo di regolazione e "convergenti" verso livelli obiettivi. Ogni anno l'Autorità verifica se tali livelli tendenziali siano stati raggiunti; nel caso siano stati superati, l'impresa di distribuzione riceve un incentivo (proporzionale al miglioramento rispetto al livello tendenziale fissato), mentre se non sono stati raggiunti all'impresa è inflitta una penalità.

Gli obiettivi di miglioramento si riferiscono all'indicatore di riferimento (durata complessiva delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT), calcolato su base biennale, escludendo le interruzioni attribuite a cause di forza maggiore o con origine sulle reti di alta tensione e sulla rete di trasmissione nazionale, e in alcuni casi (Enel Distribuzione Spa, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione Trento Spa) in base al meccanismo volontario di riduzione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, compren-

dendo anche i danni provocati da terzi (prevalentemente interruzioni dovute a danni di terzi). Le altre imprese distributrici che non hanno aderito al meccanismo continuano a utilizzare il precedente metodo di attribuzione delle interruzioni a danni provocati da terzi, basato sulle evidenze documentali. Tetti massimi agli incentivi e alle penalità sono previsti allo scopo di contenere il rischio economico associato a questa regolazione incentivante, che ha prodotto notevoli effetti di miglioramento dei "minuti persi" a livello nazionale e regionale (si veda il primo volume).

L'Autorità come ogni anno ha effettuato verifiche ispettive (vedi Capitolo 5) sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati dalla regolazione. Il piano delle verifiche ispettive è stato definito con la delibera 17 maggio 2006, n. 96, e ha riguardato 5 esercizi di Enel Distribuzione per un totale di 52 ambiti territoriali (province di Ancona, Cagliari, Como, Salerno e Palermo), e 2 imprese elettriche locali che sono soggette alla regolazione della durata delle interruzioni (Asm Brescia Spa e Deval Spa). L'esito dei controlli è risultato soddisfacente: come nei due anni precedenti non sono stati riscontrati dati non validi riferiti agli ambiti territoriali verificati. Si conferma quindi la tendenza in atto da alcuni anni a un progressivo miglioramento delle imprese distributrici nella registrazione delle interruzioni, che si affianca al miglioramento sostanziale della continuità del servizio (si veda il primo volume, Capitolo 2, paragrafo *Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica*).

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dagli esercenti soggetti alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, escludendo Hera Bologna Spa che ha comunicato di aver riscontrato errori materiali nei dati di continuità del servizio relativamente a due ambiti territoriali, l'Autorità ha chiuso il procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2005, con la delibera 21 novembre 2006, n. 257. Sono stati assegnati incentivi per un totale di 130 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 12% in durata e dell' 8% in numero di interruzioni per cliente dal 2004 al 2005 (valori medi nazionali; per i valori regionali e provinciali è possibile consultare i dati di continuità sul sito Internet dell'Autorità).

A questi incentivi si affiancano penalità accumulate per l'anno 2005 pari a 5,9 milioni di euro, che, in base alle disposizioni del *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici, saranno dilazionate in 2 rate uguali per gli anni 2006 e 2007; per ciascuno dei due anni, qualora nell'ambito territoriale venga raggiunto il livello tendenziale assegnato, la penalità sarà ridotta in misura pari alla rata annuale. Oltre al meccanismo di diluizione delle penalità, i risultati economici tengono conto dell'effetto dell'introduzione di un tetto massimo agli incentivi e alle penalità e delle riduzioni dovute al meccanismo che richiede un miglioramento particolare (almeno il 10% in più rispetto al tendenziale) agli ambiti territoriali che alla conclusione del primo periodo si trovavano in condizioni di non aver raggiunto l'obiettivo assegnato.

Ai fini dell'accertamento della validità dei dati di continuità del servizio forniti da Hera Bologna per l'anno 2005, l'Autorità ha sospeso temporaneamente il procedimento per questa impresa al fine di procedere alla rettifica delle informazioni rilevanti e al conseguente ricalcolo degli indicatori rilevanti ai fini degli incentivi, disponendo anche una verifica ispettiva supplementare per gli ambiti territoriali interessati. La verifica ispettiva effettuata dagli Uffici dell'Autorità in collaborazione con la Guardia di Finanza ha verificato la corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, e il calcolo degli indicatori di continuità del servizio, dando esito positivo; pertanto con la delibera 23 febbraio 2007, n. 38, sono stati determinati gli incentivi complessivi per l'anno 2005 spettanti a Hera Bologna per un ammontare di 321.945,06 €.

Nel corso dell'anno 2006 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento degli obblighi di comunicazione all'Autorità da parte degli esercenti dei dati di qualità del servizio. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 18 luglio 2006, n. 149, con la quale l'Autorità ha intimato gli esercenti inadempienti a ottemperare entro il 30 settembre 2006 agli obblighi di comunicazione previsti dall'art. 16 del *Testo integrato* della qualità dei servizi elettrici e dagli artt. 32 e 58 del *Testo integrato* della qualità dei servizi gas, pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori. Tutti i soggetti intimati hanno ottemperato ai propri obblighi.

Regolazione del numero delle interruzioni

Dal 2006 oltre alla regolazione della durata delle interruzioni è in vigore la regolazione individuale del numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti alimentati in media tensione (industrie, servizi ecc.). Gli standard sono differenziati per grado di concentrazione e si riferiscono alle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice (3 interruzioni per i clienti serviti in ambiti in alta

concentrazione, 4 per quelli serviti in ambiti in media concentrazione e 5 per quelli serviti in ambiti in bassa concentrazione). In caso di mancato rispetto degli standard individuali, le imprese distributrici sono tenute al versamento di una penalità (con un tetto massimo).

Questa regolazione persegue un duplice scopo: da una parte fornire alle imprese un segnale economico (in termini di penalità) che le spinga verso il miglioramento delle linee MT con più interruzioni; dall'altra, indennizzare i clienti AT e MT che subiscono un numero eccessivo (cioè, superiore agli standard) di interruzioni lunghe nell'anno.

La regolazione prevede che i clienti alimentati in alta e media tensione che subiscono un numero di interruzioni superiore agli standard possono ricevere indennizzi automatici, commensurati alla loro dimensione e al disagio subito, se hanno adeguato i propri impianti ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (per impedire che guasti degli impianti degli utenti si riverberino sulla rete danneggiando anche i clienti limitrofi). Pure nel caso in cui il cliente non abbia adeguato i propri impianti ai requisiti stabiliti dall'Autorità l'impresa distributrice è comunque tenuta a versare alcune penalità, qualora superi il numero massimo previsto di interruzioni. In tal caso, infatti, le penalità vengono versate su un conto della Cassa conguaglio per il settore elettrico, utilizzato per scopi di utilità generale.

Mentre per le imprese distributrici la regolazione del numero di interruzioni ha natura obbligatoria, per i clienti non vi è obbligo di adeguamento dei propri impianti ai requisiti: è lasciata facoltà di valutare quale sia la soluzione più conveniente, in relazione alla dimensione e alle caratteristiche tecniche, inclusa la possibilità di non adeguare l'impianto. In tal caso il cliente dovrà versare un "corrispettivo tariffario specifico", a decorrere dal 2007 per i clienti con potenza disponibile superiore a 500 kW e dal 2008 per gli altri clienti.

Su tali temi, l'Autorità ha provveduto anche a emanare, nel luglio 2006, un Documento per la consultazione che ha proposto alcune importanti semplificazioni, mirate a facilitare l'adeguamento degli impianti a costi contenuti. Le novità che hanno dato luogo alla delibera 8 novembre 2006, n. 246, oltre a riguardare chiarificazioni tecniche, concernono requisiti semplificati per l'adeguamento di alcuni impianti, per cui è sufficiente che l'impresa di manutenzione (abilitata secondo la legge del 5 marzo 1990, n. 46) operi in conformità alla norma CEI 0-15 sulla manutenzione delle cabine di utenza MT. I nuovi impianti inoltre saranno considerati automaticamente adeguati ai fini degli indennizzi automatici, dal momento che devono essere conformi a regole tecniche di connessione in generale ancora più stringenti. Con la delibera n. 246/06 è stato inoltre fissato il corrispettivo tariffario specifico (formato da due componenti, una variabile in relazione alla potenza e una variabile in relazione alle ore di utilizzo nell'anno precedente) anche per i clienti con impianti di potenza disponibile minore o uguale a 500 kW.

La regolazione individuale del numero massimo di interruzioni è limitata, nel periodo di regolazione corrente, ai clienti alimentati in media tensione e alle interruzioni lunghe per via delle modalità di registrazione delle interruzioni disponibili. Nel prossimo periodo di regolazione sarà possibile estendere questo tipo di regolazione anche ai clienti BT, dal momento che sono stati introdotti nuovi obblighi di registrazione del numero e dell'elenco dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti, regole che entreranno in vigore con gradualità nel corso del terzo periodo di

TAV. 2.3

Numero massimo di interruzioni per clienti alimentati in alta e media tensione

TIPOLOGIA DI CLIENTI	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI ALL'ANNO PER CLIENTE
Clienti AT	1 interruzione lunga all'anno (2 interruzioni lunghe all'anno per clienti allacciati dopo l'1.1.06 in antenna)
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali ad alta concentrazione	3 interruzioni lunghe all'anno
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali a media concentrazione	4 interruzioni lunghe all'anno
Clienti MT appartenenti ad ambiti territoriali a bassa concentrazione	5 interruzione lunghe all'anno

regolazione grazie alle disposizioni previste dalla delibera 20 giugno 2006, n. 122.

L'obbligo di identificazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni è infatti presupposto fondamentale per l'introduzione di standard di continuità del servizio soggetti a indennizzi automatici per i clienti alimentati in bassa tensione, dal momento che solo la conoscenza dei clienti effettivamente disalimentati in occasione delle interruzioni permette, in caso di superamento degli standard, l'erogazione degli indennizzi in modo automatico, cioè senza le necessità che il cliente debba presentare una richiesta all'impresa distributrice.

Il provvedimento è stato preceduto da una ricognizione presso le imprese distributrici sullo stato di predisposizione di sistemi e procedure per l'attuazione dell'obbligo di registrazione del numero esatto di clienti BT disalimentati e incontri tecnici con le principali imprese distributrici e la loro principale associazione di categoria. Alla fase di ricognizione ha fatto seguito la consultazione dei soggetti interessati, con il Documento 11 aprile 2006, *Rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico. Proposte per l'attuazione del comma 14.3 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*.

Tutte le imprese distributrici dovranno infatti essere in grado di conoscere con esattezza tutti i clienti coinvolti in ogni interruzione (compresi i clienti domestici in bassa tensione), in modo da poter estendere gli standard individuali e i relativi indennizzi automatici anche alle famiglie, negozi, artigiani e piccoli servizi (si veda il paragrafo *Proposte per introdurre indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate*).

Qualità del servizio di trasmissione

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, nel corso del 2006 l'attività ha riguardato l'attuazione delle norme introdotte in materia con la delibera 30 dicembre 2004, n. 250, che ha definito obblighi di registrazione delle disalimentazioni che riguardano gli utenti della rete di trasmissione nazionale, nonché obblighi di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio di trasmissione.

Come fissato dalla delibera n. 250/04, pur non essendo previste conseguenze economiche in caso di mancato rispetto dei livelli attesi, Terna è tenuta a fornire una completa rendicontazione nel rapporto annuale degli indici di qualità del servizio di trasmissione, nonché degli interventi attuati e previsti per il miglioramento di tali indici. Alla fine di ciascun anno, è previsto che i livelli attesi approvati nell'anno precedente vengano confrontati con i livelli di qualità effettivamente raggiunti.

Con la delibera 23 febbraio 2007, n. 37, sono stati aggiornati i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione per l'anno 2007 che riguardano le eventuali disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità di Terna.

I parametri previsti per il 2007 sono:

- il numero medio nazionale di disalimentazioni per utente riferito a una interruzione all'anno (lunga o breve), riferite al sistema e per aree (a livello di sistema 0,23);
- l'energia non servita per disalimentazioni: 550 MWh/anno, equivalenti a un minuto in media di disalimentazione all'anno di tutto il sistema;
- il numero massimo e la durata massima di disalimentazione per ogni singolo cliente: una interruzione lunga (di durata superiore a 3 minuti) e 3 interruzioni brevi (di durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), per i clienti inseriti su rete magliata.

Terna deve inoltre procedere a pubblicare sul proprio sito Internet i livelli attesi e approvati dall'Autorità e un rapporto sulle iniziative assunte e previste per il miglioramento, comunicando inoltre a ciascun cliente della rete di trasmissione la situazione relativa al suo punto di connessione. Sono esclusi dai livelli attesi gli eventuali incidenti rilevanti, per i quali è previsto che Terna debba predisporre uno specifico rapporto all'Autorità.

L'introduzione, il monitoraggio e l'aggiornamento dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione, anche in assenza di effetti economici, costituisce il presupposto e la base conoscitiva per la definizione di meccanismi incentivanti per la qualità del servizio di trasmissione. La fissazione e la verifica dei livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione è una condizione necessaria per l'introduzione, durante i prossimi periodi regolatori, di un sistema basato su standard, indennizzi e incentivi anche per la trasmissione, analogamente a quanto già in vigore per la distribuzione.

Qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 2006 sono proseguite le attività relative alle iniziative di monitoraggio sulle reti di media tensione riguardanti la qualità della tensione e la potenza di corto circuito.

Per quanto riguarda la qualità della tensione, il progetto in corso promosso dall'Autorità e finanziato dalla Ricerca di sistema ha come obiettivi principali la raccolta di elementi conoscitivi sulle attuali *performance* delle reti di distribuzione in media tensione, l'analisi delle origini dei disturbi che provocano variazioni ai parametri di qualità della tensione che tengano conto delle caratteristiche strutturali delle reti stesse, e una valutazione circa l'opportunità di istituire obblighi di misurazione di qualità della tensione in capo alle imprese distributrici, cui potrà fare seguito l'introduzione di forme di regolazione economica di alcuni parametri della qualità della tensione.

Nel corso del 2006 presso il CESI RICERCA Spa è stato messo in funzione il sistema di monitoraggio della qualità della tensione delle reti di distribuzione in media tensione e alcuni risultati significativi saranno disponibili nella seconda parte del 2007. L'iniziativa si inquadra in un contesto europeo che manifesta un interesse sempre crescente per questi temi, come dimostrano le recenti iniziative avviate dai regolatori di Norvegia, Spagna, Ungheria, Portogallo e Francia.

La campagna di monitoraggio consta di 400 punti di monitoraggio, con registratori di qualità della tensione sulle sbarre di media tensione delle cabine di trasformazione AT/MT, corrispondenti a un campione rappresentativo di circa il 10% delle reti di distribuzione (Fig. 2.1 e Tav. 2.4).

Al progetto partecipano anche i clienti finali con propri strumenti di rilevazione, acquistati a condizioni di fornitura vantaggiose ottenute dal CESI. I clienti che partecipano al monitoraggio hanno l'opportunità di conoscere in tempo reale i livelli effettivi di qualità della tensione sul proprio punto di alimentazione e avranno a disposizione tutte le misure effettuate dal proprio strumento nel corso della campagna. Queste misure potranno poi essere utilizzate per la stipula dei "contratti per la qualità" già previsti dal *Testo integrato*, sulla base di accordi volontari tra clienti e distributori.

L'Autorità ritiene questa iniziativa particolarmente rilevante. Dopo aver esaminato i risultati della campagna di monitoraggio, si potrà disporre di elementi per adottare eventuali provvedimenti per il miglioramento generalizzato della qualità della tensione, tenendo anche in considerazione le risposte al Documento per la consultazione che ERGEG ha diffuso nel mese di dicembre 2006 per la revisione della normativa di riferimento. Quest'ultima è stata recepita in Italia dalla norma CEI EN 50160. Per quanto riguarda la potenza di corto circuito, nel corso del 2006 sono stati acquisiti dalle principali imprese di distribuzione dati sulla poten-

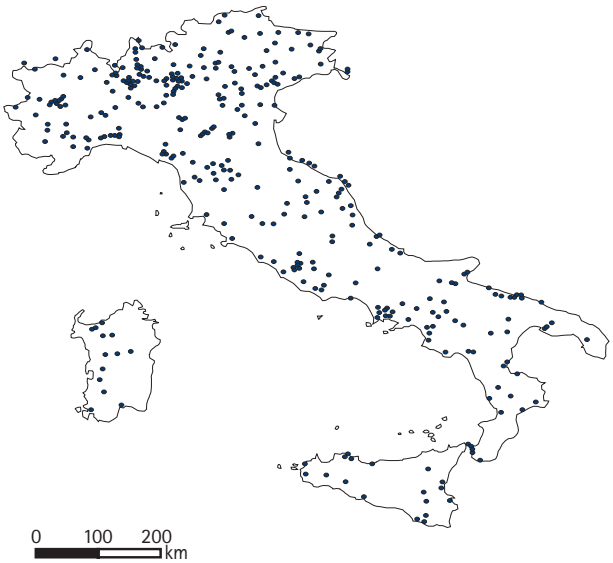


FIG. 2.1

Distribuzione dei punti di misura di qualità della tensione sul territorio nazionale

TAV. 2.4

Distribuzione dei 400 punti di misura di qualità della tensione

DISTRIBUTORE	NUMERO DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO	UNITÀ TERRITORIALE ENEL DISTRIBUZIONE	NUMERO DI SEMISBARRE SOTTOPOSTE A MONITORAGGIO
Enel Distribuzione	346	Piemonte Liguria	43
Deval Aosta	4	Lombardia	51
Acea Roma	11	Triveneto	42
AE Bolzano	3	Emilia Romagna	36
Acegas Trieste	4	Toscana Umbria	33
Enia Parma	2	Lazio Abruzzo Molise	32
Meta Modena	3	Campania	29
Asm Brescia	6	Puglia Basilicata	29
Aem Torino	6	Calabria	13
Trentino Servizi Rovereto	3	Sicilia	24
SET Trento	4	Sardegna	14
Aem Milano	8		
TOTALE	400	TOTALE	346

za di corto circuito su un campione di circa 60.000 nodi di reti di media tensione (di cui circa 10.000 clienti finali MT); la raccolta di tali dati è finalizzata all'effettuazione di una "radiografia" di circa il 10% delle reti di distribuzione in Italia ai fini della valutazione della "robustezza elettrica" in termini di potenza di corto circuito minima, secondo la metodologia sviluppata nell'ambito della Ricerca di sistema. I risultati principali di una analisi dei livelli di potenza di corto circuito su detto campione, affidata al Dipartimento di elettrotecnica del Politecnico di Milano, sono stati presentati in un seminario tecnico organizzato in collaborazione con il CEI e l'AEIT; in sintesi, l'analisi ha mostrato che tra i clienti con potenza disponibile superiore a 1 MW, circa il 10% di questi clienti ha a disposizione un livello di potenza di corto circuito inferiore a quello di riferimento valutato tramite la suddetta metodologia.

Proposte per introdurre indennizzi in caso di interruzioni estese e prolungate

Nel mese di giugno 2006 l'Autorità ha diffuso un secondo Documento per la consultazione che riformula semplificando, anche in base ai suggerimenti e alle osservazioni pervenuti in seguito alla prima consultazione, una proposta per l'introduzione di un sistema di indennizzi ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. I soggetti che hanno partecipato alla prima consultazione hanno avanzato notevoli contrarietà all'introduzione di tale regolazione segnalando talora alcune criticità e problematiche operative, proponendo anche soluzioni alternative che sono state considerate nella riformulazione delle proposte.

L'Autorità nonostante le contrarietà sollevate da molti soggetti ritiene opportuno affiancare alla regolazione della continuità per ambito territoriale già in vigore anche una regolazione dei tempi massimi di ripristino del servizio per interruzioni prolungate o estese, attraverso l'introduzione di nuovi standard di qualità soggetti a indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli stessi. I nuovi standard di qualità sono specificatamente destinati a tutelare quella parte di utenti coinvolti dalle interruzioni prolungate e a stimolare gli esercenti affinché definiscano e attuino tutte le misure che possono ridurre tale tipologia di disservizi.

Nel mese di gennaio 2007 è stato pubblicato un terzo Documento per la consultazione che formula uno schema di provvedimento per l'introduzione di un sistema di indennizzi automatici e strumenti di "ristoro" ai clienti coinvolti. La proposta definitiva prevede un unico standard applicabile a tutte le interruzioni, differenziato in ragione del grado di concentrazione territoriale, come avviene già per tutti gli standard di continuità del servizio. Per i clienti connessi in media tensione sono fissati standard più brevi. Per le interruzioni, con e senza preavviso, che si prolungassero oltre i tempi fissati di ripristino, si prevede che i clienti ricevano rimborsi automatici crescenti con l'aumentare della durata del disservizio.

Ai fini dell'erogazione dei rimborsi ai clienti nel caso di interruzioni "ordinarie" (per fatti imputabili agli esercenti) che superano gli standard, le somme saranno corrisposte a titolo di indennizzi automatici veri e propri (art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95), e come tali posti a carico dell'impresa; nel caso di interruzioni prolungate dovute a situazioni di natura eccezionale (per fatti al di fuori del controllo degli esercenti e come tali non imputabili all'impresa), le somme verranno corrisposte a titolo di "ristoro" e i relativi oneri non saranno posti a carico dell'impresa, ma di un sistema di natura mutualistica. La distinzione, tra le tipologie di condizioni, avviene attraverso il calcolo di un indice di eccezionalità. Potranno essere previste, ma solo per quanto riguarda le responsabilità degli esercenti, esenzioni ai tempi standard di ripristino per le zone eventualmente evacuate per ordine delle Autorità competenti e per motivi legati alle norme di sicurezza sul lavoro.

L'Autorità intende inoltre corresponsabilizzare Terna nel caso di disalimentazioni che abbiano origine sulla rete di trasmissione nazionale e che contribuiscano, anche solo parzialmente, a interruzioni della fornitura ai clienti finali per durate superiori agli standard massimi applicabili. Per i grandi *black out* (più di 2-3 milioni di utenti coinvolti), la proposta conferma la procedura speciale già delineata nella seconda consultazione, secondo la quale Terna anticipa alle imprese distributrici l'ammontare dovuto, fatti salvi gli esiti dell'istruttoria avviata dall'Autorità; è stata però inserita nella procedura una fase in cui l'Autorità può, sulla base delle stime iniziali disponibili entro i primi 3 mesi dall'evento, confermare – o ridurre – l'ammontare unitario (e quindi complessivo) dei rimborsi. Al termine dell'istruttoria dell'Autorità, Terna può rivalersi sui produttori o sui distributori di cui venga accertata la responsabilità. Per far fronte al reintegro delle somme erogate per interruzioni in condizioni eccezionali (al di fuori del controllo degli esercenti) è stata prevista la costituzione di un Fondo eventi eccezionali che sarà alimentato in parte dai clienti e in parte dalle imprese (sia di distribuzione sia di trasmissione). La proposta dell'Autorità pone particolare attenzione anche ai piani di emergenza delle imprese distributrici, in modo da massimizzare il coordinamento con le amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile.

Dopo aver valutato le nuove osservazioni in esito alla consultazione, l'Autorità adotterà un provvedimento i cui effetti entreranno in vigore con l'inizio del nuovo periodo regolatorio. L'avvio della nuova regolazione è infatti previsto per il terzo periodo regolatorio per le principali imprese e successivamente per le imprese distributrici di minore dimensione, anche tenendo conto della tempistica definita con la delibera n. 122/06. Alcuni operatori hanno richiesto un periodo sperimentale senza effetti economici, soprattutto per svolgere le attività necessarie perché si possa disporre della registrazione delle interruzioni estese di alta tensione alla tipologia degli utenti fino alla bassa tensione.

Proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali

L'esigenza di adottare una regolazione della qualità dei *call center* commerciali per garantire un adeguato livello di qualità è testimoniata da un lato dalle ripetute segnalazioni di disservizi pervenute all'Autorità dalle associazioni dei consumatori e, dall'altra, dall'aumento dei reclami di singoli clienti che fanno riferimento a disfunzioni di vario tipo (risposte imprecise o rinvii e, soprattutto in periodi di "picchi di chiamate", inaccessibilità agli operatori e tempi di attesa eccessivi). Sulla base di tali considerazioni e constatando l'aumento costante dei reclami dei clienti rispetto a questi servizi, l'Autorità ha giudicato opportuno sviluppare una serie di attività volte a raccogliere elementi utili al fine di introdurre una opportuna regolazione di tali servizi. I servizi telefonici di contatto con la clientela (*call center*) sono infatti diventati il mezzo principale attraverso il quale i clienti dei servizi elettrici e gas si rivolgono ai venditori per ottenere informazioni, richiedere attivazioni e interventi tecnici, stipulare e modificare contratti, realizzare transazioni e pagamenti. I livelli di efficienza ed efficacia dei *call center* commerciali delle imprese di vendita si configurano, quindi, come un nodo fondamentale della relazione con i clienti e rappresentano una componente di grande importanza della qualità complessiva dei servizi e delle attività di questi operatori.

L'Autorità ha dapprima avviato, dal secondo semestre 2004, il monitoraggio di alcuni parametri di qualità del servizio telefonico (si veda il primo volume, Capitolo 2, il paragrafo *Qualità dei servizi telefonici*). Nel corso dell'anno 2006 l'Autorità ha dedicato una notevole attività alla tematica dei *call center* commerciali, attraverso numerose attività scaturite in seguito alla diffusione di un primo Documento per la consultazione, contenente una rassegna dello "stato dell'arte" e prime proposte di regolazione. Incontri con le imprese hanno fatto emergere chiaramente una pluralità di

strutture organizzative, dotazioni tecnologiche e strategie commerciali che caratterizzano il settore e hanno imposto perciò una riflessione sulle modalità di monitoraggio e sulla valutazione della qualità dei *call center* al fine di garantire una adeguata flessibilità degli eventuali meccanismi di regolazione anche in prospettiva della liberalizzazione.

Con la delibera 5 maggio 2006, n. 93, è stato avviato un gruppo di lavoro con esercenti e consumatori per studiare soluzioni alternative di regolazione della qualità dei servizi telefonici in regime di liberalizzazione della vendita e con lo stesso provvedimento è stato dato avvio alla realizzazione di un'indagine demoscopica pilota, realizzata tra settembre e novembre 2006, sulla soddisfazione e le aspettative dei clienti che si rivolgono ai *call center* delle imprese di vendita. I risultati di tale indagine sono stati presentati a gennaio 2006 (una sintesi dei risultati dell'indagine è disponibile sul sito Internet dell'Autorità). Altre iniziative di monitoraggio della qualità dei servizi resi attraverso i *call center* sono state avviate in collaborazione con le associazioni dei consumatori, nell'ambito del Protocollo d'intesa con il Consiglio nazionale dei consumatori e utenti (CNCU).

L'Autorità ha pubblicato nel mese di marzo 2007 un secondo Documento per la consultazione contenente proposte per la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali (*call center*) per i clienti finali di energia elettrica e gas. Le proposte presentate prevedono sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas l'individuazione di un numero limitato di obblighi di servizio (orario di apertura dei *call center*, gratuità delle chiamate da rete fissa, obbligo di comunicazione del numero telefonico in bolletta e nel sito Internet, facilità di navigazione nell'albero fonico del risponditore automatico interattivo, se presente); indicatori di qualità del servizio telefonico (accessibilità del servizio, livello di servizio e tempo medio di attesa) per i quali verrebbero fissati standard generali da verificare su base semestrale; l'estensione e la messa a regime delle indagini sulla soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center* commerciali attraverso il metodo del *call back* sperimentato con l'indagine pilota del 2006.

Inoltre, per stimolare il miglioramento della qualità di tali servizi, anche in prospettiva della liberalizzazione, è prevista la strutturazione di un sistema a punteggio, di carattere innovativo in quanto basato su menu di scelta tra opzioni diverse, in modo da rispettare la capacità dei *call center* di fornire livelli di qualità migliorativi e ulteriori rispetto a quelli fissati negli obblighi di servizio e negli standard generali; la pubblicazione di graduatorie che tengano conto sia dei risultati rilevati di soddisfazione dei clienti sia dei punteggi guadagnati nel sistema a punteggio. Le proposte presentate relative alla regolazione della qualità dei servizi telefonici prevedono l'applicazione ai venditori sia del settore elettrico sia del settore gas a partire dal terzo periodo di regolazione, secondo un regime di gradualità e con riferimento ai *call center* dedicati, in tutto o in parte, ai clienti di bassa tensione.

Verifica dei dati di qualità commerciale

Il *Testo integrato* delle disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas del 29 settembre 2004, n. 168, ha introdotto una nuova metodologia per la verifica semplificata a campione dei dati di qualità commerciale e di sicurezza comunicati dagli esercenti, per consentire l'effettuazione di un significativo numero di controlli presso i soggetti regolati, con il duplice scopo di rafforzare la tutela dei consumatori finali e di evitare eventuali vantaggi indebiti derivanti per alcuni esercenti dalla mancata attuazione dei provvedimenti dell'Autorità.

Con la delibera 2 ottobre 2006, n. 213, l'Autorità ha previsto l'effettuazione di 4 verifiche ispettive sperimentali nel settore elettrico, adottando lo stesso metodo di verifica dei dati già sperimentato per il settore del gas. In esito alla consultazione avviata con il Documento del 24 ottobre 2006, *Verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza (modifiche ai Testi integrati della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e dell'energia elettrica)*, con la quale sono state formulate proposte di integrazione e modifica della regolazione in tale materia, l'Autorità introdurrà nel settore elettrico, anche con opportuni adattamenti, un metodo di verifica su base statistica della validità e conformità dei dati di qualità commerciale, analogo a quello già sperimentato nel settore gas.

Procedimento per il periodo di regolazione 2008-2011

L'Autorità ha avviato, con la delibera n. 209/06, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, vendita e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione). Il procedimento, in parallelo all'analogo avente oggetto le tariffe è sottoposto alla sperimentazione dell'AIR, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 203/05. Uno dei tratti essenziali dell'AIR è la verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione, inclusa "l'opzione zero" consistente nel non modificare la regolazione esi-

stente. Per le più importanti esigenze rilevate in tema di regolazione della qualità e in relazione agli obiettivi perseguiti dall'Autorità, l'AIR richiede di esaminare opzioni alternative di regolazione, ove possibile, alla luce di criteri generali di pre-valutazione qualitativa, ferma restando la possibilità di condurre nel seguito più approfondite analisi quantitative di costi e benefici.

Nell'ambito di questo procedimento, l'Autorità ha pubblicato il primo Documento per la consultazione il 4 aprile 2007, sviluppando in dettaglio le indicazioni della delibera n. 209/06. Le proposte dell'Autorità mirano a introdurre maggiori tutele per i consumatori attraverso:

- meccanismi di incentivazione alla riduzione del numero delle interruzioni, anche di breve durata, che abbiano origine sulle reti di distribuzione di media e bassa tensione; tale regolazione si affiancherà alla regolazione della durata delle interruzioni che è in vigore dal 2000 e che ha già prodotto sensibili miglioramenti nel corso degli anni;
- introduzione di indennizzi automatici per le famiglie e per le piccole e medie imprese alimentate in bassa tensione che subiscano molte interruzioni, a partire dalle zone del paese dove i livelli di qualità risultano peggiori; tale tipo di regolazione è attualmente in vigore solo per l'utenza allacciata alle reti di alta e media tensione;
- estensione dei migliori livelli di tutela anche ai clienti serviti dalle piccole imprese, per le quali sino a ora sussistono particolari semplificazioni nell'attuazione della regolazione della qualità;
- rafforzamento delle iniziative di monitoraggio della qualità della tensione, anche sulle reti di bassa tensione, e di promozione dei contratti per la qualità;
- miglioramento della tempestività di risposta degli operatori ai reclami dei clienti;
- introduzione di metodi di verifica dei dati di qualità commerciale comunicati annualmente all'Autorità da parte degli operatori, secondo procedure analoghe a quelle già in vigore per il settore del gas;
- meccanismi di prevenzione e mitigazione delle disalimentazioni che originino sulla reti di alta e altissima tensione (le quali normalmente coinvolgono un elevato numero di clienti e in alcuni casi hanno una durata eccessiva);
- incentivazione di investimenti mirati a migliorare la robustezza meccanica delle linee aeree (in particolare per ottenere maggiori sicurezze in caso di eventi meteorologici avversi quali nevicate intense, forte vento ecc.) e la stabilità della tensione nelle zone caratterizzate da assorbimenti elevati e improvvisi (ridotta potenza di corto circuito).

Per ognuno degli aspetti di maggiore rilevanza sono state formulate opzioni alternative tra le quali, in base all'esito della consultazione, verrà successivamente selezionata e sviluppata l'opzione preferita.

PAGINA BIANCA

3. Regolamentazione nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno passato l'attività svolta in tema di regolamentazione tariffaria, oltre all'attività di *routine* relativa all'approvazione delle proposte tariffarie delle imprese, ha riguardato il completamento della disciplina della tariffa di trasporto e la predisposizione di modifiche e integrazioni alla disciplina della tariffa di distribuzione.

Distribuzione

Anche per l'anno 2006, come già verificatosi per gli anni 2004 e 2005, sull'attuazione della regolazione dell'attività di distribuzione ha avuto un forte impatto il prolungato contenzioso amministrativo che ha avuto origine con le sentenze del TAR Lombardia del 16 febbraio 2005, tramite le quali veniva parzialmente annullata la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170, riguardante il gas naturale, nonché con la sentenza del TAR Lombardia del 13 aprile 2005, che ha parzialmente annullato la delibera dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173, riguardante gas diversi dal gas naturale.
Il parziale annullamento delle due delibere riguarda le parti che:

- non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004;
- prevedono, ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l'intera durata del periodo regolatorio.

Alle citate sentenze, l'Autorità, già nel 2005, aveva ottemperato con le delibere 21 giugno 2005, n. 122, che modifica la delibera n. 170/04, e 27 giugno 2005, n. 128, che modifica la delibera n. 173/04, per la parte che prevedeva il riconoscimento degli investimenti effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione delle proposte tariffarie relative all'anno termico 2003-2004; mentre, sempre nel corso dell'anno 2005, l'Autorità aveva proposto ricorso al Consiglio di Stato sul profilo riguardante l'utilizzo di una percentuale di recupero di produttività decrescente ai fini dell'aggiornamento, dal secondo anno termico del secondo periodo regolatorio, del vincolo sui ricavi di distribuzione.
Tale contenzioso si è concluso con le decisioni del 16 marzo 2006, 11 aprile 2006 e 20 aprile 2006, rese sui suddetti appelli dell'Autorità, con le quali il Consiglio di Stato ha confermato le pronunce del TAR Lombardia.

Conseguentemente l'Autorità, con delibera 6 giugno 2006, n. 109, ha avviato un procedimento volto a definire valori del tasso di recupero di produttività decrescenti per gli anni termici dal 2005-2006 al 2007-2008, determinati in modo da indurre, nel secondo periodo di regolazione, recuperi di produttività di entità complessivamente inferiore a quella imposta nel primo periodo regolatorio.
In considerazione inoltre delle segnalazioni pervenute dagli esercenti il servizio di distribuzione che evidenziavano la necessità di modificare la disciplina tariffaria relativamente alle località di nuova realizzazione, con la stessa delibera n. 109/06 l'Autorità ha avviato un procedimento volto a stabilire nuovi criteri per la determinazione delle tariffe durante il periodo iniziale della distribuzione del gas, il cosiddetto "periodo di avviamento", nonché alla conclusione del periodo di avviamento stesso. La modifica apportata alla disciplina tariffaria delle località in avviamento, da un lato, assicura ai distributori il riconoscimento di livelli tariffari congruenti con gli investimenti realizzati, dall'altro, tutela il cliente finale che, nel caso in cui tali livelli tariffari superino prefissati valori soglia, si vede garantita parte della tariffa dal Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione.
Nell'ambito dei procedimenti avviati con la delibera n. 109/06, il 25 luglio 2006 è stato diffuso un Documento per la consultazione in esito al quale sono state adottate le delibere 4 ottobre 2006, n. 218, e 16 ottobre 2006, n. 219.
La delibera n. 218/06 che modifica e integra la delibera n. 170/04 conclude il procedimento avviato con la delibera n. 109/06. Il provvedimento, ottemperando alle sopraccitate decisioni del Consiglio di Stato, introduce un tasso annuale di recupero di produttività dei costi dell'attività di distribuzione pari al 4,8% per l'anno termico 2005-2006, al 4,6% per l'anno termico 2006-2007 e al 4,4% per l'anno termico 2007-2008.
Per sostenere il processo di aggregazione societaria, la delibera prevede inoltre una riduzione transitoria del tasso di recupero di produttività per effetto di fusioni, acquisizioni o assegnazione di nuove concessioni di località, in considerazione del fatto che, per le economie gestionali che ne potrebbero derivare, da tali processi di aggregazione può trarre beneficio l'intero sistema della distribuzione del gas.
La riduzione transitoria del tasso di recupero di produttività tiene conto degli eventuali maggiori oneri che le imprese sopportano a causa dei fisiologici assestamenti strutturali e organizzativi, nella fase immediatamente successiva all'operazione di aggregazione, prima di poter raggiungere le condizioni a regime.
Il provvedimento prevede anche il riconoscimento, nel vincolo sui ricavi di distribuzione, di un ammontare destinato all'ulteriore finanziamento del Conto per la qualità dei servizi gas per la copertura sia dei contributi a favore dei Comuni che lo richiedessero ai sensi dell'art. 14 della delibera 18 marzo 2004, n. 40, sia degli incentivi per recuperi di sicurezza della distribuzione di gas secondo quanto previsto dalla delibera 22 novembre 2005, n. 243.
Per quanto riguarda i gas diversi dal gas naturale, l'Autorità ha adempiuto alle decisioni del Consiglio di Stato sopraccitate con la delibera n. 219/06, che modifica e integra la delibera n. 173/04. Anche in questo caso il provvedimento fissa un tasso annuale di recupero di produttività, sia dei costi dell'attività di distribuzione sia dei costi dell'attività di vendita al dettaglio, decrescente nel corso del periodo regolatorio: 2,8% per l'anno termico 2005-2006, 2,7% per l'anno termico 2006-2007 e 2,6% per l'anno termico 2007-2008.
Le delibere n. 218/06 e n. 219/06 stabiliscono anche la modifica della disciplina prevista per il periodo di avviamento, riconoscendo alle imprese la facoltà di determinare le tariffe delle relative località secondo criteri omogenei a quelli previsti per le restanti località, consentendo inoltre per le località in avviamento, alimentate a gas naturale, l'accesso al Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati.
Poiché le delibere n. 218/06 e n. 219/06 hanno definitivamente delineato il quadro regolatorio relativo alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi da gas naturale per il secondo periodo regolatorio (che va dall'1 ottobre 2004 al 30 settembre 2008), gli Uffici hanno attivato il processo di controllo delle proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007.
Tale processo è iniziato con l'avvio di un procedimento volto alla determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per 21 imprese, per l'anno termico 2005-2006, e per 27 imprese, per l'anno termico 2006-2007, che avevano omesso la presentazione delle proposte tariffarie o che avevano presentato proposte incomplete nei termini previsti (delibera 7 novembre 2006, n. 240).
Attualmente il processo di controllo ha portato alla determinazione di tariffe nonché all'approvazione di proposte tariffarie per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 rispettivamente di 383 e di 359 tra imprese di distribuzione di gas naturale e imprese di fornitura di gas diversi da gas naturale (delibere 27 novembre

2006, n. 258, 18 dicembre 2006, n. 295, 16 gennaio 2007, n. 7, e 7 marzo 2007, n. 53).

Il completamento delle approvazioni delle proposte tariffarie avverrà al termine dell'analisi delle istanze di rinuncia alla libertà tariffaria per le località in avviamento che le imprese hanno iniziato a presentare il 2 marzo 2007.

Con riferimento al regime individuale, con la delibera 2 agosto 2005, n. 171, sono stati definiti i criteri per il calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione in regime individuale, di cui alle delibere n. 170/04 e n. 173/04.

Per l'anno termico 2005-2006, sono state 3 le imprese di distribuzione che hanno richiesto l'applicazione del regime individuale e l'Autorità ha avviato l'istruttoria finalizzata a verificare la disponibilità e la consistenza delle informazioni economiche e patrimoniali rilevanti e la pertinenza dei costi considerati ai fini del calcolo del vincolo sui ricavi.

Con la delibera 27 febbraio 2007, n. 44, sono state modificate le modalità applicative del regime individuale fissate dalla delibera n. 171/05. In particolare in quest'ultima delibera è previsto per le imprese che hanno già avuto accesso al regime individuale, un supplemento di istruttoria qualora fossero intervenute variazioni della titolarità delle località gestite o qualora l'impresa realizzi investimenti in potenziamenti ed estensione, tali da rendere la struttura dei costi utilizzata per l'istruttoria individuale non più rappresentativa della realtà aziendale.

La delibera n. 44/07 che fissa i limiti di costo operativo e di capitale investito che rendono la struttura dei costi non più rappresentativa della realtà aziendale, rivede inoltre le modalità di calcolo dei Fondi di ammortamento prevedendo l'utilizzo degli stessi criteri per i cespiti acquisiti prima o dopo l'anno 2001. Il provvedimento risponde alle critiche sollevate da alcuni operatori rispetto all'utilizzo di metodi impropriamente differenziati.

Trasporto

Al fine di completare il quadro regolatorio disposto con la delibera 29 luglio 2005, n. 166, al termine del 2005 l'Autorità ha avviato (delibera 9 novembre 2005, n. 234) un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di:

- definizione di un corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna;
- determinazione di tariffe e conferimenti di capacità nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per periodi inferiori all'anno;
- definizione di incentivi al mercato interrompibile in relazione al servizio di interrompibilità fornito al sistema.

All'avvio di procedimento ha fatto seguito, nel mese di giugno del 2006, la diffusione di due Documenti per la consultazione.

Nel primo Documento, sottoposto a consultazione il 6 giugno 2006, l'Autorità, ha previsto le condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di misura del trasporto gas al fine di migliorare la tempestività, la completezza e la qualità dei dati di misura necessari al funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas. Tra i principali punti trattati nel Documento si evidenziano i seguenti:

- la definizione delle caratteristiche prestazionali minime;
- l'individuazione delle responsabilità e degli obblighi dei soggetti che prestano il servizio di misura;
- la previsione di un piano di adeguamento tecnologico degli impianti di misura esistenti;
- l'articolazione del servizio di misura nelle funzioni di *metering* (comprensiva delle attività connesse con la proprietà del sistema di misura, con la produzione e con la messa a disposizione dei dati) e *meter reading* (comprensiva delle attività di rilevazione, elaborazione, validazione e comunicazione dei dati di misura);
- la definizione di un corrispettivo per la fornitura del servizio di misura del trasporto gas e le modalità di remunerazione dei soggetti che forniscono tale servizio.

Le proposte si completano con la previsione dell'introduzione di un sistema di incentivi per il riconoscimento di maggiori livelli qualitativi del servizio e di penalizzazioni nel caso di mancato raggiungimento delle prestazioni minime.

In particolare, l'Autorità ha proposto che, in caso di inadempienza da parte del soggetto responsabile del *metering* in merito al rispetto del piano di adeguamento e agli obblighi di qualità del servizio, sia il responsabile del *meter reading* a garantire il servizio anche ricorrendo alla duplicazione dell'impianto di misura. In tal caso al soggetto inadempiente non è riconosciuta alcuna remunerazione in quanto l'impianto di misura non è tecnologicamente adeguato.

Nel secondo Documento per la consultazione, diffuso il 28 giugno 2006, l'Autorità ha proposto alcune modifiche e integrazioni alla disciplina tariffaria del trasporto. In particolare sono state previste:

- l'introduzione di tariffe e conferimenti di capacità nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero per periodi inferiori all'anno, al fine di massimizzare le importazioni in particolar modo durante il periodo invernale; a integrazione del processo di conferimento di capacità di trasporto, l'Autorità ha inoltre proposto disposizioni transitorie per incentivare il rilascio di capacità non utilizzata nei punti di interconnessione con l'estero (si veda al proposito il paragrafo relativo all'emergenza gas nella parte *Regolazione non tariffaria del settore gas*) e assegnazioni di capacità di trasporto su base mensile, secondo una procedura concorsuale organizzata dall'impresa maggiore di trasporto;
- la definizione di un corrispettivo per la fornitura di un servizio di pressione addizionale, superiore alla prestazione di pressione standard definita nel Codice di rete dell'impresa di trasporto;
- la revisione del meccanismo di aggiornamento dei costi sostenuti dall'impresa di trasporto per l'acquisto del gas per l'alimentazione delle centrali di compressione e per le perdite di rete, al fine di tenere in considerazione il forte incremento dei costi di approvvigionamento connessi con la dinamica dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati; l'Autorità ha proposto di non applicare il meccanismo del *price cap* alla quota di ricavo riconducibile ai costi per l'acquisto del gas, prevedendone l'aggiornamento sulla base di un indice di prezzo medio della componente materia prima o, in alternativa, l'attribuzione da parte dell'impresa di trasporto a ciascun utente del servizio, secondo un criterio di efficienza, dei quantitativi di energia riconducibili ai consumi e alle perdite di rete;
- la definizione delle modalità di ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto a seguito dell'introduzione di un corrispettivo di trasporto regionale unico a livello nazionale; tale introduzione è stata differita all'anno termico 2007-2008 al fine di definire il meccanismo di compensazione tra i soggetti interessati.

A conclusione delle consultazioni, in data 27 febbraio 2007, con delibera n. 45, l'Autorità ha definito i corrispettivi di capacità infrannuale. Questi vengono calcolati applicando al corrispettivo di capacità di trasporto annuale, riproporzionato su base mensile, i coefficienti moltiplicativi differenziati in funzione del periodo di conferimento e della stagionalità del medesimo. Nella tavola 3.1 si riportano i valori adottati.

Nel medesimo provvedimento l'Autorità ha inoltre introdotto disposizioni in merito alle modalità di ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto relative al corrispettivo di trasporto regionale unico a livello nazionale, prevedendo di avvalersi della Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini dell'applicazione del sistema di perequazione. Inoltre, al fine di incentivare le imprese

TAV. 3.1

Coefficienti moltiplicativi da applicare ai corrispettivi di capacità CPE riproporzionati su base mensile

MESE	COEFFICIENTI MOLTIPLICATIVI DEL CORRISPETTIVO MENSILE			
	ANNO	SEMESTRALE	TRIMESTRALE	MENSILE
Ottobre	1	1	1,2	1,4
Novembre	1	1	1,2	1,4
Dicembre	1	1	1,2	1,4
Gennaio	1	1	1,1	1,2
Febbraio	1	1	1,1	1,2
Marzo	1	1	1,1	1,2
Aprile	1	1,2	1,4	1,6
Maggio	1	1,2	1,4	1,6
Giugno	1	1,2	1,4	1,6
Luglio	1	1,2	1,6	1,6
Agosto	1	1,2	1,6	1,6
Settembre	1	1,2	1,6	1,6

a incrementare l'efficienza delle prestazioni in modo che siano comparabili alle prestazioni medie offerte dal sistema, ha ritenuto opportuno individuare meccanismi che prevedano una perequazione su base annuale, nel rispetto dei ricavi spettanti a ciascuna impresa.

Infine, l'Autorità ha ritenuto opportuno rinviare il trattamento del servizio di pressione con prestazione superiore a quella minima garantita nell'ambito della regolazione dei criteri tecnico-economici di allacciamento alle reti di trasporto di cui all'art. 8 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Per quanto riguarda la regolazione tariffaria del trasporto, si segnala infine la delibera 7 agosto 2006, n. 192, con cui, come, descritto nel paragrafo sull'emergenza gas di questo stesso capitolo, l'Autorità ha disposto ulteriori riduzioni dei corrispettivi di capacità rispetto a quelle introdotte con delibera n. 166/05 al fine di incentivare l'interrompibilità delle forniture di gas naturale.

La regolazione tariffaria di tipo innovativo è stata affiancata dalla tradizionale attività di approvazione annuale delle tariffe. Le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2006-2007 ai sensi della delibera n. 166/05. In esito alla verifica di quanto pervenuto, con delibera n. 171/06 l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto delle società Snam Rete Gas Spa, Retragas Srl, Comunità Montana della Valtellina di Sondrio e Società Gasdotti Italia (SGI) Spa e ha contestualmente definito d'ufficio la tariffa della società Netenergy Service (si veda il Capitolo 3 del primo volume).

GNL

Ai sensi della delibera 4 agosto 2005, n. 178, GNL Italia Spa ha trasmesso all'Autorità i dati necessari alla determinazione delle tariffe relative all'anno termico 2006-2007. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 31 luglio 2006, n. 170, l'Autorità ha approvato la proposta tariffaria di GNL Italia e ha pertanto pubblicato le tariffe di rigassificazione per il servizio continuativo e per il servizio su base *spot* per l'utilizzo del terminale di Panigaglia (vedi Capitolo 3 del primo volume).

Stoccaggio

Con la delibera 3 marzo 2006, n. 50, l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1 aprile 2006 – 31 marzo 2010). A seguire, il 16 marzo 2006 l'Autorità, con la delibera n. 56, ha determinato i corrispettivi unici di stoccaggio e il coefficiente σ_S per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione (vedi Capitolo 3 del primo volume).

Con successive delibere 2 agosto 2006, n. 180, e 4 agosto 2006, n. 191, l'Autorità ha approvato le percentuali di riduzione dei corrispettivi unitari (riportate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno) relativi alla capacità di stoccaggio interrompibile per l'anno termico 2006-2007, proposte rispettivamente da Stogit Spa e da Edison Stoccaggio Spa (Tav. 3.2 e Tav. 3.3).

TAV. 3.2

Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità di stoccaggio interrompibile di Stogit

Anno termico 2006-2007

	DURATA DEL CONFERIMENTO		
	INTERA FASE	MENSILE	GIORNALIERO
% riduzione di f_{PI}	30 %	20 %	5 %
% riduzione di f_{PE}	30 %	20 %	5 %

TAV. 3.3

Riduzione percentuale dei corrispettivi unitari f_{PI} e f_{PE} per la capacità interrompibile per il servizio di stoccaggio di modulazione di Edison stoccaggio

Anno termico 2006-2007

	DURATA DEL CONFERIMENTO MENSILE
% riduzione di f_{PI}	70 %
% riduzione di f_{PE}	70 %

Regolamentazione non tariffaria

La regolazione tariffaria appena descritta è stata affiancata dall'attività regolatoria finalizzata alla promozione della concorrenza e dei mercati e alla predisposizione delle condizioni tecnico-economiche per garantire l'accesso alle infrastrutture.

Nell'ambito delle attività finalizzate alla promozione della concorrenza, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti tesi sia a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas sia a evitare il ripetersi di un'emergenza gas analoga a quella verificatasi nell'anno termico 2005-2006. In particolare, l'Autorità, oltre a prevedere un regime di bilanciamento transitorio per agevolare il reintegro degli stoccaggi, ha adottato misure finalizzate a favorire l'interrompibilità dei consumi e il rilascio della capacità inutilizzata.

Sul fronte della vendita, invece, è da rilevare la modifica alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale e della componente costo della materia prima. Le variazioni normative sono state rese necessarie dall'inadeguatezza della formula di aggiornamento precedente che non consentiva di tenere in considerazione i forti e persistenti incrementi dei prezzi dei combustibili, nonché dalla definizione delle nuove tariffe di stoccaggio che hanno modificato le condizioni economiche di riferimento per la parte relativa ai corrispettivi di stoccaggio e dall'aggiornamento della componente relativa al trasporto. Un'ulteriore modifica alle condizioni economiche di fornitura è derivata dall'approvazione della delibera 27 settembre 2006, n. 206, che ha avviato, a partire dall'1 ottobre 2006, una fase di progressiva rimozione del meccanismo di compensazione (ex "sventagliamento") a favore degli ambiti tariffari a elevati costi unitari. Tale fase terminerà il 30 settembre 2008.

Infine, sempre al fine di favorire la concorrenza nei mercati, nel gennaio 2007 l'Autorità ha modificato la normativa in materia di *unbundling* adottando il criterio di separazione funzionale delle attività essenziali per la liberalizzazione previsto dalla normativa europea.

Per quanto riguarda la regolazione delle infrastrutture, sono stati adottati numerosi provvedimenti di natura tecnica finalizzati a regolare l'accesso alle *essential facility* del settore. Tra questi si segnalano l'approvazione del Codice di rete-tipo della distribuzione e del Codice di stoccaggio, l'approvazione delle modifiche ai

Codici di trasporto di Snam Rete Gas e della Società Gasdotti Italia, la predisposizione dei criteri per l'assegnazione della capacità di trasporto presso i punti di entrata dei terminali di rigassificazione, per i quali è stata rilasciata un'esenzione dagli obblighi di accesso di terzi.

In tema di regolazione delle infrastrutture è da segnalare, inoltre, la previsione di profili di prelievo standard per le diverse categorie di uso del gas.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Data la forte dipendenza dall'estero dell'approvvigionamento italiano di gas naturale, l'attività di promozione della concorrenza dell'Autorità in questo ambito non si limita ad azioni volte al mercato nazionale, ma si sostanzia anche in importanti attività svolte in ambito internazionale quali la promozione sia dell'integrazione dei mercati regionali europei sia dello sviluppo delle reti di interconnessione e delle strutture di importazione.

L'Autorità è fortemente impegnata nella promozione di un mercato unico dell'energia in ambito europeo, attraverso la sua partecipazione all'*European Regulators Group for Electricity and Gas* (ERGEG) e in particolare tramite il coordinamento, assieme al regolatore austriaco dell'*Iniziativa regionale europea per il gas naturale* dell'area Sud/Sud-Est che comprende: Austria, Slovenia, Slovacchia, Ungheria, Grecia, Polonia, Repubblica Ceca, Bulgaria, Romania e Italia. Si tratta di un'area geografica cruciale per la sicurezza delle forniture dell'intero continente: metà della capacità di *import* di gas per l'Unione europea passa per questi paesi, e ciò sta a sottolineare l'importanza del ruolo affidato all'Autorità italiana (si veda per maggiori dettagli il Capitolo 1).

Emergenza gas – Disposizioni transitorie e urgenti su corrispettivi di bilanciamento e reintegrazione degli stoccaggi

Con proprio comunicato dello scorso 23 marzo 2006 il Ministero delle attività produttive (ora Ministero dello sviluppo economico) ha dichiarato cessato il periodo di emergenza climatica del sistema del gas naturale e ha confermato l'obbligo di mantenere massime le immissioni di gas naturale in rete, al fine di garantire la sollecita ricostituzione delle riserve strategiche.

L'Autorità ha ricevuto diverse segnalazioni da parte di Stogit e di alcuni utenti del servizio di stoccaggio, che evidenziavano come le attività necessarie alla massimizzazione delle immissioni in rete, previste dal Ministero dello sviluppo economico, avrebbero portato a probabili utilizzi di capacità di iniezione superiori alle capacità conferite, determinando il presupposto per l'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento (delibera 21 giugno 2005, n. 119).

L'Autorità ha quindi previsto, con la delibera 6 aprile 2006, n. 71, che, limitatamente al periodo di iniezione dell'anno termico di stoccaggio 2006-2007, i suddetti corrispettivi non si applicassero ai casi in cui la massimizzazione delle immissioni in rete si fosse svolta in ottemperanza alla procedura di emergenza climatica.

In seguito, il Ministro dello sviluppo economico con decreto 4 agosto 2006 ha stabilito per gli utenti del sistema nazionale del gas naturale l'obbligo di rendere massime, fino al termine del riempimento dello spazio conferito, le immissioni di gas in stoccaggio.

L'Autorità, con delibera 4 agosto 2006, n. 189, ha pertanto sospeso, a partire dall'1 luglio 2006 e fino al termine della fase di iniezione, le penali relative al punto di entrata negli stoccaggi, i corrispettivi di bilanciamento per il superamento della capacità di punta giornaliera in iniezione e del profilo di giacenza massima mensile, nonché i corrispettivi di scostamento riguardanti il prelievo di gas ai punti di uscita verso gli stoccaggi e l'immissione di gas ai punti di entrata sulla rete nazionale di trasporto del gas previsti dalle delibere n. 119/05 e n. 137, del 17 luglio 2002.

Emergenza gas – Promozione dell'interrompibilità del sistema gas

Il 21 gennaio 2006, nel perdurare dell'emergenza gas, l'Autorità ha emanato il provvedimento previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 20 gennaio 2006 per l'attivazione di un sistema transitorio di interrompibilità delle forniture di gas, basato su principi di mercato, destinato ai consumatori industriali disponibili a interrompere i loro prelievi di gas naturale a fronte di un riconoscimento di un corrispettivo economico (delibera 21 gennaio 2006, n. 10). Per finanziare tale corrispettivo, è stato previsto uno specifico Fondo, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi della delibera 29 dicembre 2005, n. 297, e alimentato attraverso l'aumento di alcuni corrispettivi della tariffa di trasporto[1].

Il Fondo è stato concretamente disciplinato con la delibera 21 aprile 2006, n. 84, che ha stabilito tempistiche e modalità di versamento da parte delle imprese di trasporto delle maggiorazioni dei corrispettivi di trasporto previste dalla delibera n. 297/05, nonché l'obbligo di rendicontazione annuale all'Autorità da parte della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Il 4 agosto il Ministero dello sviluppo economico ha disposto un decreto recante misure per massimizzare le importazioni di gas durante l'inverno 2006-2007 e per istituire un obbligo di interrompibilità delle forniture di gas ai clienti industriali.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera n. 192/06 che, in ottemperanza al decreto, ha stabilito misure per incentivare il ricorso all'interrompibilità delle forniture di gas naturale. In particolare, è stata prevista la riduzione fino al 50% dei corrispettivi di trasporto del gas relativi alle forniture interrompibili. È stata inoltre introdotta la possibilità di recesso per i clienti industriali con alimentazione *dual fuel* (individuati ai sensi della procedura di emergenza climatica) dai contratti di fornitura sottoscritti alla data del 4 agosto per poter passare a contratti con clausola di interrompibilità. Tale possibilità è concessa in deroga alle disposizioni della delibera 7 agosto 2001, n. 184, come modificata dalla delibera 12 dicembre 2002, n. 207.

Il quadro di riferimento in merito agli incentivi per l'interrompibilità delle forniture è stato poi completato con la delibera 22 settembre 2006, n. 200, che ha abrogato la delibera n. 84/06. Tale delibera ha previsto che, per l'anno termico 2006-2007, la differenza tra l'ammontare derivante dall'applicazione delle maggiorazioni di cui alla delibera n. 297/05 e gli oneri aggiuntivi derivanti dalla riduzione dei corrispettivi di trasporto per le forniture interrompibili (riconosciute ai sensi della delibera n. 192/06) venga versata dalle imprese di trasporto al Fondo, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, se positiva o, per contro, se negativa riconosciuta da parte della Cassa alle imprese di trasporto, utilizzando le disponibilità di cui al medesimo Fondo.

Emergenza gas – Disposizioni transitorie e urgenti sugli incentivi al rilascio di capacità di trasporto

Tra le misure disposte al fine di massimizzare l'utilizzo della capacità conferita, il decreto del 4 agosto del Ministero delle sviluppo economico ha previsto che l'Autorità disciplini la riallocazione delle capacità non utilizzate, incentivando per il periodo invernale 2006-2007 il riacquisto di capacità non utilizzata nei punti di interconnessione con l'estero.

L'Autorità, pertanto, è intervenuta con la delibera 17 novembre 2006, n. 254, riconoscendo all'utente del servizio di trasporto, per il periodo 1 dicembre 2006 – 31 marzo 2007, la facoltà di rinunciare all'utilizzo di parte delle capacità continue conferitegli presso i punti di entrata interconnessi con l'estero. Precisamente, limitatamente ai contratti di importazione, i soggetti titolari avevano facoltà di rilasciare le capacità di trasporto su base mensile continua o interrompibile, in base al tipo di contratto di importazione, anche nel caso in cui la capacità di trasporto nel punto di entrata non fosse stata interamente conferita. All'impresa di trasporto è stato conferito il compito di pubblicare le capacità rilasciate e assegnarle su base mensile in relazione all'ordine di ricezione delle richieste (criterio *first* come *first served*).

Le suddette capacità, con riferimento alla quota e al periodo di effettiva assegnazione a terzi, non sono considerate ai fini dell'ap-

1 In particolare, si tratta dei corrispettivi CP_e, CP_u, CR_r, CM, CV e CV^p della tariffa di trasporto previsti dalla delibera n. 166/05.

plicazione del corrispettivo specifico previsto dal decreto summenzionato (corrispettivo per la mancata massimizzazione delle importazioni, ossia per il mancato pieno utilizzo delle capacità conferite presso i punti di entrata del sistema nazionale di gasdotti interconnessi con i gasdotti esteri).

Mercato regolamentato delle capacità e del gas

Con la delibera 27 settembre 2006, n. 204, l'Autorità ha approvato, su proposta dell'impresa maggiore di trasporto, una modifica al mercato regolamentato delle capacità e del gas, quest'ultimo istituito nel 2004 dall'Autorità con delibera 26 febbraio 2004, n. 22, e più volte rivisto e aggiornato negli scorsi anni.
Tale modifica favorisce un più ampio utilizzo della piattaforma informativa del PSV (piattaforma gestita, si ricorda, dalla stessa impresa maggiore di trasporto), dal momento che consente la possibilità di accedere alle funzioni del sistema PSV anche a soggetti non utenti del sistema di trasporto e prevede a tal proposito adeguati sistemi di garanzia ai fini della sicurezza del sistema, contribuendo in tal modo a una maggiore flessibilità del sistema stesso.
Pertanto, a partire dal novembre 2006, anche i *trader* possono effettuare transazioni presso il sistema PSV, purché nominino il proprio "soggetto compensatore", utente del sistema di trasporto, nel cui bilancio giornaliero trasferire, al termine del giorno gas, il risultato delle transazioni da essi effettuate.
Le modalità di offerta dei volumi di gas oggetto di importazione presso il PSV saranno oggetto di una consultazione *ad hoc*.
Con delibera 8 marzo 2007, n. 56, infatti l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a integrare l'assetto funzionale alla promozione della concorrenza nel settore del gas in relazione alle disposizioni riguardanti il mercato regolamentato delle capacità e del gas (PSV). Il procedimento è finalizzato all'individuazione delle procedure per l'offerta di gas presso il PSV per tre tipologie di soggetti importatori/produttori di gas naturale, ossia:

- i soggetti che accedono alle capacità non oggetto di esenzione relativamente alle infrastrutture per le quali è stata già concessa un'esenzione, ai sensi della delibera n. 168/06 cui si è già fatto riferimento;
- in maniera più ampia, tutti i soggetti che accedono alle capacità non oggetto di esenzione e alle corrispondenti capacità presso il sistema nazionale di gasdotti, nonché alle capacità presso il medesimo sistema che residuano dal riconoscimento di un diritto all'allocazione prioritaria, ai sensi del decreto 28 aprile 2006;
- i soggetti produttori di gas naturale nel territorio nazionale e i soggetti che richiedono l'autorizzazione all'importazione. Quest'ultima indicazione deriva dalla legge 2 aprile 2007, n. 40 (ex decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7) la quale prevede: per i produttori nazionali la corresponsione delle *royalty* in natura attraverso una vendita presso il PSV e, per i soggetti importatori da paesi extra comunitari, il rilascio presso il PSV del 10% dei volumi importati quale condizione ulteriore ai fini dell'ottenimento della relativa autorizzazione all'importazione da parte del ministero.

Vendita – Aggiornamento della componente materia prima con riferimento alle decisioni del Consiglio di Stato

L'Autorità, in ragione degli alti prezzi internazionali dei prodotti petroliferi, il 29 dicembre 2004 era intervenuta con la delibera n. 248 a modificare il previgente regime di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dalla delibera 29 novembre 2002, n. 195, introducendo, tra l'altro, un meccanismo di tutela dei consumatori finali contrattualmente ritenuti più deboli.
La revisione consisteva, principalmente, nel prevedere clausole di adeguamento dei prezzi del gas in funzione dell'andamento delle quotazioni dei prodotti petroliferi al fine di attenuare l'incidenza delle variazioni delle quotazioni dei sopramenzionati prodotti su i prezzi del gas. La variazione da apportare alla componente materia prima veniva infatti ridotta al 75% quando la media su nove mesi del prezzo del Brent ricadeva al di fuori di un intervallo prefissato tra i 20 e i 35 $/barile (clausola di salvaguardia).
Su tale provvedimento si è generato un difficile contenzioso.
La delibera n. 248/04 è stata impugnata da diversi operatori (società di vendita all'ingrosso e al dettaglio), e dalle associazioni di categoria innanzi al TAR Lombardia che, dopo averne sospeso gli effetti in via cautelare (con una serie di ordinanze adottate tra gennaio e marzo 2005), ne ha disposto l'annullamento (con una serie di distinte sentenze adottate tra giugno e ottobre 2005).
L'Autorità, nelle more degli appelli proposti avanti al Consiglio di Stato, ha dato esecuzione alle predette pronunce provvedendo agli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche di for-

nitura per l'anno 2005, sulla base della metodologia prevista dalla previgente delibera n. 195/02 (delibere 30 marzo 2005, n. 56, 28 giugno 2005, n. 132, e 28 settembre 2005, n. 200).

In data 14 ottobre 2005, a seguito dell'appello proposto avverso la sentenza n. 3478/05 resa dal TAR Lombardia che aveva annullato la delibera n. 248/04, il Consiglio di Stato (ordinanza n. 4921/05) ha accolto l'istanza cautelare proposta dall'Autorità, sospendendo l'esecutività della sentenza di primo grado.

Di conseguenza l'Autorità, con delibera 20 dicembre 2005, n. 298, ha provveduto ad aggiornare le condizioni economiche di fornitura, per il trimestre gennaio-marzo 2006, applicando la metodologia prevista dalla delibera n. 248/04. Tale delibera ha demandato a un successivo provvedimento (da adottarsi secondo l'esito del contenzioso ancora pendente) la definizione delle modalità con le quali gli esercenti l'attività di vendita avrebbero dovuto effettuare i conguagli a favore dei clienti finali per i consumi dell'anno 2005 derivanti dalle variazioni delle condizioni economiche di fornitura aggiornate in applicazione della delibera n. 248/04 in luogo della delibera n. 195/02.

Con sentenza n. 3352, in data 21 marzo 2006, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità annullando la predetta sentenza del TAR Lombardia n. 3478/05, precisando che "*l'Autorità è titolare di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati, affinché siano salvaguardate le dinamiche concorrenziali, a tutela dell'utenza*" e ha riconosciuto che l'Autorità, con la delibera n. 248/04, ha ragionevolmente esercitato il suo potere, avendo essa "*motivatamente evidenziato come l'efficienza del settore – con benefici per l'utenza – sia incentivata dall'introduzione obbligatoria nella contrattualistica della clausola di salvaguardia*".

Con delibera 27 marzo 2006, n. 63, l'Autorità ha provveduto agli aggiornamenti del trimestre aprile-giugno 2006 in base alla metodologia prevista dalla delibera n. 248/04, riservando altresì a un successivo provvedimento la fissazione delle modalità di esecuzione dei conguagli.

Inoltre, l'Autorità, con delibera 27 marzo 2006, n. 65, ha avviato un procedimento per la determinazione, tra l'altro, di nuove condizioni economiche di fornitura del gas naturale.

Tale procedimento si è concluso con l'adozione della delibera 28 giugno 2006, n. 134, con cui l'Autorità ha modificato e integrato i previgenti criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale con effetto dall'1 luglio 2006.

L'intervento si è reso necessario proprio in ragione dei prezzi eccezionalmente elevati registrati sui mercati energetici, al fine sia di garantire la piena economicità delle imprese sia di incentivare nuove iniziative d'importazione.

Tenendo anche conto della situazione di difficoltà per la sicurezza degli approvvigionamenti che persisterà almeno per i prossimi due anni, l'Autorità ha previsto innanzitutto la modifica e l'integrazione della clausola di salvaguardia per valori medi del Brent a partire da 60 $/barile, fino a quel momento mai raggiunti nei meccanismi di indicizzazione adottati dall'Autorità, che considerano medie relative a nove mesi; è stata inoltre ridotta la soglia di invarianza (dal 5% all'attuale 2,5%) oltre la quale scattano gli aumenti, ed è stata prevista l'introduzione, al massimo per tre anni, di una quota fissa.

Con il medesimo provvedimento sono state previste misure transitorie per il riconoscimento di eventuali maggiori costi di importazione relativi ad approvvigionamenti *spot* nel periodo gennaio-marzo 2007, tenuto conto dei timori in merito a possibili scarsità di offerta.

L'Autorità ha previsto, infine, di rivedere l'ambito di applicazione delle condizioni economiche di fornitura che gli esercenti l'attività di vendita sono obbligati a offrire insieme alle condizioni da loro stessi definite, limitando tale obbligo alla sola clientela domestica, anche in considerazione dell'apertura totale dei mercati del gas e dell'elettricità, quest'ultima prevista per l'1 luglio 2007 dalla Direttiva 2003/55/CE.

Circa l'obbligo per i grossisti di gas naturale di offrire, ai propri clienti (società di vendita), nuove condizioni economiche relativamente ai contratti di compravendita stipulati dopo l'entrata in vigore della delibera n. 248/04 (1 gennaio 2005) nei tempi previsti dalla delibera n. 134/06, l'Autorità ha tenuto in conto quanto segnalato da alcune associazioni di esercenti l'attività di vendita, circa le difficoltà per i loro associati di addivenire a un accordo con i loro fornitori prorogando i termini delle scadenze dapprima con la delibera 29 novembre 2006, n. 266, e successivamente con la delibera 27 febbraio 2007, n. 46.

Successivamente, con sentenze dell'Adunanza plenaria del Consiglio di Stato n. 1 e n. 2 dell'11 gennaio 2007 è stata dichiarata l'improcedibilità per tardivo deposito di due degli appelli proposti dall'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia n. 3716/05 e n. 3718/05 sempre riferite a ricorsi avverso la delibera n. 248/04, nonché l'inammissibilità di ulteriori rimedi esperiti da soggetti terzi. Pertanto, se da un lato l'improcedibilità dei summenzionati appelli ha determinato l'annullamento della delibera n. 248/04 con effetti per tutti gli

operatori (stante il carattere generale del provvedimento), dall'altro, tuttavia, la natura processuale di tale annullamento non preclude il potere dell'Autorità di prevedere un meccanismo analogo.

Dunque l'Autorità, con la delibera 23 gennaio 2007, n. 12, ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale a decorrere dall'1 gennaio 2005.

A seguito del suddetto contenzioso si è venuta a determinare una situazione di incertezza dovuta a contrastanti decisioni del giudice amministrativo sulla medesima delibera n. 248/04:

- da un lato, la sentenza del Consiglio di Stato n. 3352/06, che ha riconosciuto la potestà regolatoria dell'Autorità e la piena legittimità della delibera n. 248/04;
- dall'altro lato, le sentenze del TAR Lombardia n. 3716/05 e n. 3718/05, di annullamento della delibera n. 248/04, che sono passate in giudicato a causa dell'improcedibilità degli appelli e dell'inammissibilità degli altri gravami di soggetti terzi.

Tale contrasto di giudicati, benché determinato da una circostanza contingente che ha dato origine a una mera preclusione processuale, non consente di raggiungere una conclusione, accompagnata da un ragionevole grado di certezza, sulla disciplina delle condizioni economiche vigenti per quanto riguarda il periodo sia pregresso sia futuro. Emerge dunque la necessità di assicurare certezza al settore entro tempi ragionevoli.

L'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con delibera n. 12/07, ha proposto con il Documento per la consultazione del 27 febbraio 2007 due possibili orientamenti in materia di definizione delle condizioni economiche di fornitura a decorrere dall'1 gennaio 2005. Entrambi si raccordano con il valore della componente materia prima stabilito dall'1 luglio 2006 (secondo l'aggiornamento della delibera n. 134/06).

La prima opzione consiste nel confermare, a decorrere dall'1 gennaio 2005, i valori delle condizioni economiche di fornitura effettivamente praticati al cliente finale sulla base delle delibere di aggiornamento trimestrale assunte dall'Autorità. Perciò, la prima opzione consiste nell'applicazione:

- per l'anno 2005, dei valori delle condizioni economiche di fornitura risultanti dall'applicazione dei criteri di indicizzazione previsti dalla delibera n. 195/02;
- per il primo semestre 2006, dei valori delle condizioni economiche di fornitura come aggiornati con le delibere n. 298/05 e n. 63/06;
- a partire dall'1 luglio 2006, dei valori calcolati secondo i criteri della delibera n. 134/06.

Con la seconda opzione si propone di conseguire gli effetti economici della prima opzione attraverso una nuova formula di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, da realizzarsi a partire dall'1 gennaio 2005, nonché mediante l'applicazione dall'1 gennaio 2006 della riduzione del corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, già disposta con le modalità di calcolo dell'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, ai sensi della delibera n. 298/05. Tale obiettivo può essere raggiunto mantenendo i valori della componente materia prima stabiliti a partire dall'1 luglio 2006 (e tuttora vigenti), definiti ai sensi della delibera n. 134/06.

A seguito del prolungato contenzioso cui è stata sottoposta la disciplina dell'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'Autorità con la delibera 29 marzo 2007, n. 79, ha definito i valori che gli esercenti l'attività di vendita devono applicare a decorrere dall'1 gennaio 2005, in ottemperanza alle decisioni dell'Adunanza plenaria del Consiglio di Stato n. 1 e n. 2 dell'11 gennaio 2007.

Con tale delibera l'Autorità ha innanzitutto definito il regime di aggiornamento delle sopra menzionate condizioni economiche a partire dall'1 gennaio 2005 secondo le misure già adottate con la delibera n. 248/04 salvaguardando le modifiche introdotte con la delibera n. 134/06 e ponendo a carico del sistema gli oneri che deriverebbero dall'applicazione del suddetto provvedimento con riferimento all'anno 2005; ciò in concreto è stato realizzato definendo i valori di aggiornamento per tale anno in misura identica a quelli effettivamente praticati in conseguenza dell'applicazione della delibera n. 195/02 in luogo della delibera n. 248/04.

Il provvedimento ha inoltre disposto di mantenere a carico del sistema parte degli oneri di rinegoziazione relativi al primo semestre 2006, prevedendone un incremento rispetto a quanto considerato con la precedente delibera n. 134/06 in ragione del lungo periodo di incertezza legato alle sopra menzionate vicende giudiziali e degli effetti che ciò ha prodotto a carico delle imprese che debbono affrontare la rinegoziazione.

In ragione dell'esigenza di trasparenza e chiarezza, l'Autorità, con la delibera n. 79/07, ha proceduto alla riunificazione delle modifi-

che apportate in materia di criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, fino a oggi risultanti da disposizioni contenute in più delibere dell'Autorità fissando i valori per l'aggiornamento da essi risultanti nei rispettivi periodi di applicazione, in particolare:

- per l'anno 2005, valori incrementali eguali a quelli risultanti dall'applicazione dei criteri di indicizzazione previsti dalla delibera n. 195/02;
- per il primo semestre 2006, i valori incrementali di cui alle delibera n. 298/05 e n. 63/06;
- a partire dall'1 luglio 2006, i valori incrementali risultanti dall'applicazione dei criteri introdotti dalla delibera n. 134/06.

Inoltre, l'Autorità ha previsto che, con successivo provvedimento, gli esercenti l'attività di vendita recuperino le somme relative ai parziali conguagli in precedenza disposti a favore dei clienti finali con delibere n. 65/06, n. 134/06, 27 settembre 2006, n. 205, e 28 dicembre 2006, n. 320.
Per quanto riguarda la rinegoziazione, il provvedimento prevede che entro il termine del 30 aprile 2007 gli esercenti l'attività di vendita, limitatamente ai contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale stipulati successivamente all'1 gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, offrano ai propri clienti nuove condizioni economiche.
Entro il 31 maggio 2007, gli esercenti l'attività di vendita ai clienti finali devono comunicare all'Autorità, congiuntamente al proprio fornitore all'ingrosso, l'avvenuto adempimento degli obblighi di rinegoziazione.

Vendita – Procedura per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

Con la delibera 18 gennaio 2007, n. 10, l'Autorità ha approvato la procedura per l'individuazione dei nuovi fornitori di ultima istanza di gas naturale. Il servizio di fornitura di ultima istanza ha lo scopo di garantire la fornitura di gas in tutte quelle situazioni di criticità nelle quali il cliente finale possa eventualmente trovarsi, suo malgrado, per mancanza del proprio fornitore.
Tra tali eventuali situazioni di criticità per il consumatore (mancanza del proprio venditore e quindi necessità di ricorrere a un altro fornitore di ultima istanza) si possono, per esempio, annoverare anche casi quali:

- il venditore scelto nel mercato libero dichiari fallimento;
- il venditore interrompa la propria attività;
- il venditore decida di non rifornire più alcuni specifici clienti finali;
- il rapporto contrattuale tra impresa di distribuzione e venditore si risolva per inadempimento di quest'ultimo;
- al venditore venga revocata l'autorizzazione all'attività.

Il provvedimento dell'Autorità disciplina la procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza (ai sensi dell'art. 1, comma 46, della legge 23 agosto 2004, n. 239), prevista dal decreto 29 settembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico, e che fa seguito al Documento per la consultazione 15 novembre 2006. Tale decreto aveva anche stabilito misure transitorie per assicurare l'approvvigionamento indiretto di gas naturale ai clienti finali a seguito della carenza di offerta di gas verificatasi nel mese di settembre 2006. Dette misure avevano tra l'altro individuato il fornitore "grossista" di ultima istanza, il quale ha transitoriamente approvvigionato di gas naturale gli esercenti l'attività di vendita che ne avevano fatto richiesta agli inizi di ottobre, in quanto sprovvisti di altro fornitore all'ingrosso.
I soggetti interessati alla procedura a evidenza pubblica avrebbero dovuto presentare all'Autorità istanza sottoscritta dal legale rappresentante, entro il 5 febbraio 2007. A tale data non è pervenuta alcuna istanza di partecipazione.
L'Autorità ha perciò provveduto a darne comunicazione al Ministero dello sviluppo economico per i seguiti di competenza. Pur prendendo atto dell'esiguità dei volumi ancora approvvigionati dal fornitore grossista di ultima istanza che rientravano, in prima applicazione, nell'oggetto della sopra citata procedura, l'Autorità ha previsto di svolgere gli opportuni approfondimenti in merito a quanto verificatosi, anche al fine di fornire ulteriori elementi di valutazione al medesimo ministero.

Obblighi di separazione amministrativa e contabile

Nel gennaio 2007 l'Autorità ha modificato la disciplina relativa alla separazione amministrativa e contabile prevista dalle delibere 21 dicembre 2001, n. 310 e n. 311. Un primo passo è stato mosso il 16 marzo 2006 con la pubblicazione di un Documento per la consultazione, intitolato *Obblighi di separazione funzionale e di separazione contabile (unbundling) per le imprese ope-*

ranti nei settori dell'energia elettrica e del gas che ha raccolto le osservazioni di tutti i soggetti interessati. Le analisi condotte dall'Autorità stessa circa l'applicazione delle delibere summenzionate hanno evidenziato la necessità di apportare modifiche e integrazioni alla disciplina dell'*unbundling* al fine di favorire il processo di liberalizzazione in atto. In particolare, è stato riscontrato che la separazione amministrativa e contabile non è di per sé sufficiente a garantire né l'assenza di sussidi incrociati, né la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per la liberalizzazione, presupposto indispensabile al compiuto dispiegarsi della concorrenza.

Tale neutralità può essere assicurata solo attraverso la terzietà della gestione sia delle infrastrutture medesime sia delle informazioni derivanti dai servizi di misura. Questo obiettivo potrebbe essere efficacemente realizzato, in particolare per le attività di trasporto e di stoccaggio del gas, attraverso la separazione proprietaria, nei termini in cui l'Autorità ha più volte indicato in apposite segnalazioni al Parlamento e al Governo.

Per quanto riguarda la normativa comunitaria, la Direttiva 2003/55/CE, pur non contemplando l'obbligo di separazione proprietaria, prevede, accanto alle disposizioni in materia di separazione e trasparenza della contabilità per le imprese operanti nel settore del gas, la separazione funzionale delle attività essenziali alla liberalizzazione.

In considerazione di tutto ciò e delle indicazioni ricevute dagli operatori di mercato, l'Autorità ha successivamente pubblicato la delibera 18 gennaio 2007, n. 11, con cui viene approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione* che introduce nuove norme in materia di separazione funzionale e contabile adottando l'impostazione prevista dalla disciplina comunitaria. Tale provvedimento non riguarda solo i soggetti operanti nel mercato del gas, ma anche quelli operanti nel mercato elettrico. Per un dettaglio sui contenuti del provvedimento si rinvia al Capitolo 2 di questo volume.

Regolamentazione delle infrastrutture

Infrastrutture di importazione

Il gasdotto che trasporta gas proveniente dalla Russia attraverso l'Austria, dalla frontiera con la Repubblica slovacca fino all'Italia e alla Slovenia, gestito dalla società *Trans Austria Gasleitungs Gmbh* (TAG), controllata dal gruppo Eni, è ormai insufficiente a soddisfare le richieste dei mercati austriaco, italiano e sloveno. Già alla fine del 2005 i regolatori italiano e austriaco, con una conferenza stampa congiunta, avevano segnalato la grave inerzia della società TAG nel dare seguito alle richieste del mercato e nel rispettare le proprie responsabilità in termini di sviluppo del sistema di trasporto in presenza di una "ragionevole" domanda, responsabilità che la Direttiva 2003/55/CE pone in capo alle società di trasporto.

La società TAG, nonostante tale perdurante situazione di congestione, dopo un iniziale orientamento al rinvio dei potenziamenti al 2011, si è impegnata ad ampliare la capacità di trasporto in due fasi successive: la prima per 3,2 miliardi m^3/anno di gas a partire dall'1 ottobre 2008; la seconda per 3,3 miliardi m^3/anno di gas a partire dall'1 aprile 2009.

Le Autorità di regolazione italiana e austriaca avevano invece richiesto un'unificazione delle due fasi e una riduzione dei tempi per anticipare al massimo il totale, e sempre più urgente, ampliamento da 6,5 miliardi di m^3/anno.

Le quantità aggiuntive che l'operatore dichiara di rendere disponibili sono state giudicate insufficienti, a giudizio delle due Autorità di regolazione, per consentire quella maggior disponibilità di gas necessaria per un più alto livello di concorrenza e una riduzione dei prezzi del gas.

Nell'aprile 2006, l'Autorità ha segnalato, congiuntamente con *E-Control* (Autorità di regolazione austriaca), alla società TAG, alcune difformità, rispetto alle regole comunitarie, delle modalità con cui la stessa TAG ha allocato, a gennaio 2006, la nuova capacità di trasporto relativa alla prima *tranche* del potenziamento. Infatti le procedure di allocazione, imperniate su criteri e tariffe che non tenevano conto né degli indirizzi formulati dalle due Autorità, italiana e austriaca, né della Direttiva europea, hanno determinato una notevole frammentazione della capacità di trasporto addizionale: circa 150 operatori hanno visto loro assegnati quantitativi di capacità esigui (lotti singoli da circa 20 milioni di m^3/anno).

Le decisioni di frammentazione della capacità e le scelte tariffarie adottate dalla società TAG, potranno da un lato indurre probabili comportamenti di tipo opportunistico e speculativo da parte degli assegnatari, finalizzati solo a una commercializzazione dei diritti di transito ottenuti, dall'altro limitare la capacità competitiva degli stessi assegnatari, nelle negoziazioni per gli approvvigionamenti di importazione e nella vendita sul mercato italiano.

Tenuto conto dei rilievi ricevuti sulle procedure adottate in una serie di iniziative assunte congiuntamente dall'Autorità ed *E-Control*, nel giugno 2006 la società TAG ha annunciato il rinvio della procedura di allocazione per la seconda *tranche* del potenziamento. Tale decisione ha comportato l'accettazione di una nuova procedura soggetta ai nuovi poteri di regolazione attribuiti dalla legge austriaca a *E-Control*, che dall'1 luglio 2006 ha assunto le competenze in materia di regolazione tariffaria e dall'1 gennaio 2007 quelle relative alla fissazione di condizioni standard per il contratto di trasporto.

Infine, sempre per quanto riguarda le infrastrutture di importazione nel gennaio 2007, a seguito della richiesta di esenzione presentata dalle società Edison Spa e Depa (il principale operatore greco) relativamente all'*interconnector* Italia-Grecia (gasdotto Poseidon, per la cui trattazione più approfondita si rimanda al primo volume, Capitolo 3) e della conseguente richiesta di parere da parte del Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità è intervenuta con la delibera 24 gennaio 2007, n. 14, fornendo parere favorevole all'esenzione da riconoscere ai due sponsor del progetto. Il Ministero dello sviluppo economico, con successivo decreto del 31 gennaio 2007, ha concesso alle società Edison e Depa l'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso a terzi per una quota pari al 100%, per un periodo di 25 anni a partire dalla data di operatività del gasdotto.

Trasporto – Modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia

Con la delibera 28 novembre 2005, n. 249, l'Autorità ha modificato e integrato la precedente delibera 29 luglio 2004, n. 138, in merito alla disciplina dell'allocazione della capacità di trasporto. Successivamente, al fine di recepire la nuova normativa, le imprese di trasporto (Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia) hanno presentato proposte di modifica dei propri Codici di rete.

A seguito delle osservazioni e delle rettifiche indicate dall'Autorità, e tenendo conto delle stesse, Società Gasdotti Italia ha ripresentato la propria proposta. L'Autorità ha ritenuto che tali proposte fossero coerenti con la nuova disciplina riguardante l'allocazione e ha così ufficialmente approvato i Codici di rete di ambedue le società con delibera 31 gennaio 2006, n. 22.

Trasporto – Conferimento di capacità su infrastrutture per le quali è stata rilasciata un'esenzione e per l'assegnazione delle capacità residue

Con la delibera 31 luglio 2006, n. 168, l'Autorità ha disposto i criteri per l'assegnazione di capacità di trasporto presso i punti di entrata interconnessi con i terminali di rigassificazione per i quali è stata rilasciata un'esenzione dagli obblighi di accesso di terze parti. Con questa stessa delibera l'Autorità ha disposto inoltre i criteri di assegnazione della capacità di rigassificazione residua, cioè non sottoposta a esenzione, presso gli stessi terminali. I provvedimenti danno applicazione a quanto disposto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 aprile 2006.

In particolare, l'impresa di rigassificazione è tenuta ad avviare una procedura aperta alle parti interessate che garantisca la libertà di accesso a parità di condizioni, la trasparenza e la non discriminazione, dandone adeguata pubblicità, evidenziando tra l'altro:

- la descrizione generale del terminale;
- la capacità di rigassificazione complessiva del terminale, la capacità conferita e la capacità disponibile, con un orizzonte temporale pari al periodo di esenzione, nonché i relativi aggiornamenti;
- le modalità e le procedure per l'abilitazione di navi metaniere alla discarica di GNL.

Per quanto riguarda i criteri di assegnazione della capacità di rigassificazione residua, la delibera n. 168/06 prevede un mecca-

nismo di priorità che privilegia l'accesso di determinate categorie di consumatori finali (clienti finali, o consorzi degli stessi, i quali importino per autoconsumo), dei soggetti che contribuiscono alla liquidità del sistema destinando quota parte delle importazioni all'offerta presso il Punto di scambio virtuale (PSV), dei soggetti che contribuiscono alla diversificazione delle fonti di importazione e dei soggetti diversi dai maggiori importatori nazionali.
Queste disposizioni sono volte a favorire una maggiore competitività tra gli importatori, al perseguimento della diversificazione degli approvvigionamenti (sicurezza delle forniture) e allo sviluppo del PSV.

Trasporto – Disposizioni transitorie relative al conferimento di capacità di trasporto

Con la delibera 14 settembre 2006, n. 199, l'Autorità ha concesso la riapertura dei termini per la richiesta di capacità di trasporto per i punti di riconsegna interconnessi con impianti di distribuzione per i quali non fosse stata richiesta capacità di trasporto entro i termini previsti dalla procedura di conferimento per l'anno termico 2006-2007, ovvero per i quali la capacità richiesta entro tali termini fosse risultata inferiore alla capacità necessaria alla fornitura di gas a tutti i consumatori finali allacciati a tali impianti.
Ciò è avvenuto poiché da un lato le imprese di trasporto, Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, hanno comunicato all'Autorità l'esistenza di punti di riconsegna per i quali non era stata richiesta capacità di trasporto; dall'altro il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto segnalazioni da parte di imprese di vendita circa la loro difficoltà di reperire gas sufficiente a rifornire i propri clienti finali.
Di conseguenza, al fine di permettere la completa contrattualizzazione dei punti di riconsegna del sistema di trasporto, in particolare i punti ai quali direttamente o indirettamente – attraverso le reti di distribuzione – fossero allacciati consumatori finali del mercato domestico, l'Autorità ha disposto la proroga dei termini per la presentazione di richieste di capacità di trasporto fino al 22 settembre 2006. La proroga è stata concessa solo per i punti di riconsegna delle reti di trasporto interconnessi con impianti di distribuzione o con clienti finali con consumi, nell'anno 2005, inferiori a 200.000 m^3, per i quali non fosse stata richiesta capacità di trasporto entro i termini previsti dalla procedura di conferimento per l'anno termico 2006-2007, ovvero per i quali la capacità richiesta entro tali termini fosse stata inferiore rispetto a quella conferita nell'anno termico 2005-2006.

Distribuzione – Approvazione del Codice di rete-tipo della distribuzione

L'Autorità, con delibera 7 giugno 2006, n. 108, ha approvato il Codice di rete-tipo della distribuzione contenente le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas. Si è così concluso il percorso iniziato con la delibera n. 138/04 – avviato a revisione con la delibera 21 giugno 2005, n. 121 – che aveva previsto la definizione di un Codice attraverso una procedura che coinvolgesse tutti i settori interessati.
Il Codice di rete-tipo, infatti, è stato predisposto dagli Uffici dell'Autorità in collaborazione con un gruppo di lavoro specificatamente istituito con la delibera n. 170/04, che ha visto la partecipazione delle associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, delle imprese di vendita e dei grossisti (Aiget, Anigas, Assogas, Federenergia, Federestrattiva, Federutility).
È stata allestita un'apposita sezione del sito dell'Autorità, denominata "Consultazione *on line* – Gruppo di lavoro – Codice di rete per la distribuzione", dove sono stati pubblicati, man mano che i lavori procedevano, i capitoli del Codice di rete-tipo predisposti e i documenti discussi all'interno del gruppo di lavoro, allo scopo di consentire a tutti i soggetti interessati di partecipare presentando osservazioni e proposte in tempo reale.
L'Autorità ha inoltre predisposto sul proprio sito Internet un sistema informativo per l'acquisizione della documentazione funzionale all'approvazione dei Codici di rete delle imprese di distribuzione. Tale sistema consente alle imprese di distribuzione di inviare per via telematica la documentazione utilizzando le aree di accreditamento e di invio del materiale appositamente predisposte all'interno del medesimo sistema informativo.
L'adesione al Codice è stata quasi totale (334 aziende di distribuzione su 337):

- 325 aziende di distribuzione di gas naturale hanno aderito integralmente alla disciplina prevista dal Codice di rete-tipo;
- 9 imprese hanno invece comunicato la propria adesione e, contestualmente, si sono avvalse della facoltà, prevista all'art. 3, comma 3, della delibera n. 138/04, di integrare il proprio Codice di rete con clausole specifiche, che saranno sottoposte all'esame dell'Autorità per la loro eventuale approvazione.

Il Codice di rete-tipo è un atto di fondamentale importanza per lo sviluppo del mercato del gas in quanto è lo strumento contrattuale con cui vengono regolati e chiariti i rapporti tra le imprese che

gestiscono gli impianti di distribuzione, le imprese di vendita e i grossisti che utilizzano l'impianto medesimo. Con l'adozione di questo strumento le imprese di distribuzione offriranno in maniera neutrale e non discriminante il servizio di distribuzione alle imprese di vendita e ai grossisti.
Il Codice di rete-tipo contiene disposizioni in materia di accesso agli impianti di distribuzione, dettagliando sia il contenuto delle richieste di accesso sia l'*iter* procedurale legato al soddisfacimento delle stesse da parte delle imprese di distribuzione.
In relazione all'erogazione del servizio, il Codice di rete-tipo contiene clausole relative allo svolgimento delle prestazioni poste in atto dalle imprese di distribuzione su richiesta dei soggetti interessati, quali per esempio:

- le operazioni eseguite presso i punti di riconsegna (apertura, chiusura, interruzione della fornitura ecc.);
- la gestione delle operazioni legate alle allocazioni delle partite commerciali di gas, di competenza degli utenti, transitanti presso i *city gate* (cioè presso le stazioni in cui le imprese di distribuzione ricevono il gas dal sistema di trasporto. Qui viene effettuata anche la misura del gas e la regolazione della sua pressione);
- le procedure di fatturazione del servizio;
- le procedure di misura dei quantitativi di gas transitanti presso i punti di riconsegna.

Un aspetto da sottolineare è relativo alla definizione e descrizione dei servizi offerti dalle imprese di distribuzione. Accanto al servizio principale (costituito dalla presa in consegna del gas che l'utente ha titolo a immettere nell'impianto di distribuzione, e dal suo trasporto ai punti di riconsegna presso i quali viene richiesto l'accesso), nel Codice di rete-tipo vengono disciplinate anche le prestazioni richieste dalle imprese di vendita in ragione di proprie specifiche esigenze, quali le prestazioni accessorie e opzionali.
Altre tematiche disciplinate dal Codice di rete-tipo riguardano le procedure per l'individuazione dei punti di riconsegna mediante Codici identificativi su base nazionale. L'adozione di tali Codici negli scambi informativi tra imprese di distribuzione e imprese di vendita consente l'eliminazione di errori nell'identificazione dei punti di riconsegna presso i clienti finali, per i quali si richiede l'accesso.
Le previsioni del Codice di rete-tipo consentono di razionalizzare e velocizzare le fasi di esame delle richieste da parte delle imprese di distribuzione, prevedendo la presentazione della documentazione relativa ai requisiti funzionali all'accesso solamente in caso di richieste di "primo accesso", vale a dire ogni qualvolta il *trader* richieda all'impresa di distribuzione per la prima volta l'accesso al servizio. Con l'entrata in vigore del Codice di rete-tipo per le imprese che intendano adottarne i contenuti è prevista una rapida procedura di approvazione da parte dell'Autorità; infatti per ottenerla è sufficiente una dichiarazione di adesione della singola impresa al Codice di rete-tipo pubblicato dall'Autorità. Con tale opzione l'impresa di distribuzione evita la fase di esame e di approvazione da parte dell'Autorità, prevista nel caso in cui essa invece decida di proporre un proprio Codice di rete, ovvero nel caso in cui l'impresa decida di aderire al Codice di rete-tipo presentando contestualmente proposte di modifica e integrazione, debitamente motivate in funzione di specifiche esigenze organizzative dell'impresa.
Tra le imprese che hanno aderito al Codice di rete-tipo, 14 hanno deciso di avvalersi della facoltà, prevista all'art. 3, comma 3, della delibera n. 138/04, di integrare il proprio Codice di rete con clausole specifiche; è in corso da parte degli Uffici l'attività istruttoria relativa all'esame delle proposte di modifica e integrazione pervenute, la quale, nel caso di un'impresa, ha portato alla non approvazione delle suddette proposte
Con la determinazione 24 gennaio 2007, n. 2, sono stati istituiti due gruppi di lavoro, composti da personale dell'Autorità designato dai Direttori della Direzione mercati e della Direzione consumatori e qualità del servizio per l'elaborazione di proposte finalizzate: all'aggiornamento del Codice e al completamento della regolazione in materia di standard di comunicazione.
Dei gruppi di lavoro, oltre al personale dell'Autorità designato dai Direttori responsabili, fanno parte i rappresentanti di associazioni e operatori del settore energia (Aiget, Anigas, Assogas, Federestrattiva, FederUtility).

Stoccaggio – Adeguamento dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici

Con la delibera 1 febbraio 2006, n. 21, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento annuale dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici di gas naturale, definendo i valori per l'anno termico dello stoccaggio 2005-2006. Il provvedimento, puntualmente emanato entro la scadenza già prevista dalla delibera n. 119/05 che l'Autorità aveva pubblicato nel giugno 2005, assumeva particolare rilievo anche in considerazione della prevista fase di emergenza.

Ogni utente che preleva gas dagli stoccaggi strategici ha l'obbligo di reintegrarlo, pagando un corrispettivo maggiore per il prelievo rispetto a quello ricevuto per il reintegro. Tale meccanismo incentiva gli utenti a un corretto utilizzo delle risorse di stoccaggio, minimizzando l'uso degli stoccaggi strategici. I nuovi corrispettivi, aggiornati tenendo conto delle attuali quotazioni del petrolio, disincentivano fortemente eventuali prelievi di quantità non autorizzate, nonché eventuali speculazioni in possibili diversi scenari di prezzo della materia prima.

Sulla base del decreto ministeriale 4 agosto 2006, l'Autorità con la delibera 28 novembre 2006, n. 263, ha determinato i corrispettivi per l'anno termico 2006-2007.

Codice di stoccaggio

Con la delibera 16 ottobre 2006, n. 220, l'Autorità ha approvato il Codice di stoccaggio presentato da Stogit, che è entrato così in vigore a partire dall'1 novembre 2006.

Le disposizioni del Codice costituiscono il complesso dei diritti e degli obblighi delle parti in relazione alla prestazione, da parte di Stogit, dei servizi di stoccaggio. Il Codice disciplina l'accesso e l'erogazione dei servizi di stoccaggio in situazioni di normale esercizio, e risponde a esigenze di *governance* generale del sistema di stoccaggio del gas nel passaggio da un mercato monopolistico a un mercato aperto e concorrenziale. Tali disposizioni sono infatti molto importanti per la tutela dei nuovi entranti nel mercato del gas, che devono utilizzare le capacità di stoccaggio (che per il 98% sono in possesso di Stogit, società controllata da Eni, anch'essa interessata all'utilizzo della stessa infrastruttura per le proprie attività di approvvigionamento e vendita).

Nella situazione di attuale carenza delle infrastrutture di stoccaggio rispetto alle esigenze di un mercato liberalizzato e concorrenziale, già evidenziate dall'Autorità con la segnalazione al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi sotterranei di gas naturale del 3 agosto 2005, il Codice promuove l'utilizzo efficiente delle capacità di stoccaggio al fine di preservarne la disponibilità nei periodi più critici dell'inverno e di assicurare la continuità del servizio di fornitura del gas ai clienti finali, in particolare civili.

Il processo che ha portato all'approvazione del Codice è stato avviato con la delibera n. 119/05, che stabiliva i criteri cui le imprese di stoccaggio dovevano attenersi nell'adozione del proprio Codice di stoccaggio. In seguito, Stogit ha trasmesso all'Autorità una prima versione del proprio Codice di stoccaggio in data 25 novembre 2005, che però non è risultata conforme alla disciplina stabilita dall'Autorità, la quale ha così chiesto a Stogit di provvedere alle dovute modifiche anche per recepire le integrazioni del quadro della regolamentazione dell'accesso allo stoccaggio intervenute con la delibera n. 50/06.

Una seconda versione del Codice di stoccaggio trasmessa da Stogit in data 26 settembre 2006, è stata successivamente emendata dalla stessa Stogit al fine di eliminare alcuni profili di incompletezza e di incoerenza rispetto alla normativa vigente rilevati dall'Autorità.

Proroga dei termini per l'assegnazione di capacità di stoccaggio e della punta giornaliera per il servizio di modulazione

Il comma 9.3 della delibera n. 119/05 prevede che la determinazione della richiesta massima ammissibile per il conferimento delle capacità di cui al comma 9.2, lettere b) e c), sia determinata dall'Autorità con proprio provvedimento, tenuto conto anche degli obblighi di modulazione per il periodo di punta stagionale per ciascun Comune in funzione dei valori climatici di cui all'art. 18, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00.

Per la determinazione degli obblighi di modulazione sopra citati l'Autorità ha avviato un'attività di collaborazione con la società CESI Ricerca Spa per l'elaborazione di un modello per la previsione del fabbisogno dei clienti di cui al comma 3 del decreto legislativo n. 164/00 per l'inverno medio e quello rigido con frequenza ventennale. Sulla base dei risultati di tale attività, l'Autorità ha avviato, con la delibera 9 febbraio 2007, n. 23, il procedimento per la determinazione della richiesta massima ammissibile per il conferimento delle capacità di stoccaggio e di punta giornaliera secondo quanto disposto dal comma 9.3 della delibera n. 119/05.

Con la stessa delibera n. 23/07 l'Autorità ha anche deciso di prorogare al 22 marzo 2007 il termine ultimo per il conferimento delle capacità di stoccaggio di modulazione per l'anno termico 2007-2008.

Successivamente l'Autorità, in considerazione dell'impossibilità manifestata dagli operatori di disporre di dati che consentano la determinazione dei quantitativi massimi complessivi di cui al comma 9.2, lettere b) e c), della delibera n. 119/05 a livello di singolo *pool* REMI, ha confermato, con la delibera 8 marzo 2007, n. 55, l'adozione dei criteri previsti dalla normativa vigente ai fini del conferimento delle capacità di stoccaggio di modulazione per l'anno termico

2007-2008, rinviando a successivo provvedimento la determinazione dei medesimi quantitativi massimi, con la partecipazione degli operatori sulla base delle modalità previste dalla delibera n. 23/07.

Misura – Profili di prelievo standard

Con la delibera n. 138/04, l'Autorità aveva disposto che le imprese di distribuzione rendessero pubblici profili di prelievo standard associati a categorie d'uso del gas, secondo le modalità stabilite dall'Autorità con un successivo provvedimento. La stessa delibera ha previsto che fino all'adozione di tale provvedimento le imprese di distribuzione trasmettessero all'impresa di trasporto la percentuale di prelievi per uso civile, in luogo delle categorie d'uso, e che l'impresa di trasporto effettuasse la profilazione giornaliera dei dati mensili distinguendo tra prelievi di clienti finali civili e prelievi di altri clienti finali.

Tuttavia, dall'esame dei dati trasmessi dalle imprese di distribuzione, è emersa una situazione estremamente eterogenea in materia di criteri di stima dei consumi e tale eterogeneità, nel determinare inefficienze del sistema di allocazione, potrebbe diventare un ostacolo per la competitività.

Di conseguenza, l'Autorità ha deciso di avviare, con la delibera 5 aprile 2006, n. 70, un procedimento volto a formare provvedimenti aventi a oggetto la definizione di profili di prelievo standard e categorie d'uso, così come previsto dall'art. 7 della delibera n. 138/04.

A seguito di tale delibera è stato pubblicato in data 19 maggio 2006, un Documento per la consultazione, su *Criteri per la definizione dei profili di prelievo standard e delle categorie d'uso del gas ai sensi dell'art. 7 della delibera 29 luglio 2004, n. 138*. In seguito alle osservazioni ricevute e in considerazione della necessità di riformare l'attuale sistema di bilanciamento del gas, l'Autorità ha emanato la delibera 7 febbraio 2007, n. 17, *Definizione di profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas, di cui all'art. 7 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138, anche ai fini della riforma del bilanciamento gas*. Con questo provvedimento l'Autorità ha modificato la precedente delibera n. 138/04 al fine di attuare una ridefinizione degli attuali processi allocativi in termini sia di responsabilità dei soggetti interessati, sia di tempistiche e modalità operative, in quanto essenziale al raggiungimento dell'obiettivo di predisposizione giornaliera del bilancio commerciale definitivo e all'istituzione di un mercato giornaliero di bilanciamento. Con lo stesso provvedimento sono stati stabiliti i profili di prelievo standard che dovranno essere utilizzati con omogeneità su tutto il territorio nazionale. Questi provvedimenti entreranno in vigore a partire dall'1 ottobre 2007.

Regolamentazione della qualità e della sicurezza

Qualità dei servizi gas

La regolazione della qualità dei servizi gas concerne la disciplina della sicurezza e continuità del servizio di distribuzione e la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas. Alla fine del 2000 l'Autorità ha definito la regolazione della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas introducendo un sistema di obblighi e di controlli, fissando i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori rilevanti, nonché gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità. Al termine del primo periodo di regolazione, l'Autorità ha emanato il *Testo integrato della qualità dei servizi gas* (delibera 29 settembre 2004, n. 168) con cui ha esteso l'applicazione della regolazione anche agli esercenti che in sede di prima attuazione erano

stati esonerati, modificato alcuni indicatori di sicurezza e di continuità del servizio e introdotto nuovi obblighi di servizio.
Il *Testo integrato della qualità dei servizi gas* ha introdotto anche una nuova metodologia per la verifica semplificata a campione dei dati di qualità comunicati dagli esercenti all'Autorità. Tale metodologia, fermi restando i poteri di vigilanza dell'Autorità, riguarda:

- per i distributori, gli eventi di sicurezza e le prestazioni di qualità commerciale del servizio di distribuzione;
- per i venditori, le prestazioni di qualità commerciale del servizio di vendita.

Tale procedura di verifica è stata introdotta al fine di consentire l'effettuazione di un significativo numero di controlli presso i distributori e i venditori di gas, con il duplice scopo di rafforzare la tutela dei consumatori finali e di evitare eventuali vantaggi indebiti derivanti per alcuni esercenti dalla mancata attuazione dei provvedimenti dell'Autorità in tema di qualità dei servizi gas.
Il *Testo integrato della qualità dei servizi gas* ha previsto, nel biennio 2005-2006, una fase di sperimentazione della metodologia semplificata di controllo a campione dei dati di qualità, senza l'applicazione di penalità per le eventuali non conformità riscontrate. La fase di sperimentazione è stata finalizzata a testare, mediante verifiche dirette presso gli esercenti, la validità della nuova metodologia e a individuare eventuali modifiche da introdurre prima dell'avvio dei controlli con applicazione delle penalità.
Con la delibera 28 marzo 2007, n. 74, l'Autorità, alla luce dei risultati ottenuti nella fase sperimentale, ha confermato, previa consultazione dei soggetti interessati, la disciplina regolata dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* e ha introdotto integrazioni e modifiche alla stessa che ne rafforzano l'efficacia e ne facilitano l'attuazione da parte dei controllori e degli esercenti.
Nel corso dell'anno 2006 è stata svolta anche un'attività di controllo relativa all'adempimento degli obblighi di comunicazione all'Autorità da parte degli esercenti dei dati relativi alla sicurezza e alla qualità dei servizi gas. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 18 luglio 2006, n. 149, per la quale si rimanda al precedente capitolo sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La disciplina della sicurezza della distribuzione del gas, operando finora prevalentemente attraverso la definizione di obblighi di sicurezza quali, per esempio, la percentuale minima di rete da ispezionare ogni anno o il numero minimo annuo di controlli del grado di odorizzazione del gas, ha assicurato standard minimi adeguati con situazioni tuttavia disomogenee in Italia tra distributore e distributore, e tra impianto e impianto di distribuzione. Per evitare che un sistema di soli obblighi conducesse in futuro a un abbassamento dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità ha deciso di stimolare i distributori a incrementare i propri livelli di sicurezza degli impianti di distribuzione, per ottenere un più generale allineamento agli standard di eccellenza già raggiunti in alcune zone del paese. Alla fine del 2005, a seguito di un'ampia consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha quindi emanato la delibera n. 243/05, con la quale ha introdotto un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti dalla delibera n. 168/04. Per il periodo 2006-2008, l'accesso da parte dei distributori al nuovo sistema di incentivi che premia la riduzione delle dispersioni di gas e ipotizza un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas oltre che la riduzione degli incidenti da gas sugli impianti di distribuzione, è su base volontaria. Dal 2009 il sistema diventerà obbligatorio, pur con la dovuta gradualità, e prevederà, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito.
Nel corso dell'anno 2006 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento da parte dei distributori degli obblighi annuali di ispezione dei gasdotti. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 26 luglio 2006, n. 163, con la quale l'Autorità ha intimato sette esercenti inadempienti a ottemperare entro il 31 dicembre 2006 agli obblighi previsti dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas

La regolazione della qualità commerciale per il settore gas è disciplinata dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* che con l'1 gennaio 2006 ha previsto il termine delle disposizioni transitorie per i distributori e i venditori di gas naturale. Inoltre, al fine di rafforzare la tutela del cliente finale, sempre a partire dalla suddetta data, l'Autorità con la delibera 27 luglio 2005, n. 158, ha disposto che le richieste di prestazioni di competenza dei distributori,

quali per esempio le richieste di allacciamento e di preventivazione, siano trasmesse dal venditore entro tre giorni lavorativi.

Con la delibera 19 dicembre 2005, n. 279, l'Autorità ha avviato un procedimento, ai fini della formazione di provvedimenti in materia di standard di comunicazione tra distributori e venditori di gas ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere c), g) e h), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Nell'ambito di tale procedimento, inserito nella sperimentazione triennale della metodologia d'Analisi d'impatto della regolazione (AIR) ai sensi della delibera 28 settembre 2005, n. 203, l'Autorità ha emanato un primo Documento per la consultazione, nel quale ha:

- presentato gli esiti della ricognizione operata dalla Direzione consumatori e qualità del servizio tra i distributori e i venditori di gas naturale;
- proposto tre possibili opzioni alternative in tema di standard minimo nazionale obbligatorio di comunicazione.

In tale Documento l'Autorità ha altresì presentato e condiviso il piano AIR coerentemente con quanto previsto dalla metodologia.

Nel mese di settembre 2006, l'Autorità ha pubblicato un secondo Documento per la consultazione con le proposte finali per l'individuazione di uno standard obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori e i venditori di gas naturale. Sulla base degli esiti della prima consultazione, nella quale sono state individuate quattro dimensioni della comunicazione ovvero il canale di trasmissione, il tipo di vettore utilizzato per l'invio delle informazioni, le regole e i contenuti minimi obbligatori per lo scambio delle informazioni, l'Autorità ha presentato una soluzione base e, vista la complessità dei temi, proposto l'istituzione di un gruppo di lavoro per l'individuazione di elementi utili alla finalizzazione della regolazione.

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 294, l'Autorità ha definito lo standard nazionale di comunicazione da adottare tra le aziende che operano nel settore del gas, a carattere vincolante dall'1 luglio 2007, individuando il canale della posta elettronica certificata con l'obiettivo di ridurre in questo modo il ricorso alle comunicazioni cartacee. Inoltre, con lo scopo di favorire l'individuazione delle regole e dei contenuti minimi delle informazioni da scambiare, nonché di una eventuale soluzione evoluta di standard nazionale di comunicazione da adottarsi a regime, l'Autorità ha istituito un tavolo tecnico di confronto con le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, nonché dei grossisti di energia. Sulla base degli elementi che scaturiranno dal gruppo di lavoro, che si dovrà coordinare con quello per l'aggiornamento del Codice di rete-tipo per il servizio di distribuzione del gas (vedi *supra*), l'Autorità completerà la materia dello standard nazionale di comunicazione, pervenendo alla completa definizione della disciplina dello scambio di informazioni tra gli operatori del settore del gas.

In considerazione degli esiti della prima consultazione in materia di qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali, l'Autorità ha continuato a svolgere un'intensa attività sul tema, avviando altresì una indagine sulla qualità delle risposte telefoniche fornite ai consumatori da parte dei *call center* commerciali delle aziende fornitrici di energia elettrica e di gas, al fine di monitorare la qualità effettivamente percepita dai consumatori su questo fondamentale servizio offerto dalle imprese. Si è inoltre costituito un gruppo di lavoro con rappresentanti delle imprese e delle associazioni dei consumatori, per esaminare proposte di requisiti e standard minimi di qualità del servizio. L'Autorità ha pubblicato nel mese di marzo 2007 un secondo Documento per la consultazione in materia per il quale si rimanda al precedente capitolo inerente la regolamentazione della qualità dei servizi elettrici.

Nel corso dell'anno 2006 è stata svolta un'attività di approfondimento e verifica nei confronti di alcuni esercenti i cui dati, comunicati tramite sistema telematico, sembravano evidenziare per l'anno 2005 un peggioramento degli standard definiti dall'Autorità. L'attività ha comportato l'invio, e la successiva analisi di una serie di richieste di informazioni e di adeguata documentazione inerente le azioni messe in atto dagli esercenti. Inoltre, si è provveduto a inviare una richiesta di informazioni ai venditori con più di 100.000 clienti finali, richiedendo l'invio di copia delle bollette e di eventuale altra documentazione attestante il rispetto degli obblighi previsti dall'art. 6, comma 2, lettera b), della delibera dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 152, e dall'art. 26, comma 2, del *Testo integrato della qualità dei servizi gas*, al fine di accertare la corretta attuazione delle disposizioni ivi contenute. La verifica effettuata sulla documentazione pervenuta ha consentito di accertare il rispetto da parte degli esercenti degli obblighi informativi relativi alla copertura assicurativa contro gli incidenti da gas e alla corretta informazione sul tema del pronto intervento.

Qualità del gas e qualità del servizio di trasporto del gas

Nell'ambito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale, avviato

con la delibera del 23 gennaio 2006, n. 15, l'Autorità ha pubblicato un Documento per la consultazione inerente la regolazione degli aspetti generali, tra i quali almeno i temi della sicurezza, della continuità e della qualità commerciale, al fine di favorire:

- l'ulteriore miglioramento della qualità del servizio di trasporto del gas naturale fornita da ciascuno degli operatori coinvolti;
- l'omogeneizzazione dei livelli minimi di qualità erogati dalle diverse aziende di trasporto;
- il rafforzamento della tutela degli utenti del servizio e dei clienti finali allacciati alle reti di trasporto anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni e la pubblicazione comparativa dei dati di qualità forniti dai trasportatori.

In coerenza con quanto già definito in precedenti provvedimenti, le proposte contenute nel Documento per la consultazione prevedono tra l'altro la possibilità di introdurre nuovi indicatori di qualità del servizio di trasporto del gas naturale, ispirati a criteri di semplicità, controllabilità ed efficacia, e la definizione, per alcuni di essi, di standard generali o di standard specifici con indennizzo automatico in caso di mancato raggiungimento dei livelli garantiti. Per la regolazione degli aspetti di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale, l'Autorità prevede di effettuare una seconda consultazione entro settembre 2007, a seguito della quale intende adottare un provvedimento che tenga conto della opportunità di introdurre eventuali modifiche con la necessaria gradualità.

Nel Documento per la consultazione l'Autorità ha altresì presentato gli esiti più rilevanti del *benchmarking* internazionale effettuato sul tema e proposto integrazioni alla regolazione della qualità del gas introdotta con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, anche in merito all'attribuzione del contenuto energetico del gas fornito ai clienti finali, poiché la qualità del gas è rilevante per il cliente finale sia per motivi economici (infatti la tariffa pagata è commisurata all'energia contenuta nel gas), sia per motivi di sicurezza (odorizzazione e pressione del gas sono rilevanti per un utilizzo sicuro del gas nelle apparecchiature).

Con la delibera n. 185/05 l'Autorità aveva infatti approvato le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale al fine di favorire una regolazione più puntuale della misura del Potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali, anche in considerazione dello scenario di medio periodo relativo agli approvvigionamenti, che prevede l'avvio di nuovi terminali di GNL e l'aumento delle importazioni a seguito di potenziamenti e nuove realizzazioni di gasdotti. La delibera ha attribuito all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto.

Nei punti di ingresso delle reti di trasporto il provvedimento ha prescritto la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi. Nel provvedimento l'Autorità ha sancito inoltre il divieto di immissione nella rete di trasporto di gas fuori specifica o comunque in grado di arrecare danni agli utenti del servizio e introduce obblighi stringenti di informazione tempestiva agli utenti del servizio coinvolti in eventuali disservizi.

A seguito di un'ampia consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha emanato la delibera 28 marzo 2007, n. 75, con la quale ha apportato modifiche e integrazioni alla delibera n. 185/05, tra cui:

- l'adozione di una versione unica della metodologia di individuazione e modifica delle Aree omogenee di prelievo (AOP) per tutte le imprese di trasporto, a partire dall'1 ottobre 2007;
- l'inserimento dell'obbligo di non immettere gas naturale fuori specifica o contenente elementi di norma non presenti, in quantità che potrebbero recare danno agli utenti del servizio, anche per il caso di alimentazione di reti di distribuzione tramite carri bombolai;
- la rivisitazione dei livelli di disponibilità delle misure del PCS per tenere in debito conto i tempi di indisponibilità della misura dovuti a interventi di manutenzione e controllo degli apparati.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti della sicurezza di impianti di utenza a gas

Il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas è stato istituito dall'Autorità fin dal marzo 2004 (delibera n. 40/04). Per tutti gli impianti funzionanti con i gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente

metano, ma anche GPL), il regolamento ha posto l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza del servizio del gas e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso del gas. Secondo un'analisi degli incidenti effettuata dal Comitato italiano gas (CIG), le cause più ricorrenti di incidente sono: l'inefficienza delle canne fumarie; la ventilazione non idonea dei locali; lo stato di manutenzione di apparecchi precario o non conforme alle norme di legge; l'insufficiente cubatura o la non idoneità dei locali dove sono installati gli apparecchi. Il regolamento emanato dall'Autorità ha previsto quindi che il gas debba essere fornito ai clienti finali solo previa verifica documentale da parte del distributore del rispetto dei requisiti di legge sugli impianti di utenza a gas. Le disposizioni relative ai nuovi impianti di utenza sono in vigore dall'1 ottobre 2004.

L'Autorità, con la delibera 27 aprile 2006, n. 87, ha introdotto alcune semplificazioni al regolamento, senza snaturarne i principi e l'impostazione originaria e ha rafforzato l'informazione ai clienti finali mediante la previsione di un nuovo allegato informativo da consegnare all'atto della richiesta di attivazione della fornitura. La nuova procedura introdotta dalla delibera n. 87/06 è entrata in vigore dall'1 aprile 2007.

Pur con le inevitabili difficoltà di prima attuazione, la delibera n. 40/04 ha prodotto effetti significativi: nel periodo 1 ottobre 2005 – 30 settembre 2006, i distributori di gas hanno eseguito accertamenti per la sicurezza su oltre 370.000 nuovi impianti. Il 96,6% di essi (quasi 360.000) ha ottenuto subito l'approvazione all'attivazione, in esito a un positivo riscontro di tutta la documentazione richiesta dalla legge 5 marzo 1990, n. 46. Di contro, oltre 12.000 primi accertamenti (3,4% circa del totale) hanno invece dato esito negativo; i distributori hanno fornito il gas per quest'ultimi impianti solo dopo un supplemento nelle operazioni di verifica e a seguito dell'eliminazione delle cause di non conformità alla legge n. 46/90.

Oltre a ciò:

- è aumentata la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas grazie anche al confronto assistito dal CIG su parecchi casi di applicazione della legge n. 46/90;
- l'attuazione della delibera n. 40/04 ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento sia degli installatori sia del personale tecnico incaricato degli accertamenti, favorendo la collaborazione tra distributori e installatori.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

Ai fini della tutela dei clienti finali che utilizzano il gas per usi domestici riveste una particolare importanza la presenza di un'assicurazione per infortuni, incendio e responsabilità civile che metta al riparo il cliente finale dai danni che derivassero da incidenti connessi con l'uso del gas. Pertanto, l'Autorità ha reso obbligatoria dal 2004 l'assicurazione minima per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas (delibera n. 152/03). L'assicurazione era già vigente, su base volontaria, dal 1991 e sarebbe scaduta il 31 dicembre 2003; il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative e ha esteso queste ultime anche ai clienti che utilizzano gas diverso dal metano, come il GPL, purché distribuito a mezzo di rete.

L'assicurazione è a favore di ogni cliente finale civile del gas fornito mediante una rete di distribuzione o di trasporto (escluso quindi il gas fornito mediante bombole). È stipulata dal CIG tramite gara a evidenza pubblica e il costo in bolletta per i consumatori è pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

In attuazione di quanto disposto dalla delibera 21 febbraio 2006, n. 34 (di approvazione della copertura degli oneri a carico del CIG per l'attuazione della delibera n. 152/03 per l'anno termico 2004-2005), il CIG ha inviato all'Autorità una relazione contenente alcune proposte per la divulgazione dell'assicurazione nazionale a favore dei clienti finali del gas definita dall'Autorità. Il piano di divulgazione, approvato dall'Autorità in data 18 luglio 2006 e attuato dal CIG, ha previsto:

- la diffusione ai clienti finali di volantini e *cd rom*, contenenti le informazioni essenziali sull'assicurazione, con la collaborazione, in particolare, degli enti locali, degli esercenti gas, degli amministratori di condominio, delle associazioni dei consumatori, dei costruttori di apparecchi e dell'Istituto per il marchio di qualità (IMQ);
- la predisposizione di una lettera informativa sull'assicurazione con l'intento che essa possa essere consegnata agli amministratori di condominio e ai sindaci perché ne informino la cittadinanza e, previo accordo con il Ministero della salute,

agli ospedalizzati per incidenti da monossido di carbonio all'atto della loro dimissione dalla struttura ospedaliera.

Dall'analisi dei dati contenuti nei rendiconti trasmessi da parte del CIG all'Autorità in attuazione di quanto previsto dalla delibera n. 152/03 si evidenzia che nel biennio termico 2004-2006 i sinistri denunciati sono stati 111. Gli eventi denunciati hanno causato 40 morti e 40 feriti e hanno riguardato intossicazioni da monossido di carbonio e altri eventi accidentali. Il rendiconto dimostra la gravità degli effetti sociali ed economici derivanti dagli incidenti da gas che coinvolgono di norma più famiglie. Si può presumere con ragionevole certezza che, in assenza dell'intervento regolatorio dell'Autorità, la quasi totalità degli effetti economici dei sinistri denunciati non avrebbe trovato alcuna copertura assicurativa.

Alla luce dei buoni risultati fino a ora ottenuti l'Autorità, con la delibera 20 marzo 2007, n. 62, emanata a seguito di consultazione dei soggetti interessati ha proceduto alla conferma della disciplina introdotta con la delibera n. 152/03 e ha integrato e migliorato alcune specifici aspetti, mantenendo inalterato il costo massimo per cliente finale di 0,40 € all'anno.

PAGINA BIANCA

4.
Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

PAGINA BIANCA

Tutela dei consumatori

Nell'anno 2006 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha posto in essere una incisiva attività per la tutela dei consumatori sia nel mercato elettrico sia nel mercato gas.

In particolare, relativamente al mercato elettrico, l'Autorità ha adottato efficaci strumenti di tutela della clientela finale, in vista della completa liberalizzazione del settore attesa per il 1° luglio 2007. In considerazione del fatto che ogni cliente finale sarà un cliente idoneo e potrà contrattare liberamente le condizioni di fornitura, è stato innalzato il livello di tutela offerto al fine di consentire a ciascun consumatore la possibilità di scelte informate e consapevoli tra le varie offerte contrattuali che verranno proposte dal mercato.

Con delibera 30 maggio 2006, n. 105, è stato adottato il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali. Tale Codice è entrato in vigore il 1° gennaio 2007 con l'obiettivo di prescrivere, a carico dei soggetti venditori, specifici obblighi di comportamento, primo fra tutti quello di informazione, nel contatto con i possibili clienti e nella fase di formazione del contratto di fornitura con gli stessi. Con delibera 19 luglio 2006, n. 152, è stata invece adottata la direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità, la cui entrata in vigore è stata disciplinata con delibera 30 novembre 2006, n. 267, e con delibera 30 marzo 2007, n. 83.

Sempre nel settore elettrico, con delibera 14 luglio 2006, n. 148, l'Autorità è intervenuta in materia di conguagli a tutela dei clienti vincolati integrando e modificando la propria delibera 28 dicembre 1999, n. 200. In particolare, è stata aggiornata la disciplina della rateizzazione delle somme di conguaglio, eventualmente dovute dal consumatore per la fornitura di energia elettrica. L'Autorità ha così introdotto, come garanzia aggiuntiva per i consumatori, una disposizione circa il numero minimo di rate che l'esercente è tenuto ad accordare, che non deve essere comunque inferiore a due e almeno pari al numero di bollette di acconto ricevute successivamente alla precedente bolletta di conguaglio. È stato altresì previsto il principio di non cumulabilità delle rate in una stessa bolletta e prescritto che la periodicità di pagamento sia conforme alla periodicità di fatturazione. Le rate di valore costante avranno cioè la stessa periodicità della fatturazione e su ciascuna bolletta potrà essere richiesto il pagamento di una sola rata.

È stato inoltre emanato il Documento per la consultazione 7 febbraio 2007, n. 5, *Strumenti di confrontabilità dei prezzi – Scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui al Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica (Allegato alla delibera 30 maggio 2006, n. 105)*, sulla confrontabilità dei prezzi per la fornitura di energia elettrica, con effetti a favore del cliente finale e per rendere ancora più effettive sia la tutela del consumatore sia l'apertura del mercato alla concorrenza.

Per quanto riguarda il mercato del gas, l'Autorità è intervenuta nel settore della vendita ai clienti finali, liberalizzato sin dal 1° gennaio 2003, attraverso una Istruttoria conoscitiva avente a oggetto il rispetto delle condizioni poste dal Codice di condotta commerciale, adottato con delibera 22 luglio 2004, n. 126. Tale istruttoria si è conclusa con delibera 3 novembre 2006, n. 235, tramite la quale sono stati inoltre avviati i procedimenti necessari ai fini di una ulteriore tutela dei consumatori e dell'apertura del mercato alla concorrenza. In particolare, è stato pubblicato il Documento per la consultazione 29 marzo 2007, n. 15, avente a oggetto *Modifiche e integrazioni alle delibere dell'Autorità 11 dicembre 2001, n. 229, 22 luglio 2004, n. 126 e 29 settembre 2004, n. 168*.

In entrambi i mercati l'attività di regolazione è stata affiancata da una costante e intensa opera di vigilanza e controllo del rispetto della regolazione vigente.

Mercato elettrico

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità

Con delibera n. 152/06 sono state modificate e integrate le regole di trasparenza già fissate con delibera 16 marzo 2000, n. 55 – anche alla luce della progressiva liberalizzazione dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali – estendendone gli effetti pure ai clienti del mercato libero in bassa tensione, a differenza di quanto previsto dalla stessa delibera n. 55/00, il cui ambito di applicazione è stato limitato ai clienti del mercato vincolato.

La bolletta costituisce il fondamentale canale di comunicazione tra clienti e aziende fornitrici ed è il principale strumento di verifica di dati sulla fornitura, quali la spesa e i consumi. Per tale ragione, è fondamentale che tutti i clienti dispongano di una bolletta redatta in modo chiaro e comprensibile, che contenga informazioni complete e trasparenti.

Peraltro, soprattutto in vista della completa liberalizzazione del mercato elettrico, la bolletta costituirà per il consumatore lo strumento utile per confrontare le offerte proposte dai nuovi fornitori; inoltre, potrà offrire al cliente finale l'indispensabile supporto per verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali ed economiche sottoscritte con il fornitore di energia elettrica, così come la convenienza del prezzo praticato.

Per quanto riguarda la parte della bolletta in cui vengono descritti i costi per il cliente, a seguito della emanazione della delibera n. 152/06 sono state adottate disposizioni per contemperare le esigenze di semplificazione con la completezza delle informazioni.

A tale riguardo, la nuova bolletta elettrica riporta due distinti quadri di presentazione:

- un quadro di sintesi, semplificato per le voci principali che compongono l'importo totale della bolletta, affinché il cliente possa conoscere in modo immediato la spesa complessiva, in relazione alle caratteristiche della fornitura, ai consumi e alle condizioni economiche;
- un quadro di dettaglio che permetta ai clienti di effettuare un'analisi più approfondita di tutti gli elementi costitutivi del prezzo e di replicare i calcoli che portano alla determinazione dell'importo finale della bolletta. Il quadro di dettaglio può inoltre rappresentare un valido strumento per valutare e confrontare le offerte che verranno proposte dai fornitori.

La delibera incide d'altronde sul contenuto informativo della bolletta prescrivendo l'inserimento di informazioni aggiuntive riguardanti l'andamento dei consumi e introducendo uno spazio dedicato alle comunicazioni istituzionali della stessa Autorità.

Come ricordato, le garanzie di trasparenza dei documenti di fatturazione, in virtù dell'ambito di applicazione della delibera stessa, interessano, oltre ai clienti del mercato vincolato alimentati in bassa e media tensione, anche i clienti del mercato libero alimentati in bassa tensione. Proprio a tal fine, la delibera ha definito come clienti del mercato libero i clienti idonei finali che hanno esercitato il diritto di contrattare liberamente le condizioni di for-

nitura e come clienti del mercato vincolato tutti i clienti finali diversi dai clienti del mercato libero.

Con delibere n. 267/06 e n. 83/07 l'Autorità ha stabilito che la direttiva sulla trasparenza, riguardo ai clienti finali che al momento della delibera stessa erano clienti del mercato vincolato, entri in vigore il 1° aprile 2007 per quel che riguarda le previsioni sul quadro di sintesi e il 1° giugno 2007 per quel che riguarda le previsioni sul quadro di dettaglio. Ha disposto invece che entri in vigore dal 1° luglio 2007 per i clienti del mercato libero e comunque non prima che siano definiti gli obblighi in tema di flussi informativi tra distributori e venditori i quali, oggetto di un apposito provvedimento (si veda nel Capitolo 2 di questo volume il Documento per la consultazione 12 marzo 2007, n. 14, *Orientamenti per la definizione o revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato*), consentiranno ai venditori il corretto adempimento di quanto previsto dalla direttiva stessa.

Adozione del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali

In un sistema di mercato liberalizzato, la concorrenza tra gli operatori dovrebbe fornire sufficienti garanzie sulla possibilità, per tutti i clienti finali, di disporre di un servizio di qualità adeguata alle proprie esigenze, a un prezzo ragionevole. Con l'apertura dei mercati, infatti, i consumatori hanno di fronte l'opportunità di operare una scelta fra una gamma di offerte a prezzi differenziati; tuttavia, la resistenza al cambiamento del fornitore costituisce un ostacolo al verificarsi di condizioni concorrenziali e una barriera all'entrata di nuovi operatori.

Sulla base di queste premesse, l'Autorità ha adottato un Codice di condotta commerciale, consapevole che l'informazione completa, corretta e comprensibile, può consentire ai clienti di conoscere le caratteristiche e le condizioni economiche del servizio e di confrontare le offerte, beneficiando pienamente dell'apertura del mercato. Infatti, il Codice di condotta commerciale, senza comportare eccessive rigidità per gli operatori, consente al cliente finale di valutare con completezza e consapevolezza le diverse offerte, appropriandosi dei benefici della concorrenza.

Il Codice di condotta commerciale per la tutela dei clienti idonei è stato adottato, come ricordato, con delibera n. 105/06 al fine di regolare la fase del ricevimento di offerte volte alla conclusione di contratti di fornitura di energia elettrica nel mercato libero.

In sintesi, il Codice di condotta commerciale:

- si applica a tutti i soggetti esercenti l'attività di vendita di energia elettrica nei confronti dei clienti idonei finali connessi in bassa tensione;
- fissa le regole di correttezza da osservare nella promozione delle offerte commerciali;
- indica le informazioni minime relative alle condizioni economiche e contrattuali di un'offerta commerciale che devono essere rese note ai clienti idonei finali prima della conclusione di un nuovo contratto, anche al fine di consentire la confrontabilità tra offerte diverse;
- prevede il diritto di ripensamento entro 10 giorni per i contratti stipulati fuori dai locali commerciali dell'esercente o conclusi attraverso forme di comunicazione a distanza, riconoscendo tale diritto anche a favore dei clienti che non sono consumatori ai sensi del Codice del consumo (decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206);
- prevede che il cliente possa recedere senza oneri in caso di modifica unilaterale delle condizioni di contratto proposte dall'esercente (nel caso in cui tale variazione unilaterale sia prevista dal contratto), con un obbligo di preavviso, a carico dello stesso esercente, almeno 60 giorni prima della modifica.

In questa fase di avvio del mercato, il Codice, definendo regole di comportamento uniformi su tutto il territorio nazionale, garantisce che la competizione tra venditori si svolga a parità di condizioni e costituisce, anche sotto questo aspetto, un elemento di stimolo alla concorrenza.

Il Codice di condotta commerciale non incide direttamente sul contenuto del contratto di fornitura, che è lasciato alla libera ma consapevole disponibilità delle parti; esso, tuttavia, impone regole di correttezza nella promozione delle offerte commerciali e nella conclusione dei contratti, nonché nel contenuto delle informazioni minime relative ai corrispettivi e alle condizioni contrattuali. In tal modo, esso consente di contenere possibili controversie legate allo svolgimento del rapporto contrattuale.

Strumenti di confrontabilità dei prezzi

Per realizzare un'effettiva concorrenza è necessario che i clienti finali possano confrontare le offerte disponibili e scegliere quella più vantaggiosa. In tal senso, il Codice di condotta commerciale vincola l'impresa di vendita, al fine di garantire la correttezza delle attività di marketing e commercializzazione, a fornire una specifica formazione al personale commerciale, informazioni complete,

trasparenti e confrontabili al futuro cliente. Tutto questo al fine di annullare le possibili asimmetrie informative tra destinatario del servizio ed erogatore dello stesso e rendere effettiva la concorrenza e la possibilità di scelta consapevole tra le varie offerte presenti sul mercato. Sono inoltre introdotte, come ricordato, specifiche tutele in materia di ripensamento quali il diritto di recesso dal contratto qualora lo stesso sia stato concluso fuori dai locali commerciali dell'esercente o a mezzo di tecniche di comunicazione a distanza quali, per esempio, il telefono o Internet.
L'Autorità è inoltre intervenuta, a tutela dell'utenza e a garanzia di una sempre maggiore apertura del mercato, emanando il ricordato Documento per la consultazione sulla confrontabilità delle offerte da parte degli esercenti il servizio di vendita di energia elettrica ai clienti finali. In particolare, il citato Documento presenta proposte per l'adozione della scheda di riepilogo dei corrispettivi relativi all'offerta prevista all'art. 11, comma 1, lettera c), del Codice di condotta commerciale, al fine di garantire una sempre più consapevole scelta dei clienti finali proprio in virtù dell'imminente liberalizzazione.
La scheda, adottata con la delibera 9 maggio 2007, n. 110, persegue innanzitutto l'obiettivo di aumentare la trasparenza delle condizioni economiche dell'offerta, garantendo al cliente un elenco completo dei corrispettivi previsti a suo carico in seguito alla stipula del contratto. Risulta infatti che, nell'ambito dei contratti, non sia sempre agevole, per il cliente, l'individuazione di tutti i corrispettivi che verranno addebitati in relazione alla prestazione del servizio. Ulteriore finalità della scheda è fornire al cliente un ausilio per il confronto delle offerte ricevute da diversi esercenti.

Mercato gas

Dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali del servizio gas sono liberi di scegliere il loro fornitore. La completa liberalizzazione del mercato ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, anche per consentire al consumatore scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali proposte sul mercato.
Proprio in relazione alla verifica dell'applicazione del Codice di condotta commerciale, l'Autorità è intervenuta, come ricordato, attraverso una Istruttoria conoscitiva conclusasi con delibera n. 235/06 (vedi Capitolo 5) che ha permesso di avviare i procedimenti, necessari per una ulteriore tutela dei consumatori e per la promozione della concorrenza. A tal fine, il Documento per la consultazione n. 15/07 è volto all'adozione di provvedimenti che modifichino e integrino quelli già adottati, in particolare:

- la direttiva concernente le condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas ai clienti finali attraverso reti di gasdotti locali, approvata con la delibera 11 dicembre 2001, n. 229;
- il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali, approvato con la delibera n. 126/04;
- il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*, approvato con la delibera n. 168/04.

Con il primo intervento, l'Autorità propone di armonizzare le condizioni di offerta dei clienti che non si sono ancora avvalsi della facoltà di stipulare contratti di mercato libero e di consentire, alle società di vendita, di unificare le condizioni di fornitura dei clienti interessati agli standard fissati dalla stessa delibera n. 229/01, facendo venire meno eventuali specifiche condizioni di favore previo adeguato preavviso al cliente finale interessato. L'Autorità prevede inoltre di introdurre indennizzi automatici per contrastare comportamenti non conformi dei venditori relativi alla fatturazione dei consumi e che si attuino in occasione di procedure di cambio del fornitore.
Con il secondo intervento l'Autorità propone di rendere più stringenti gli obblighi comportamentali degli agenti commerciali nella fase precontrattuale, nonché le informazioni che devono essere fornite ai clienti finali. Propone inoltre un ampliamento delle tempistiche previste per l'esercizio della facoltà di variazione unilate-

rale di specifiche clausole contrattuali al fine di permettere al cliente finale, stante le attuali tempistiche connesse con le procedure di *switching*, di esercitare efficacemente il diritto di idoneità e scegliere liberamente un altro fornitore.
Infine, con il terzo intervento si propone di individuare uno strumento di informazione e conoscenza per il cliente finale che gli consenta una scelta consapevole del fornitore da cui essere servito.
Le modifiche e integrazioni alla delibera 14 aprile 1999, n. 42, in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione sono invece state demandate a un successivo Documento per la consultazione.

Rapporto con le associazioni dei consumatori

Il Protocollo d'intesa, sottoscritto nel 2001 tra l'Autorità e le associazioni dei consumatori e degli utenti rappresentati dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU), prevede la realizzazione di attività congiunte con l'obiettivo di promuovere una corretta e diffusa informazione riguardo ai servizi elettrico e gas, valorizzando l'esperienza e le iniziative delle associazioni rappresentate. In particolare, sono state organizzate attività, con il supporto delle associazioni dei consumatori, che hanno permesso di valutare le prestazioni rese dai *call center* degli operatori del mercato elettrico e gas, al fine di valutare tempi e qualità di risposta. È stata difatti avviata un'indagine, tuttora in corso, sulla qualità dei servizi telefonici e della risposta dei *call center*, svolta dalle associazioni dei consumatori. Il progetto, elaborato tenendo conto delle iniziative di regolazione e monitoraggio già avviate dall'Autorità, costituisce uno strumento volto a raccogliere elementi conoscitivi ulteriori e complementari rispetto a quelli ottenibili mediante i tradizionali strumenti di rilevazione, valorizzando la specificità del ruolo delle associazioni, vale a dire:

- la capacità di intercettare un segmento specifico di clienti finali (clienti che hanno incontrato criticità, per esempio, nel rapporto con l'impresa di vendita e si rivolgono per questo a un'associazione di consumatori);
- la vicinanza alla sensibilità dei clienti finali nella valutazione di tipo qualitativo delle caratteristiche e dell'efficacia del servizio offerto;
- la capacità di monitorare i servizi offerti da un numero elevato di imprese, anche di dimensioni medio-piccole, grazie alla presenza diffusa sul territorio.

L'acquisizione di tali elementi conoscitivi contribuirà alla definizione di una regolazione della qualità dei servizi di *call center* il più possibile rispondente alle aspettative dei clienti finali. In attuazione del suddetto Protocollo di intesa sono già stati realizzati nel passato progetti di formazione rivolti alle associazioni di consumatori. Il loro obiettivo era quello di migliorare l'attività di informazione e assistenza ai clienti finali, riguardo al servizio elettrico e gas, svolta dagli operatori delle associazioni medesime. Difatti, anche nel corso del 2006, sono stati utilizzati, tra gli strumenti formativi, seminari residenziali (realizzati direttamente dalle associazioni interessate e rivolti ai rappresentanti locali delle stesse, mediante la selezione e il finanziamento di progetti da parte dell'Autorità) e corsi di formazione a distanza basati sulla metodologia *e-learning*, rivolti a una platea potenziale di 500 operatori delle associazioni interessate.
Nel 2007, con delibera 23 febbraio 2007, n. 35, l'Autorità ha inoltre approvato il finanziamento per la promozione delle procedure di conciliazione destinate a risolvere eventuali controversie tra imprese e clienti finali. Il provvedimento citato prevede uno stanziamento di 300.000 € per il biennio 2007-2008 (dei quali 140.000 per il 2007), destinato alla formazione del personale delle associazioni dei consumatori, aderenti al CNCU.

L'Autorità ritiene che tale iniziativa possa contribuire in modo significativo a un miglioramento della qualità dei servizi resi ai consumatori: ciò attraverso una rapida risoluzione delle controversie e una più approfondita conoscenza dei motivi sottostanti le controversie stesse. L'iniziativa offre così una maggiore tutela ai consumatori di energia elettrica e di gas, prevedendo specifiche attività di sostegno allo sviluppo di procedure sperimentali di conciliazione, come pure stabilito nel Piano strategico triennale 2007-2009 dell'Autorità stessa.

Potranno usufruire dei finanziamenti i progetti di formazione finalizzati ad avviare, nel biennio 2007-2008, l'attuazione di procedure conciliative per la risoluzione delle controversie tra imprese e clienti finali dei servizi elettrico e gas. I progetti dovranno essere definiti congiuntamente dalle associazioni dei consumatori e delle imprese, nell'ambito di appositi Protocolli di intesa da sottoscrivere.

A garanzia di effettivi risultati, la mancata attivazione delle procedure conciliative entro 90 giorni dalla realizzazione delle attività di formazione ammesse al finanziamento comporterà la perdita del diritto al finanziamento stesso. Sono ammesse al finanziamento le sole spese, attribuibili alla formazione del personale delle associazioni dei consumatori, direttamente imputabili alla realizzazione delle attività finalizzate all'avvio delle procedure conciliative. Per accedere al finanziamento, i progetti dovranno essere presentati all'Autorità entro il 30 settembre 2008 e dovranno essere redatti in conformità al bando allegato alla delibera disponibile sul sito dell'Autorità.

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2006 è stato il secondo anno di piena attuazione del meccanismo introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, *Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79* e *Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali per il risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164*. Per un quadro complessivo degli elementi normativi nel quale tale meccanismo si inserisce si fa riferimento al Capitolo 4 (secondo volume) della *Relazione Annuale* relativa all'anno 2005.

Nel corso dell'ultimo anno l'attività svolta dall'Autorità è stata principalmente dedicata all'attuazione del meccanismo. A tale attività si sono affiancati interventi di regolazione per la definizione degli obiettivi obbligatori in capo ai distributori nell'anno 2007, per la modifica di alcune schede tecniche e per la definizione di criteri e modalità per la verifica di conseguimento degli obiettivi specifici di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati.

Sul fronte dell'informazione e della divulgazione l'Autorità ha inoltre pubblicato il primo *Rapporto annuale sul funzionamento del meccanismo dei certificati bianchi* e ha proseguito l'attività di testimonianza dei propri Uffici nell'ambito di numerosi convegni nazionali e internazionali e seminari tecnici in sede europea.

Attività di regolazione

Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori

I decreti ministeriali 20 luglio 2004 individuano gli obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria che devono essere conseguiti annualmente nel quinquennio 2005-2009. I decreti dispongono che questi obiettivi siano ripartiti tra i distributori di energia elettrica e di gas naturale che servivano almeno 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001 sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica/gas naturale da essi distribuita e la quantità distribuita complessivamente sul territorio nazionale, entrambe riferite all'anno precedente l'ultimo trascorso.

Sulla base di questi criteri e dei dati comunicati dai soggetti interessati in adempimento alla delibera 22 settembre 2004, n. 167, con delibera 18 dicembre 2006, n. 293, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo, nell'anno 2007, ai distributori che servivano almeno 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001.

L'obiettivo complessivo di risparmio assegnato a tali soggetti per l'anno 2007 risulta pari a 633.382 tonnellate equivalenti di petrolio (tep), di cui 385.558 tep (pari al 61%) a carico dei distributori di energia elettrica e le restanti 247.824 tep (pari al 39%) a carico dei distributori di gas naturale.

Per effetto dei criteri di ripartizione degli obiettivi nazionali tra i distributori obbligati stabiliti dai decreti ministeriali, questo obiettivo risulta di circa il 21% inferiore a quello nazionale complessivo previsto dagli stessi decreti per l'anno 2007 (pari a 800.000 tep risparmiate, ripartite pariteticamente tra il settore elettrico e il settore del gas naturale), analogamente a quanto già avvenuto per l'obiettivo 2006 e per quello 2005. I decreti ministeriali prevedono che le modalità di applicazione del disposto normativo ai distributori che servivano meno di 100.000 clienti finali alla fine dell'anno 2001 siano stabilite con apposito decreto dei competenti ministeri, d'intesa con la Conferenza unificata; tale decreto avrebbe dovuto essere emanato entro il 31 dicembre 2005.

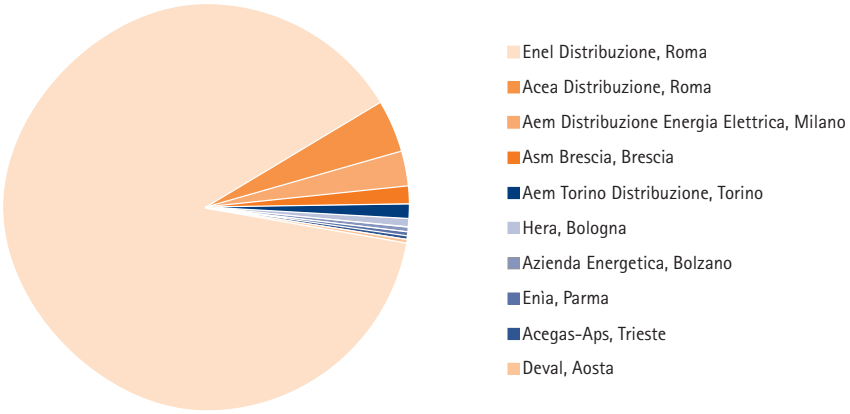


FIG. 4.1

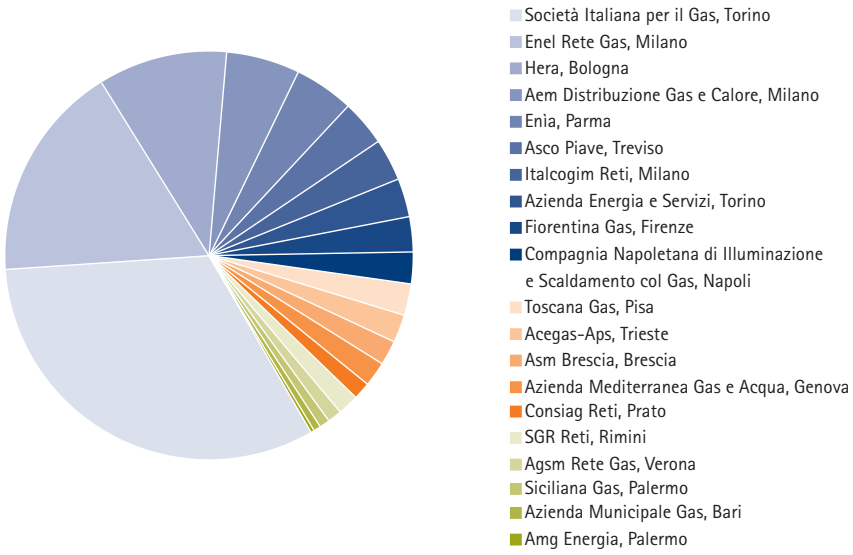
Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2007

Valori percentuali

FIG. 4.2

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2007

Valori percentuali



Modifica di alcune schede tecniche

Con delibera 2 febbraio 2007, n. 18, l'Autorità ha rilevato l'urgente necessità di apportare modifiche alle modalità di rendicontazione dei risparmi conseguiti per mezzo delle schede tecniche n. 1, n. 13a e n. 14 (relative rispettivamente a sostituzione di lampade a incandescenza con lampade fluorescenti compatte, installazione di erogatori a basso flusso e rompigetto aerati in ambito residenziale), eliminando la possibilità di contabilizzare in modo forfetario i risparmi energetici ottenuti tramite invio di buoni acquisto agli utenti finali. Tale misura si è rivelata necessaria e urgente a seguito dell'analisi combinata dei progetti presentati all'Autorità, di numerose segnalazioni pervenute da diversi soggetti e dei risultati di un'indagine condotta dagli Uffici, mirata a valutare il "tasso di utilizzo" dei buoni acquisto distribuiti nell'ambito di progetti che prevedono la distribuzione di buoni acquisto ai consumatori finali (tasso di utilizzo il cui valore medio è risultato di un ordine di grandezza inferiore a quello assunto nella scheda tecnica).

Verifica degli obiettivi specifici

Con la delibera 23 maggio 2006, n. 98, recante *Criteri e modalità per la verifica di conseguimento degli obiettivi specifici di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e direttive alla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) in materia di emissione e annullamento dei Titoli di efficienza energetica,* l'Autorità ha inteso dare direttive al GME per l'emissione dei Titoli di efficienza energetica (TEE) e direttive ai distributori obbligati al fine di poter verificare gli obiettivi specifici annuali; sono stati dunque definiti i dati e le informazioni che i distributori devono trasmettere all'Autorità per l'annullamento dei TEE e le modalità attraverso le quali il GME è tenuto a conservare traccia di emissioni e annullamenti sul registro dei TEE.

Effettuazione di diagnosi energetiche su utenze pubbliche

Con la delibera 23 febbraio 2007, n. 36, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini dell'erogazione delle somme connesse con l'effettuazione di diagnosi energetiche e alla progettazione esecutiva di interventi di risparmio energetico su utenze pubbliche di cui all'art. 13, comma 2, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e del decreto ministeriale 22 dicembre 2006.

Attività di gestione e di divulgazione

Come già avvenuto nel 2005, nel corso del 2006 tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale, le società controllate dai medesimi distributori e quelle operanti nel settore dei servizi energetici hanno potuto presentare all'Autorità:

- proposte di progetto e di programmi di misura per progetti valutabili con metodi di valutazione a consuntivo (progetti, cioè, per i quali l'Autorità non ha adottato metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici conseguiti attraverso lo sviluppo di cosiddette "schede tecniche standardizzate e analitiche");
- richieste di verifica e certificazione dei risparmi conseguiti da singoli progetti.

In aggiunta, i soggetti che hanno dubbi specifici circa la conformità alle disposizioni della delibera 18 settembre 2003, n. 103 (*Linee guida*) di progetti valutabili con metodologia a consuntivo possono presentare richieste di verifica preliminare di conformità all'Autorità.

Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

L'attività di valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza dei contenuti delle stesse al disposto delle *Linee guida* e dei decreti ministeriali. Per la maggior parte dei casi esaminati gli Uffici hanno effettuato un supplemento di istruttoria, richiedendo ai soggetti interessati chiarimenti, approfondimenti, integrazioni e modifiche relativamente a parti specifiche delle proposte prima di notificare l'esito definitivo della valutazione.
Gli esiti del processo di valutazione sono stati comunicati dall'Autorità tramite quattro appositi provvedimenti: delibera 30 maggio 2006, n. 106, delibera 16 ottobre 2006, n. 225, delibera 30 novembre 2006, n. 268, delibera 12 febbraio 2007, n. 25; complessivamente tali provvedimenti hanno riguardato un totale di 55 proposte.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dall'avvio del meccanismo alla fine del mese di marzo 2007 è pervenuto agli Uffici dell'Autorità un totale di 1.090 richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici (665 solo nell'ultimo anno) relative a circa 2.000 interventi realizzati presso i consumatori finali; nel 21% dei casi le richieste sono state presentate da distributori obbligati e nel restante 79% da distributori non obbligati, società controllate dai distributori e società di servizi energetici.
A fronte della valutazione eseguita dagli Uffici dell'Autorità, all'1 aprile 2007 sono stati complessivamente certificati risparmi di energia primaria per un totale di 864.055 tep. I risparmi certificati sono stati conseguiti attraverso:

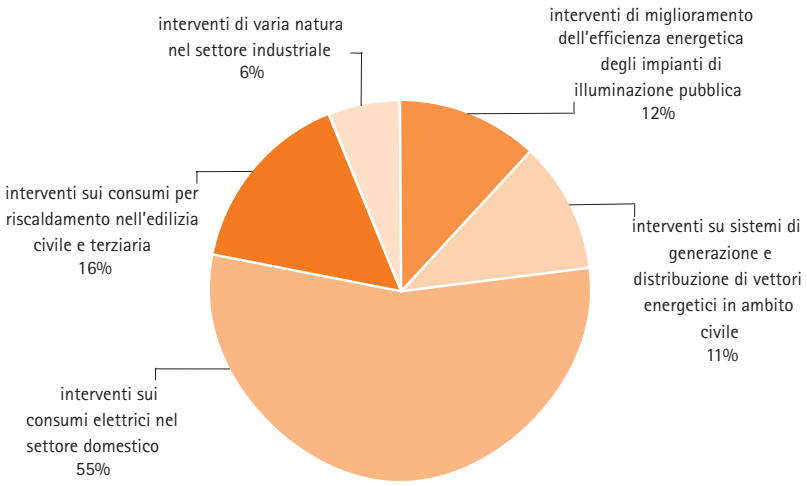
- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scaldaacqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 55% circa);
- interventi sui consumi per riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scaldacqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria: 16% circa);
- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (12% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio, interventi sui sistemi di decompressione del gas, cogenerazione, teleriscaldamento: 11% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, sistemi di cogenerazione, motori ad alta efficienza, installazione di *inverter*, gestione calore: 6% circa).

A seguito di tali certificazioni gli Uffici dell'Autorità hanno autorizzato il GME all'emissione di TEE equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, nel periodo di tempo indicato è stata auto-

FIG. 4.3

Risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al 31 marzo 2006, distinti per macrotipologia di intervento

Valori percentuali



rizzata l'emissione di 682.913 titoli di tipo I (attestanti, cioè, risparmi di energia elettrica), 142.741 titoli di tipo II (attestanti risparmi di gas naturale) e 38.401 titoli di tipo III (attestanti risparmi di forme di energia diverse dall'energia elettrica e dal gas naturale).

Dato il disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, i titoli emessi hanno potuto essere negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato dei TEE organizzate periodicamente dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale (vedi oltre).

Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2005 ed erogazione del contributo tariffario

I TEE emessi dal GME su autorizzazione dell'Autorità sono validi ai fini del conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale. Entro il 31 maggio 2006, ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo 2005 e ai sensi della delibera n. 98/06, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità per annullamento ai fini di tale verifica.

Con riferimento all'anno 2005, solo due distributori non hanno pienamente raggiunto l'obiettivo assegnato. Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 i distributori inadempienti hanno la possibilità di compensare l'inadempienza nel corso del biennio successivo senza incorrere in sanzioni.

A valle della verifica di conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2005, ai sensi della delibera 16 dicembre 2004, n. 219, con delibera 23 gennaio 2007, n. 13, l'Autorità ha autorizzato la Cassa conguaglio per il settore elettrico a erogare ai distributori soggetti agli obblighi un totale di 15,3 milioni di euro, pari a 100 € per ogni TEE di tipo I o II consegnato all'Autorità ai fini di tale verifica. Il contributo è stato erogato sia nel caso di TEE emessi a fronte del risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio attraverso interventi realizzati presso i consumatori finali dagli stessi distributori, sia nel caso di TEE acquistati dai distributori obbligati da società controllate o società di servizi energetici che hanno sviluppato interventi presso i consumatori finali.

Accreditamento di società di servizi energetici

Nel corso dell'anno è continuata l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici all'utilizzo del sistema informativo per la presentazione di proposte di progetto e di richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici conseguiti. Vengono accreditate le società, le imprese artigiane e le forme consortili di imprese artigiane che rispondono ai requisiti previsti all'art. 1, comma 1, lettera t), delle *Linee guida*. Al 1° aprile 2007 risultano accreditati 839 soggetti.

Al fine di minimizzare gli oneri amministrativi in capo alle società di servizi che desiderino accreditarsi presso l'Autorità, a par-

tire dal 29 giugno 2006 le modalità di presentazione *on line* di tali richieste sono state ulteriormente semplificate, introducendo un meccanismo di autocertificazione del possesso dei requisiti definiti dalle *Linee guida*. L'effettivo possesso di tali requisiti viene verificato dagli Uffici dell'Autorità al momento della presentazione della prima proposta di progetto o richiesta di verifica e certificazione dei risparmi energetici.

Sul sito Internet dell'Autorità viene periodicamente aggiornato l'elenco delle società di servizi energetici che hanno presentato autocertificazione del possesso dei requisiti definiti dalle *Linee guida* e ottenuto almeno una certificazione dei risparmi energetici conseguiti attraverso interventi presso i consumatori finali.

Attivazione della Convenzione tra l'Autorità e l'Enea

Dall'1 dicembre 2006 è stata avviata la collaborazione con Enea a supporto dell'attività istruttoria per la valutazione di proposte di progetto e programma di misura e dell'attività di verifica tecnica sulle richieste di verifica e certificazione relative a interventi di risparmio energetico inviati dai soggetti interessati all'Autorità (collaborazione prevista dalla Convenzione approvata con delibera 11 gennaio 2006, n. 4). Nel corso degli undici mesi precedenti (inizio gennaio 2006 – fine novembre 2006) gli Uffici dell'Autorità hanno svolto una intensa attività formativa del personale Enea, propedeutica all'avvio di tale collaborazione. In particolare, tale attività è stata realizzata con l'obiettivo di effettuare un efficace trasferimento degli approcci tecnici e operativi sin qui adottati dagli Uffici dell'Autorità nella valutazione dei progetti, al fine di garantire la massima omogeneità di trattamento dei progetti presentati prima e dopo l'inizio della collaborazione di Enea.

Primo Rapporto annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di ottobre 2006 l'Autorità ha pubblicato il primo *Rapporto annuale sul funzionamento del meccanismo dei certificati bianchi*, la cui diffusione è prevista dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004. Il documento, oltre a sintetizzare la struttura del sistema avviato con i decreti ministeriali del 20 luglio 2004 e l'attività di regolazione tecnico-economica svolta dall'Autorità, analizza i risultati conseguiti nei primi diciassette mesi di funzionamento del meccanismo (dall'1 gennaio 2005, data di avvio, al 31 maggio 2006, data di chiusura della verifica di conseguimento dell'obiettivi di risparmio energetico 2005).

I risultati presentati nel *Rapporto Annuale* illustrano un sistema che, dopo oltre tre anni di lavoro di costruzione delle regole attuative, dimostra, nel complesso, di funzionare.

Per quanto riguarda lo stimolo esercitato sullo sviluppo del settore dei servizi energetici, si rileva che quasi 600 sono state le società di servizi energetici accreditatesi presso l'Autorità al 31 maggio 2006, di cui più del 50% localizzate nelle regioni del Nord Italia, circa il 30% nelle regioni del Centro e poco meno del 20% nelle regioni del Sud. Alle attività svolte dal 10% circa di tali soggetti sono da ascrivere circa i due terzi dell'ammontare complessivo di risparmi energetici certificati dall'Autorità nel periodo considerato.

Grazie alle iniziative intraprese tra il 2001[1] e il maggio 2006 dai distributori di energia elettrica e gas naturale e dalle società di servizi energetici, gli obiettivi nazionali di risparmio fissati per il 2005 sono risultati ampiamente superati. Nella valutazione di tale risultato si consideri che grazie alla possibilità di valorizzare anche i risparmi energetici ottenuti con misure realizzate sin dall'anno 2001, circa il 60% dei TEE emessi al 31 maggio 2006 derivava da iniziative di risparmio energetico avviate prima del 2005, primo anno di funzionamento del meccanismo.

I dati dimostrano, inoltre, l'apprezzamento degli operatori di questo nuovo mercato per lo sforzo compiuto dall'Autorità nella direzione della semplificazione delle procedure amministrative, considerato che il 91% dei TEE è stato certificato tramite le procedure semplificate di valutazione dei risparmi basate su schede tecniche sviluppate dall'Autorità.

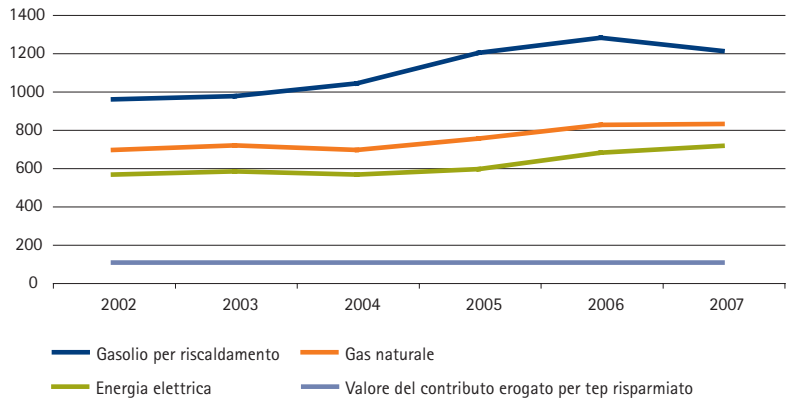
L'entrata in funzione a marzo 2006 del Registro e del mercato dei TEE, organizzati dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ha contribuito a garantire l'efficienza economica del sistema. Sulla base di stime compiute dagli Uffici dell'Autorità, le riduzioni dei consumi energetici ottenute grazie agli interventi presentati nell'ambito del meccanismo

1 Si ricorda che ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, previo parere dell'Autorità, ai fini del conseguimento degli obiettivi fissati dagli stessi decreti, sono ammissibili anche i risparmi energetici generati da interventi realizzati a partire dall'1 gennaio 2001. I criteri di ammissibilità degli interventi realizzati prima dell'entrata in vigore dei decreti (cioè prima dell'1 gennaio 2005) sono stati definiti dall'Autorità nelle *Linee guida*.

FIG. 4.4

Beneficio diretto del risparmio di energia per un utente domestico(A)

Al lordo delle imposte; €/tep a prezzi correnti



(A) Per il gas naturale è considerata la tariffa media nazionale lorda; per l'energia elettrica si è assunta la tariffa D2 lorda applicata a un consumatore tipo (2.700 kWh/anno e 3 kW). I valori relativi all'anno 2007 sono valutati in base ai dati registrati nel corso del primo trimestre.

hanno garantito agli utenti finali un beneficio economico tra 6 e 10 volte superiore al prezzo medio dei TEE bianchi scambiati sul mercato e al valore del contributo di 100 € erogato dall'Autorità per ogni tonnellata equivalente di petrolio risparmiata (Fig. 4.4).

Nel corso dei primi tre mesi di funzionamento del Registro e del mercato dei TEE oltre l'80% degli scambi di titoli è avvenuto tramite contrattazioni bilaterali, probabilmente in ragione del fatto che il mercato organizzato dal GME è partito solo tre mesi prima della scadenza del 31 maggio, e che tale ritardo ha inevitabilmente aumentato l'incertezza sui prezzi che si sarebbero potuti formare dal libero incontro tra domanda e offerta nell'ambito di un mercato così giovane.

Il *Rapporto Annuale* ha inoltre inteso mettere in evidenza alcune criticità del meccanismo e avanzare alcune proposte di miglioramento. Vengono auspicate sia l'estensione degli obblighi a un maggior numero di distributori, al fine di ridurre al minimo la differenza tra obiettivi nazionali previsti dai decreti e obiettivi effettivamente attribuibili sulla base dei criteri di ripartizione definiti dagli stessi decreti, sia la rapida definizione di obiettivi nazionali di risparmio energetico da perseguirsi dopo l'anno 2009, al fine di garantire certezza agli operatori di mercato. Viene inoltre auspicata una revisione del meccanismo sanzionatorio disegnato dai decreti ministeriali, basato su un principio di confronto tra la "prestazione" di ogni singolo distributore obbligato e la "prestazione media nazionale" e individuato come principale elemento di criticità del sistema; l'attuale formulazione di tale meccanismo ne rende di fatto estremamente complessa e incerta l'applicazione con il conseguente rischio di una perdita di efficacia.

Il *Rapporto Annuale* si conclude con l'individuazione di alcune delle principali direzioni di sviluppo della regolazione attuativa del meccanismo da parte dell'Autorità:

- sviluppo di nuove metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici derivanti da interventi ammissibili ai sensi dei decreti ministeriali;
- aggiornamento delle metodologie già pubblicate in funzione dell'evoluzione normativa, tecnologica e di mercato;
- avvio di una specifica attività di ispezione tecnica e controllo al fine di verificare che i progetti presentati all'Autorità siano effettivamente stati realizzati conformemente al disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e a quanto dichiarato dall'Autorità;
- valutazione di eventuali integrazioni e modifiche alla regolazione in vigore, orientate a facilitare ulteriormente l'attuazione del meccanismo e il conseguimento dei benefici di efficacia ed efficienza che esso è volto a garantire.

5.
Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

PAGINA BIANCA

Provvedimenti assunti

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, al fine di garantire un alto livello di trasparenza ed accessibilità ai propri atti, ha da tempo scelto una prassi che prevede lo strumento delle delibere per gran parte degli atti, sia che si riferiscano a provvedimenti con riflessi esterni (regolazione, verifiche o controlli, pareri o segnalazioni) che a decisioni riguardanti la gestione ed organizzazione interna, nonché all'attività della Cassa conguaglio per il settore elettrico. Tale prassi si colloca come una delle più trasparenti tra quelle in uso presso altre Autorità di regolazione europee.

L'andamento complessivo delle attività provvedimentali dell'Autorità, per l'anno 2006, ha confermato i livelli di intensa operatività raggiunti nel 2005. Il numero finale delle delibere e dei provvedimenti di consultazione registra, infatti, rispetto all'anno precedente, un incremento di poco superiore al 5%.

Da una analisi dettagliata (Tav. 5.1) dei dati emergono in particolare:

- una tendenza verso una stabilizzazione del quadro regolatorio (a fronte di una simile stabilità della normativa primaria), con una diminuzione consistente dell'attività di "nuova regolazione" aggiuntiva, associata comunque a un costante "aggiornamento e riordino" e a una continua "manutenzione" degli impianti regolatori già esistenti; parallelamente a tale andamento, si registra una coerente contrazione degli "avvii di procedimento" per processi di consultazione riguardanti nuove norme;
- un incremento considerevole dei dovuti provvedimenti tariffari e soprattutto delle attività di indagine, controllo o verifica, volte a garantire l'attuazione e il rispetto del quadro regolatorio o normativo di riferimento; ciò con conseguente proporzionale aumento dei provvedimenti di natura inibitoria o sanzionatoria, tesi a ripristinare l'aderenza alla normativa o a gravare gli operatori resisi protagonisti di violazioni accertate;
- una riduzione, seppure contenuta, del volume dei provvedimenti per azioni difensive in materia di contenzioso, anche al fine di limitare, per quanto possibile, gli effetti perturbativi dello stesso contenzioso sul quadro regolatorio di riferimento;
- un incremento delle attività deliberative in materia di gestione, organizzazione e sviluppo delle risorse umane interne, anche alla luce della recente ristrutturazione organizzativa, dei programmi di completamento dell'organico, dell'affinamento e ammodernamento delle procedure e degli strumenti gestionali interni.

TAV. 5.1

Provvedimenti dell'Autorità nel periodo 2005-2006

TIPOLOGIA	2005		2006	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
Nuova regolazione	40	11,4	14	3,8
Aggiornamenti, manutenzione, riordino	79	22,6	80	21,7
Tariffe	23	6,6	40	10,9
Controlli, istruttorie, diffide, sanzioni	32	9,1	75	20,4
Pareri, segnalazioni	15	4,3	12	3,3
Contenzioso	23	6.6	17	4,6
Attività Cassa conguaglio settore elettrico	7	2,0	5	1,4
Avvio procedimenti, consultazioni	95	27,1	69	18,8
Gestione, organizzazione, personale	36	10,3	56	15,2
TOTALE	350	100	368	100

Consultazione e Analisi di impatto della regolazione

Attività di consultazione

Durante l'ultimo anno sono stati pubblicati 40 Documenti per la consultazione, in vista dell'adozione di provvedimenti, e un documento di ricognizione finalizzato ad acquisire elementi informativi, utili alla focalizzazione delle problematiche e delle esigenze sia degli operatori sia dei clienti finali del settore elettrico, sulla regolazione della vendita al dettaglio, in vista della completa apertura del mercato a tutti i clienti finali fissata per l'1 luglio 2007 (Tav. 5.2).

Per consentire agli operatori di intervenire in maniera articolata e approfondita, sono stati aumentati i tempi medi della consultazione (45 giorni) e, in ordine a problematiche particolarmente complesse, si è prevista l'emanazione di più Documenti consecutivi, sono stati istituiti gruppi di lavoro con gli operatori interessati per elaborare proposte condivise su particolari tematiche e si è provveduto a pubblicare le osservazioni e le segnalazioni pervenute.

In occasione delle consultazioni sui criteri di conferimento dello stoccaggio gas 2007-2008, sulla revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione a partire dall'1 luglio 2007, sulla diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per l'utenza in bassa tensione, sulla definizione delle fasce orarie per l'anno 2007 e sull'*unbundling*, sono stati organizzati specifici seminari per gli operatori illustrativi dei Documenti, sia a Milano sia a Roma.

In sede di consultazione sulla revisione delle modalità di applicazione degli aggiornamenti delle schede tecniche e delle modalità di rendicontazione dei progetti standardizzati per il risparmio energetico è stata inoltre convocata una audizione speciale a Roma, avente come tema la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

Tra i seminari si segnala, in particolare, quello aperto agli operatori del settore elettrico, ai soggetti istituzionali e alle associazioni per fornire chiarimenti e approfondimenti sugli orientamenti in merito alle modalità di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero per l'anno 2007, anche a seguito delle attività condotte a livello internazionale nell'ambito dei gruppi di lavoro dei regolatori europei *European Regulators Energy Group* (ERGEG).

TAV. 5.2

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2006 – Marzo 2007

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico	11.04.06
Aggiornamento della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, obblighi di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso per gli esercenti l'attività di vendita e misure volte a garantire la promozione del mercato	17.05.06
Criteri per la definizione dei profili di prelievo standard e delle categorie d'uso del gas ai sensi dell'art. 7 della delibera 29 luglio 2004, n. 138	19.05.06
Criteri per la partecipazione degli utenti del dispacciamento in prelievo al mercato per il servizio di dispacciamento	24.05.06
Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale	30.05.06
Regolazione del servizio di misura del trasporto gas e criteri per la definizione del corrispettivo di misura di cui alla delibera 29 luglio 2005, n. 166	6.06.06
Criteri e orientamenti per la determinazione degli eventuali maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a olio combustibile, ai sensi dell'art. 1 del decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, convertito in legge 8 marzo 2006, n. 108	21.06.06
Modifica e integrazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto di gas naturale di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2005, n. 166	28.06.06
Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e altre iniziative di prevenzione e mitigazione	28.06.06
Proposte in materia di definizione delle fasce orarie per l'anno 2007 e successivi	3.07.06
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di revisione dei criteri di determinazione e di aggiornamento della componente del prezzo di cessione relativa al costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP n. 6/92	3.07.06
Orientamenti per la definizione di misure urgenti atte a contenere i costi del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti finali	11.07.06
Integrazioni e modifiche della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170, e della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 settembre 2004, n. 173	25.07.06
Semplificazione degli adempimenti dei clienti MT ai fini dell'adeguamento degli impianti di utenza (modifiche e integrazioni della delibera 28 dicembre 2004, n. 247)	26.07.06
Proposte per la diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per l'utenza di bassa tensione	26.07.06
Riforma della modalità di esazione della componente tariffaria A_6 di cui al comma 52.2, lettera e), dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5	2.08.06
Schema di direttive alle imprese distributrici per la definizione di regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione	2.08.06
Modifiche e integrazioni della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 agosto 2005, n. 171	20.09.06
Standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale – Seconda consultazione – Proposte finali	26.09.06

TAV. 5.2 SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2006 – Marzo 2007

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Verifica dei dati di qualità commerciale e di sicurezza (modifiche ai Testi integrati della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas e dell'energia elettrica)	24.10.06
Procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei nuovi fornitori di ultima istanza	15.11.06
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di definizione dei criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7-bis, del provvedimento CIP n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE	15.11.06
Modifiche alla disciplina dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento	28.11.06
Orientamenti e proposte per l'ottimizzazione del dispacciamento delle unità di produzione CIP n. 6/92	5.12.06
Regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione	5.12.06
Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di trasporto del gas naturale	19.12.06
Interruzioni prolungate o estese: nuovi standard di qualità con indennizzi automatici e strumenti di ristoro ai clienti in caso di eventi eccezionali	15.01.07
Rinnovo delle disposizioni in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e reti di trasporto	15.01.07
Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione a partire dall'1 luglio 2007	18.01.07
Revisione delle modalità di applicazione degli aggiornamenti delle schede tecniche e delle modalità di rendicontazione dei progetti standardizzati per il risparmio energetico	2.02.07
Strumenti di confrontabilità dei prezzi – Scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui al Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica (Allegato A alla delibera 30 maggio 2006, n. 105)	7.02.07
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di ridefinizione dei prezzi minimi garantiti di cui alla delibera n. 34/05 e per l'attuazione della delibera n. 113/06	7.02.07
Determinazione della richiesta massima ammissibile per il conferimento delle capacità di stoccaggio di gas naturale di cui al comma 9.2, lettere b) e c), della delibera n. 119/05 per l'anno termico 2007-2008	22.02.07
Determinazione delle modalità di adeguamento del prezzo di assegnazione di cui all'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 dicembre 2006 e del prezzo di cui all'art. 5, comma 2, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 15 dicembre 2006	26.02.07
Condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV	26.02.07
Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione	26.02.07
Orientamenti in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale già disciplinate dalla delibera n. 248/04 a decorrere dall'1 gennaio 2005	27.02.07
Ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5, come successivamente modificato e integrato	27.02.07
Qualità dei servizi telefonici commerciali per i clienti finali di energia elettrica e il gas – Secondo Documento per la consultazione	7.03.07
Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato	12.03.07
Modifiche e integrazioni alle delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2001, n. 229, 22 luglio 2004, n. 126 e 29 settembre 2004, n. 168	29.03.07

Analisi di impatto della regolazione

La legge 29 luglio 2003, n. 229, art. 12, ha previsto l'obbligo in capo alle Autorità amministrative indipendenti di dotarsi, nei modi stabiliti dai rispettivi ordinamenti, di metodi di Analisi di impatto della regolazione (AIR) per l'emanazione di atti di propria competenza.

L'AIR ha lo scopo di valutare le ricadute – in termini qualitativi e quantitativi – di una decisione regolativa, in relazione sia all'insieme dei destinatari sia alle stesse amministrazioni che devono applicare e/o far applicare la regolamentazione. L'AIR permette, infatti, di stabilire anticipatamente se un intervento di regolazione sia necessario ed efficace, attraverso la descrizione degli obiettivi del provvedimento in discussione, il confronto tra le opzioni alternative, la valutazione dei benefici e dei costi per i destinatari (attuali e potenziali) delle regole, gli effetti positivi e negativi sui processi economici, sociali e ambientali.

L'Autorità considera lo svolgimento dell'AIR un completamento delle proprie modalità di intervento, già orientate a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia; attraverso l'AIR intende rendere pubbliche le ragioni che stanno alla base degli interventi regolatori più significativi, e in particolare esplicitare le motivazioni degli approcci adottati rispetto ad altre possibili opzioni di intervento.

In ottemperanza al disposto di legge, l'Autorità, con delibera 28 settembre 2005, n. 203, ha avviato la sperimentazione della nuova metodologia. Il Direttore Generale, su mandato del Collegio, ha emanato, con determinazione 7 novembre 2005, n. 39, le linee operative sotto forma di *Guida per la sperimentazione dell'AIR nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*. La sperimentazione, che ha durata triennale e riguarda alcuni dei principali provvedimenti dell'Autorità, deve servire per definire compiutamente i criteri per selezionare i casi, l'organizzazione interna dell'Autorità, gli strumenti di consultazione degli organismi rappresentativi degli interessi destinatari degli interventi regolatori, le modalità di valutazione economica.

Nell'anno di riferimento della presente *Relazione Annuale* (marzo 2006 – marzo 2007) sono stati adottati quattro provvedimenti sottoposti ad AIR:

- un provvedimento riguardante i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio, predisposto dalla Direzione tariffe e approvato con delibera 3 marzo 2006, n. 50;
- un provvedimento riguardante le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, predisposto dalla Direzione elettricità e approvato con delibera 9 giugno 2006, n. 111;
- un provvedimento riguardante la previsione di nuove fasce orarie in vigore dall'1 gennaio 2007, predisposto dalla Direzione elettricità e approvato con delibera 2 agosto 2006, n. 181;
- un provvedimento riguardante l'individuazione di uno standard unico obbligatorio nazionale di comunicazione tra i distributori e i venditori di gas naturale, predisposto dalla Direzione consumatori e qualità del servizio e approvato con delibera 18 dicembre 2006, n. 294.

Pur con qualche disomogeneità di forma e di contenuto, che si andrà a superare nel corso del prosieguo della sperimentazione, i procedimenti relativi ai provvedimenti citati sono stati caratterizzati da questi elementi comuni:

- dichiarazione iniziale dei tempi previsti per l'attività;
- primo Documento per la consultazione con indicazione delle opzioni di regolazione;
- secondo Documento per la consultazione con l'indicazione delle opzioni preferite;
- messa a disposizione delle sintesi delle osservazioni ricevute in sede di consultazione;
- relazione finale AIR pubblicata nel sito dell'Autorità.

Per il 2007 sono stati selezionati quattro provvedimenti rilevanti da sottoporre ad AIR:

- definizione di un sistema di tutela per le famiglie economicamente disagiate, di competenza della Direzione tariffe: in data 26 giugno 2006, con delibera n. 126, è stata integrata la deli-

bera di avvio (che risale al 15 novembre 2001, n. 264); a fine di luglio 2006 si è svolto un *focus group* con le associazioni dei consumatori; nel mese di marzo 2007 è stato divulgato un Documento per la consultazione;

- disposizioni in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, di competenza della Direzione consumatori e qualità del servizio: con delibera 27 settembre 2006, n. 209, è già stato avviato il procedimento; nel corso del mese di aprile è stato pubblicato il primo Documento per la consultazione;
- disposizioni per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il terzo periodo di regolazione 2008-2011, di competenza della Direzione tariffe: con delibera 27 settembre 2006, n. 208, è stato avviato il procedimento;
- introduzione di maggiore flessibilità nelle proposte commerciali nel mercato libero al dettaglio, mediante adeguamento del *load profiling* articolato sulle nuove fasce orarie 2007, di competenza della Direzione mercati: con delibera 21 novembre 2006, n. 256, è stato avviato il procedimento.

Sempre nel corso del 2007 l'Autorità prevede di:

- revisionare la *Guida per la sperimentazione* e la modulistica allegata con l'obiettivo di predisporre una nuova versione che, oltre a essere più sintetica e quindi maggiormente utilizzabile dagli Uffici, tenga conto di criticità e suggerimenti derivanti dalla prima fase di sperimentazione;
- precisare la procedura e gli strumenti per svolgere la funzione di monitoraggio e di valutazione ai fini di una corretta e completa applicazione della metodologia AIR;
- definire le modalità operative da adottare per l'applicazione dei criteri di inclusione/esclusione, indicati nella *Guida per la sperimentazione*, ai fini della selezione dei casi rilevanti da sottoporre ad AIR.

Gestione dei reclami, istanze e segnalazioni

Settore elettrico

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, conferma il *trend* di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo compreso tra il 1° maggio 2006 e il 31 marzo 2007, a fronte di un totale di 2.193 comunicazioni inoltrate all'Autorità, 1.257 hanno interessato il settore elettrico (pari al 57,3% del totale), con un incremento di circa il 39,2% rispetto all'anno precedente (Fig. 5.1). Delle comunicazioni pervenute il 92,4% sono reclami, il 3,5% richieste di informazioni e il restante 4,1% segnalazioni (Tav. 5.3).

TAV. 5.3

Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità per il settore elettrico

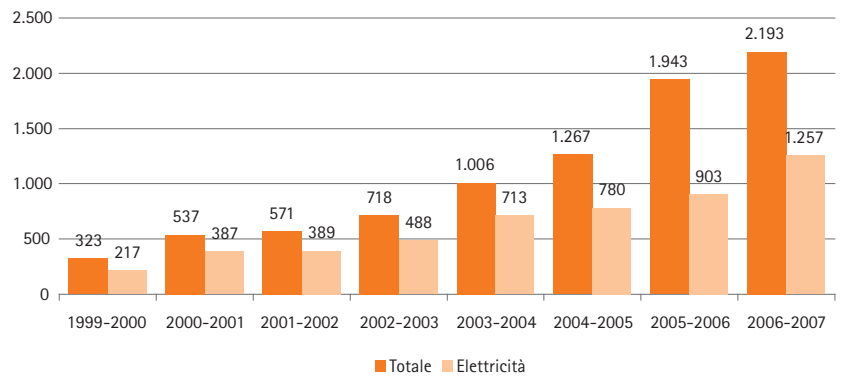
Maggio 2006 — Marzo 2007

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI
Energia elettrica	1.162	44	51
TOTALE	1.987	83	123

FIG. 5.1

Totale delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 — Marzo 2007[(A)]



(A) A partire dall'anno precedente è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto, al fine di allineare i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità ai rilevamenti nelle oggetto delle precedenti *Relazioni Annuali*, il periodo di riferimento per l'anno 2006-2007 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2006 e il 31 marzo 2007.

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie, i reclami relativi ai *black out* verificatisi in determinati periodi dell'anno e interessanti una zona circoscritta, i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione ai fini statistici le comunicazioni archiviate in quanto relative ad alcune materie non rientranti nelle competenze dell'Autorità. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente o tramite posta elettronica: i dati relativi alle telefonate e alle risposte fornite via *e-mail* non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Un'analisi più particolareggiata (Tav. 5.4) evidenzia come le suddette comunicazioni abbiano riguardato, nello specifico, continuità del servizio, qualità della fornitura e tensione di fornitura (17,1%), allacciamenti (10,7%), fatturazione (32,5%), interpretazione e applicazione di clausole contrattuali (12,4%), nonché qualità commerciale (1,8%), problematiche attinenti il mercato (6,4%), contatori (3,7%), distacchi (3,4%), bollette e loro trasparenza (1,4%), misura (1,7%), tariffe (2,9%).

Nell'ambito dei servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica, a eccezione di alcune richieste di chiarimenti, pervenute dagli esercenti l'attività di vendita sulla possibilità di promuovere campagne pubblicitarie aventi come destinatari i clienti del mercato vincolato in vista della liberalizzazione del 1° luglio 2007 o sull'applicazione del nuovo Codice di condotta commerciale, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente perio-

TAV. 5.4

Argomenti oggetto di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità sull'energia elettrica

Maggio 2005 – Marzo 2006; Maggio 2006 – Marzo 2007(A)

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO MAGGIO 2005 – MARZO 2006		PERIODO MAGGIO 2006 – MARZO 2007	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Interruzioni tensione	199	22,0	215	17,1
Allacciamenti	124	13,7	135	10,7
Fatturazione	250	27,7	408	32,5
Contratti e qualità commerciale	164	18,2	179	14,2
Misura	35	3,9	21	1,7
Tariffe	29	3,2	36	2,9
Bollette	26	2,9	17	1,4
Mercato	17	1,9	81	6,4
Contatori	35	3,9	47	3,7
Distacchi	6	0,7	43	3,4
Altro	18	2,0	75	6,0
TOTALE	903	100,0	1.257	100,0

(A) A partire dall'anno precedente è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto, al fine di allineare i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità ai rilevamenti oggetto delle precedenti *Relazioni Annuali*, il periodo di riferimento per l'anno 2006-2007 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2006 e il 31 marzo 2007.

do per quanto riguarda comunicazioni relative a problematiche contrattuali e allacciamenti. Per quest'ultima fattispecie, le problematiche riguardano principalmente l'aumento di potenza, la tempistica per l'esecuzione dei lavori necessari per l'allacciamento e, infine, l'attivazione della fornitura di energia elettrica in seguito all'allacciamento dell'utenza alla rete.

Si registra un aumento dei reclami relativi alla fatturazione, originati in parte dall'emissione di conguagli elevati, in esito alla sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli telegestiti su punti di consegna non letti da tempo. Deve essere invece segnalato l'affacciarsi di problematiche attinenti l'attività di vendita nel mercato libero, dovute, con probabilità, all'aumento del numero di procedure di *switching* e di cambio di fornitore.

Da ultimo si segnala che i reclami con minore incidenza numerica sul totale delle comunicazioni riguardanti il settore (pari a un totale del 6%), ricompresi nella categoria "Altro", sono costituiti da comunicazioni aventi a oggetto le problematiche relative all'esecuzione di lavori richiesti dai clienti (1,8%). Nella categoria residuale rientrano, inoltre, le comunicazioni inerenti l'applicazione delle norme disciplinanti l'istituto della servitù di elettrodotto (0,6%) che esulano dalle competenze dell'Autorità.

Si conferma pertanto l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni anche alla luce delle indicazioni e delle problematiche che fa emergere. Tale attività rappresenta una notevole e rilevante risorsa in grado di consentire sia un decisivo contatto con i meccanismi reali del mercato, sia un'acquisizione di spunti significativi per orientare e predisporre, secondo le modalità più rispondenti e consone alle esigenze e alle criticità evidenziate, interventi di regolazione e di vigilanza da parte dell'Autorità.

Settore gas

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha assunto un peso significativo anche nel corso del 2006. Nel periodo compreso tra l'1 maggio 2006 e il 31 marzo 2007, il numero di comunicazioni riguardanti il settore gas ha rappresentato il 42,7% del totale. In particolare, a fronte di un numero complessivo contabilizzato in 2.193 comunicazioni inoltrate all'Autorità (Tav. 5.5 e Fig. 5.2), 936 comunicazioni hanno interessato il settore gas (di queste, l'88,1% sono reclami, il 4,2% richieste di informazioni e il restante 7,7% segnalazioni).

Nonostante il numero di comunicazioni concernenti il settore gas non rappresenti la maggioranza delle comunicazioni valutate dall'Autorità, la completa liberalizzazione della domanda ha comunque accentuato la consapevolezza degli utenti e la percettibilità degli eventuali disservizi che possono verificarsi in tale

TAV. 5.5

Reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dall'Autorità per il settore gas

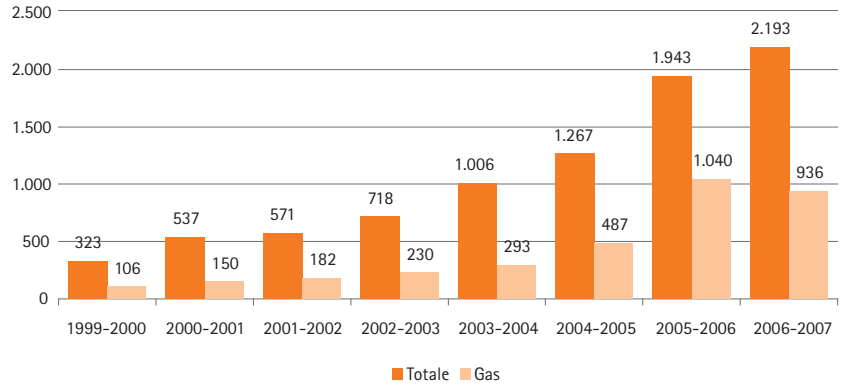
Maggio 2006 – Marzo 2007

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI
Gas	825	39	72
TOTALE	1.987	83	123

FIG. 5.2

Totale delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2007[(A)]



(A) A partire dall'anno precedente è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto, al fine di allineare i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità ai rilevamenti oggetto delle precedenti *Relazioni Annuali*, il periodo di riferimento per l'anno 2006-2007 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2006 e il 31 marzo 2007.

settore: ciò anche alla luce delle difficoltà incontrate nel tentativo di cambiare fornitore.

Nel dettaglio, le problematiche oggetto di più frequente trattazione hanno riguardato la contrattualistica, la qualità commerciale e della fornitura (24,9%), la fatturazione (26,5%), gli allacciamenti (17,2%), il mercato e la concorrenza (15,5%) (Tav. 5.6). La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie, i reclami attinenti l'applicazione dell'IVA al 20% per le forniture a uso riscaldamento e i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Infine, numerose richieste di informazioni sono state avanzate ed evase telefonicamente o per posta elettronica. I dati relativi alle telefonate e alle *e-mail* di risposta non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

Nell'anno in corso si registra un aumento dei reclami relativi alla fatturazione e una diminuzione sensibile dei reclami relativi agli allacciamenti (circa 40%). Tale fenomeno può essere spiegato alla luce del fatto che nel periodo 2005-2006 più dei due terzi delle comunicazioni relative agli allacciamenti ha avuto a oggetto problematiche contingenti connesse con l'applicazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, in merito alle attivazioni delle forniture di gas, superate con successivi provvedimenti.

Da ultimo si segnala che i reclami con minore incidenza numerica sul totale delle comunicazioni riguardanti il settore (pari a un totale del 5,1%), ricompresi nella categoria "Altro", sono costituiti, tra gli altri, da comunicazioni aventi a oggetto le problematiche relative a conguagli (0,9%), alla sicurezza

TAV. 5.6

Argomenti oggetto di reclami, segnalazioni e richieste di informazioni ricevuti dall'Autorità sul gas

Maggio 2005 – Marzo 2006; Maggio 2006 – Marzo 2007[(A)]

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO MAGGIO 2005 – MARZO 2006		PERIODO MAGGIO 2006 – MARZO 2007	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale/fornitura	184	18,6	233	24,9
Fatturazione	158	16,0	248	26,5
Allacciamenti	400	40,5	161	17,2
Bollette	26	2,6	16	1,7
Tariffe	26	2,6	20	2,1
Misura	27	2,7	12	1,3
Mercato e concorrenza	109	11,0	145	15,5
Contatori	27	2,7	21	2,2
Distacchi	6	0,6	32	3,4
Altro	25	2,5	48	5,1
TOTALE	988	100,0	936	100,0

(A) A partire dal precedente anno è stato modificato il periodo di riferimento della *Relazione Annuale*. Pertanto, al fine di allineare i dati relativi ai reclami, alle richieste di informazioni e alle segnalazioni pervenuti all'Autorità ai rilevamenti oggetto delle precedenti *Relazioni Annuali*, il periodo di riferimento per l'anno 2006-2007 è limitato a quello intercorso fra il 1° maggio 2006 e il 31 marzo 2007.

(0,5%) e all'esecuzione dei lavori necessari per la fornitura di gas (0,1%). Nella categoria residuale rientrano, inoltre, le comunicazioni inerenti l'applicazione delle norme disciplinanti l'istituto della servitù (0,3%) che esulano dalle competenze dell'Autorità.

Peraltro, l'attività di valutazione delle comunicazioni pervenute all'Autorità durante l'anno di riferimento ha fatto emergere elementi conoscitivi che hanno reso necessario l'avvio di procedimenti ai sensi dell'art. 2, commi 12 e 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481. Pertanto, tali comunicazioni sono state trattate unitariamente all'interno di ciascun procedimento e non sono state oggetto di registrazione a fini statistici. In particolare, fra queste rientrano quelle aventi a oggetto le problematiche affrontate in seno all'*Istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali*, avviata con delibera 28 ottobre 2005, n. 225, e i cui risultati sono stati pubblicati con delibera 3 novembre 2006, n. 235.

Nell'ambito dei servizi di distribuzione e di vendita del gas non si registrano particolari variazioni per quanto riguarda le comunicazioni aventi a oggetto le problematiche inerenti la trasparenza e la comprensibilità delle bollette e l'applicazione delle tariffe. Deve essere invece evidenziato un aumento dei reclami relativi alla fatturazione, dovuti anche a casi di doppia fatturazione (relativi ai clienti che, cambiando fornitore, hanno ricevuto per lo stesso periodo di consumo fatture da parte sia del precedente fornitore sia del nuovo, subentrato al primo) e in generale in esito al fatto che, come ricordato, la completa liberalizzazione della domanda ha accentuato la consapevolezza degli utenti e la percettibilità degli eventuali disservizi. Alcune comunicazioni hanno inoltre riguardato le modalità e i tempi per l'esercizio del diritto di recesso nel caso di contratti stipulati fuori dai locali commerciali o a mezzo di tecniche di comunicazione a distanza, considerando comunque che una parte di tali comunicazioni ha riguardato la manifestazione della volontà di recedere esercitata dal cliente oltre i termini previsti dalla normativa.

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Indagine sulla correttezza dei comportamenti posti in essere dai soggetti che operano nel mercato della vendita gas ai clienti finali

Nel corso del 2006, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità numerose segnalazioni da parte di clienti finali che hanno lamentato comportamenti, messi in atto da soggetti autorizzati alla vendita, non in linea con i principi stabiliti dalla delibera 22 luglio 2004, n. 126, a tutela della possibilità per il cliente finale medesimo di effettuare una consapevole e libera scelta del fornitore di gas naturale.

Sono altresì pervenute segnalazioni da parte di soggetti autorizzati alla vendita che hanno a loro volta lamentato comportamenti, messi in atto da soggetti concorrenti, reputati contrari alle prescrizioni di cui alla delibera sopra citata, soprattutto per quel che riguarda trasparenza, completezza e non discriminazione delle informazioni. A tali problematiche devono essere aggiunte quelle relative alla doppia fatturazione, per il medesimo periodo di consumo di gas, da parte sia del venditore precedente sia del nuovo venditore in seguito a richiesta di passaggio del cliente finale dal primo al secondo; problematica sulla quale l'Autorità è comunque intervenuta,in un caso specifico, con delibera 6 aprile 2006, n. 72.

Da tali segnalazioni sono peraltro emersi ulteriori elementi che sembrano evidenziare comportamenti in contrasto con l'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di distribuzione e delle relative attività accessorie. In particolare, i comportamenti rilevati potrebbero contribuire alla creazione di barriere all'uscita del cliente finale o all'entrata di operatori concorrenti della società di vendita societariamente collegata o controllata dalla società di distribuzione.

Pertanto, al fine di verificare la correttezza dei comportamenti dei soggetti che operano nel mercato, l'Autorità ha avviato con delibera 28 ottobre 2005, n. 225, una istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori che vendono il gas naturale ai clienti finali.

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva, la valutazione delle singole segnalazioni, che ha condotto anche all'apertura di alcuni procedimenti individuali per l'irrogazione di sanzioni amministrative o volti a richiedere la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, è stata integrata con una raccolta di informazioni più puntuale che ha interessato un campione di imprese autorizzate alla vendita. Il campione è costituito da 38 imprese che al 31 dicembre 2005 servivano complessivamente circa 14 milioni e 200 mila clienti finali allacciati alle reti di distribuzione (circa il 75% del totale nazionale) corrispondenti a 24,7 miliardi di metri cubi di gas venduto nell'arco del 2005 (circa il 68% del gas distribuito su reti locali). Per quanto riguarda più specificatamente le informazioni relative ai tassi di *switching* ci si è avvalsi dei risultati di un ulteriore questionario inviato allo stesso campione di imprese di vendita nell'ambito del procedimento avviato con delibera 19 dicembre 2005, n. 279, per definire standard di comunicazione tra venditori e distributori di gas. In particolare questo secondo questionario ha avuto a oggetto *l'Analisi degli standard di comunicazione per la trasmissione delle richieste di prestazioni e di cambio fornitore tra distributori e venditori di gas*.

La delibera 3 novembre 2006,n. 235, di chiusura dell'istruttoria, ha previsto l'avvio dei necessari procedimenti ai fini di garantire una ulteriore tutela dei consumatori e di promuovere una più completa apertura del mercato alla concorrenza. In particolare, tra le possibili iniziative, vengono individuate il rafforzamento delle misure di tutela previste nella fase precontrattuale e la diffusione di maggiori informazioni sulla liberalizzazione del mercato e sulle possibilità di scelta riconosciute al cliente finale.

A tal fine, è stato emanato il Documento per la consultazione 29 marzo 2007, n. 15, avente a oggetto *Modifiche e integrazioni alle delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 dicembre 2001, n. 229, 22 luglio 2004, n. 126, e 29 settembre 2004, n. 168*. Nello spe-

cifico, proprio in ragione delle criticità riscontrate sul grado di concorrenza effettiva nel mercato del gas, si è ritenuto opportuno intervenire: rafforzando le previsioni sulle modalità di comunicazione delle condizioni economiche e degli eventuali sconti; provvedendo alla variazione, a favore del cliente finale, delle tempistiche per il recesso (in considerazione della procedura di *switching*) in caso di variazione unilaterale da parte del venditore delle condizioni contrattuali; attuando una semplificazione delle procedure di *switching* e, proprio al fine di aumentare la concorrenza e la tutela stessa del consumatore, garantendo un aumento delle informazioni necessarie ai clienti (non sempre consapevoli della possibilità di cambiare fornitore o comunque dell'esistenza dei diversi fornitori).

Vigilanza e controllo

Attività di controllo dell'Autorità: le risorse esterne coinvolte

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza (GdF) ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199), rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273). Inoltre collaborano con l'Autorità anche enti di comprovata autorevolezza ed esperienza nei settori regolati quali in particolare:

- la Stazione sperimentale per i combustibili (SSC), per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas;
- la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti incentivati di produzione di energia elettrica (alimentati da fonti rinnovabili, assimilate alle rinnovabili e impianti di cogenerazione) e presso le imprese elettriche minori;
- l'Enea, per lo svolgimento delle attività di controllo nell'ambito della valutazione e certificazione dei progetti di risparmio energetico.

Tutti i controlli e le ispezioni sono orientati prioritariamente alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, accesso alle reti, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e determinano vantaggi e miglioramenti nei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito a tali attività ispettive, l'Autorità può adottare provvedimenti di tipo prescrittivo o sanzionatorio nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa.

Verifiche ispettive svolte nel 2006

Nel periodo 1 aprile 2006 – 31 marzo 2007 sono state effettuate 123 verifiche ispettive, di cui 88 in collaborazione con la GdF e 35 in collaborazione con la CCSE, a fronte di 133 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tav. 5.7). Delle 88 verifiche ispettive svolte in collaborazione con i militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, 52 sono state effettuate anche in collaborazione con la SSC.
Le verifiche ispettive svolte in collaborazione con la GdF hanno registrato un significativo incremento essendo aumentate da 58 nel 2004, a 83 nel 2005 e a 88 nel 2006. Il 15 maggio 2006, presso il Comando Generale della GdF, si è tenuto un seminario GdF-Autorità dedicato alle attività congiunte di vigilanza e controllo del settore energetico, a tutela dei consumatori e delle imprese.
Le verifiche ispettive svolte nell'ultima annualità hanno riguardato i settori/segmenti indicati nella tavola 5.7.

TAV. 5.7

Sintesi delle attività ispettive svolte

1 Aprile – 31 Marzo degli anni indicati

SETTORE/SEGMENTO	DIMENSIONE IMPRESE(A)	NUMERO VERIFICHE ISPETTIVE 2003	2004	2005	2006
Qualità del servizio elettrico – Continuità del servizio	3 G + 1 G (5 esercizi)	12	11	10	8
Qualità commerciale del servizio elettrico	1 M+1 G+1 G (2 zone)	–	–	1	4
Qualità del servizio gas – Sicurezza e qualità commerciale	5 M	–	2	3	5
Qualità del servizio gas – Verifiche post contatore	3 G				3
Qualità del servizio gas – Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione	13 G (20 impianti) + 31 M (32 impianti)	–	38	57	52
Distribuzione e vendita gas – Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	2 G + 5 M + 3 P	6	20	9	10
Tariffe di distribuzione gas	1 M + 1 P	–	–	2	2
Ispezioni presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori	3 M + 1 P	–	–	–	4
Altro (*import* di energia elettrica, reti di distribuzione comunali)	2 P	–	–	1	2
Impianti di produzione di energia elettrica incentivata	1.447 MW	1	–	50	33
TOTALE		**19**	**71**	**133**	**123**
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza		2	58	83	88
Stazione sperimentale per i combustibili		–	38	57	52
Cassa conguaglio per il settore elettrico		–	–	50	35

(A) G = grande impresa con più di 100.000 utenti; M = media impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; P = piccola impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive sulla continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nel periodo giugno 2006 – gennaio 2007 sono state effettuate 8 verifiche ispettive (Tav. 5.8), eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, ai sensi delle delibere 17 maggio 2006, n. 96, e 21 novembre 2006, n. 257, al fine di verificare:

- gli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, relativamente all'anno 2005, di cui al titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (delibera 30 gennaio 2004, n. 4 e successive modifiche e integrazioni);
- il calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità relativamente all'anno 2005, di cui al titolo 3 del medesimo *Testo integrato*.

L'applicazione al campione di interruzioni verificate nel corso dei sopralluoghi dell'Indice di precisione (IP), dell'Indice di correttezza (IC) e dell'Indice di sistema di registrazione (ISR) ha evidenziato valori degli indici compresi nelle fasce di tolleranza, tranne che per una società di distribuzione, per la quale l'ISR è risultato al di sotto delle tolleranze ammesse. Complessivamente l'esito dei controlli risulta soddisfacente e conferma la tendenza in atto da alcuni anni di un progressivo miglioramento nella registrazione delle interruzioni da parte delle imprese distributrici.

Le verifiche ispettive sono state effettuate presso i centri di telecontrollo degli esercenti e in particolare presso 5 esercizi di una grande impresa di distribuzione e altre 3 imprese distributrici di grandi dimensioni. Detti esercizi e imprese sono stati individuati a campione e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2005, anch'esse scelte a campione.

Verifiche ispettive in materia di qualità commerciale del servizio elettrico

Nel periodo novembre 2006 – marzo 2007 sono state effettuate 4 ispezioni (Tav. 5.9), eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, presso un'azienda di medie dimensioni, un'azienda di grandi dimensioni e 2 zone di un'altra grande azienda di distribuzione ai

TAV. 5.8

Verifiche ispettive effettuate in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Giugno 2006 – Gennaio 2007

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	3 grandi	applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	verificati 7 ambiti territoriali tutti con esito positivo verificato un valore dell'Indice di sistema di registrazione, al di sotto della soglia del 95%, per 1 grande impresa
	5 esercizi di una grande impresa	applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	verificati 15 ambiti, tutti con esito positivo verificati valori dell'Indice di sistema di registrazione, al di sopra della soglia del 95%, per tutti i 15 ambiti verificati

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

sensi della delibera 2 ottobre 2006, n. 213, aventi a oggetto la verifica dell'applicazione della disciplina in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica di cui al *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*.

Tali controlli, effettuati in via sperimentale sui dati di qualità commerciale relativi all'anno 2005, sono stati eseguiti utilizzando il metodo statistico di verifica dei dati di qualità attualmente in vigore per il settore gas (parte IV dell'Allegato A alla delibera 29 settembre 2004, n. 168).

In particolare, per quanto riguarda l'azienda di medie dimensioni, è risultato che, a seguito del controllo sperimentale, la stessa ha provveduto a erogare ai clienti finali in bassa tensione/uso domestico indennizzi automatici precedentemente corrisposti solo in misura parziale e a corrispondere l'intero indennizzo ai clienti per i quali la prestazione era stata effettuata fuori tempo standard e con documentazione comprovante la causa forza maggiore non corretta.

Per quanto riguarda il controllo presso l'azienda di grandi dimensioni, per alcuni preventivi sono state verificate: la mancanza della copia del documento attestante l'esecuzione della prestazione; la non corretta corrispondenza tra la data di richiesta della prestazione e la data indicata nell'elenco predisposto dall'azienda per il controllo; la mancata indicazione dell'eventuale indennizzo. Per quanto riguarda le attivazioni, le disattivazioni, le riattivazioni per morosità, le rettifiche di fatturazione e gli appuntamenti personalizzati, l'azienda non è risultata in grado di produrre gli elenchi necessari per l'estrazione a campione delle prestazioni da controllare.

Infine, per quanto riguarda la verifica presso le 2 zone dell'altra grande azienda di distribuzione, per alcune prestazioni sono state riscontrate: l'errata registrazione di modifiche tariffarie e volture come attivazioni; la non corrispondenza fra la data di effettivo pagamento dell'indennizzo, nel tabulato fatture per le riattivazioni della fornitura, e la data indicata nell'elenco predisposto dall'azienda per il controllo; la non corrispondenza fra la data di richiesta della prestazione soggetta a livello specifico e la data indicata nell'elenco predisposto dall'azienda; la non corrispondenza fra l'orario effettivo dell'appuntamento personalizzato e l'orario indicato nell'elenco predisposto dall'azienda medesima.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.9.

Verifiche ispettive in materia di qualità e sicurezza del servizio di distribuzione del gas

Nel periodo luglio-ottobre 2006, ai sensi della delibera 19 maggio 2006, n. 97, sono state effettuate 5 verifiche ispettive (Tav. 5.10), eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari

TAV. 5.9

Verifiche ispettive effettuate in materia di qualità commerciale del servizio elettrico

Novembre 2006 – Marzo 2007

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	1 media	applicazione della disciplina in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	verificata la non corretta corresponsione degli indennizzi
	1 grande	applicazione della disciplina in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	verificate per alcuni preventivi la mancanza di documentazione, la non corretta corrispondenza di date tra i vari tabulati di registrazione delle prestazioni; per alcune prestazioni l'impresa non è riuscita a produrre gli elenchi necessari per l'estrazione a campione delle prestazioni da controllare
	2 zone di una grande impresa	applicazione della disciplina in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	verificata per alcune prestazioni la non corretta corrispondenza di date e orari tra i vari tabulati di registrazione delle prestazioni

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, presso 5 imprese di medie dimensioni al fine di verificare, tra l'altro:

- la corretta attuazione della disciplina in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi delle delibere 28 dicembre 2000, n. 236, e n. 168/04;
- l'effettuazione, ai sensi dell'art. 76, comma 76.1, della delibera n. 168/04, di controlli in via sperimentale dei dati di sicurezza relativi all'anno 2005;
- la corretta attuazione della disciplina in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas ai sensi delle delibere 2 marzo 2000, n. 47, e n. 168/04;
- la corretta attuazione della disciplina in materia di accertamenti della sicurezza post contatore gas ai sensi della delibera n. 40/04;
- le motivazioni della mancata collaborazione all'effettuazione del controllo di qualità del gas svolto ai sensi della delibera 27 luglio 2005, n. 157, e l'acquisizione degli elementi necessari per l'effettuazione di un nuovo controllo di qualità del gas presso l'impianto di distribuzione rispetto al quale non era stato possibile effettuare il precedente controllo.

Le verifiche ispettive hanno permesso di accertare la violazione delle disposizioni del *Testo integrato della qualità dei servizi gas* (delibera n. 168/04 e successive modifiche e integrazioni) relative:

- al servizio di pronto intervento;
- ai dati minimi obbligatori che deve contenere il preventivo fornito al cliente;
- agli obblighi di servizio relativi alla sicurezza;
- alla registrazione di informazioni e di dati di sicurezza;
- alla effettuazione della verifica del gruppo di misura;
- alla informazione dell'esercente ai clienti;
- alla gestione degli appuntamenti personalizzati;
- alla corresponsione al cliente dell'indennizzo automatico.

Le verifiche ispettive hanno inoltre evidenziato la violazione delle disposizioni della delibera n. 40/04 in materia di accertamenti della sicurezza post contatore gas da parte delle imprese di distribuzione gas circa l'attuazione della disciplina nei termini e con le modalità previste e in materia di requisiti tecnico-professionali degli accertatori.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.10.

TAV. 5.10

Verifiche ispettive effettuate in materia di qualità e sicurezza del servizio di distribuzione del gas

Luglio 2006 – Ottobre 2006

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	5 medie	verificare la corretta applicazione delle delibere n. 47/00, n. 236/00, n. 40/04 e n. 168/04	accertata la violazione della delibera n. 168/04 per quanto riguarda: • il servizio di pronto intervento per 5 imprese • i dati minimi obbligatori dei preventivi per 4 imprese • la corresponsione degli indennizzi per 3 imprese • gli obblighi di registrazione per 2 imprese • la verifica gruppo di misura per 1 impresa • gli appuntamenti personalizzati per 1 impresa • la verifica del gruppo di misura per 1 impresa • le informazioni da esercente a clienti finali per 1 impresa accertata la violazione della delibera n. 152/03 per informazioni relative alla assicurazione clienti finali per 1 impresa accertata la violazione della delibera n. 40/04 per quanto riguarda: • la sicurezza post contatore per 1 impresa • i requisiti tecnico-professionali degli accertatori per 1 impresa

(A) Media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

Verifiche ispettive in materia di attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas da parte delle imprese di distribuzione gas (verifiche post contatore)

Nel periodo aprile-maggio 2006 sono state effettuate 3 verifiche ispettive (Tav. 5.11), eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, presso altrettante imprese di grandi dimensioni ai sensi della delibera 27 febbraio 2006, n. 42, al fine di verificare, tra l'altro:

- i reclami scritti e le segnalazioni pervenute;
- le procedure e le modalità di ricevimento e spedizione della documentazione;
- la documentazione inviata all'Autorità ai fini del completamento dell'istruttoria conoscitiva avviata ai sensi della delibera 29 settembre 2005, n. 192;
- gli addebiti ai clienti finali degli importi derivanti dall'effettuazione degli accertamenti post contatore gas;
- gli addebiti ai venditori di gas degli importi derivanti dall'effettuazione degli accertamenti;
- i dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati per via telematica;
- le procedure dei *call center*.

Le verifiche ispettive hanno permesso di accertare la violazione delle disposizioni del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas da parte delle imprese di distribuzione del gas (delibera n. 40/04) relative:

- all'apposizione sulla documentazione esaminata, da parte dell'accertatore, del proprio timbro e della data dell'accertamento;

- alla riservatezza delle informazioni raccolte dal distributore durante gli accertamenti;
- all'obbligo di comunicare al Comune l'elenco nominativo degli impianti di utenza sui quali ha effettuato l'accertamento con esito sia positivo sia negativo;
- alla riattivazione della fornitura di gas a impianti di utenza subordinata al rispetto di una disposizione non ancora entrata in vigore.

Le verifiche ispettive hanno permesso di accertare altresì la violazione delle disposizioni del *Testo integrato della qualità dei servizi gas* (delibera n. 168/04 e successive modifiche e integrazioni) relative:

- agli obblighi di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni dei clienti finali;
- all'obbligo di registrazione del codice univoco e della data di ricevimento della richiesta di prestazione;
- alle modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico.

Infine è stata riscontrata la produzione di informazioni non veritiere, in merito al numero di richieste di attivazione ricevute, nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 192/05. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 5.11.

TAV. 5.11

Verifiche ispettive effettuate in materia di attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas da parte delle imprese distributrici (verifiche post contatore)

Aprile 2006 – Maggio 2006

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	2 grandi	applicazione del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas e completamento dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera n. 192/05	violazione dell'obbligo di comunicazione al Comune l'elenco nominativo degli impianti di utenza sui quali l'accertatore ha effettuato l'accertamento con esito sia positivo sia negativo per 2 imprese violazione dell'obbligo di riservatezza delle informazioni raccolte dal distributore durante gli accertamenti per una impresa riattivazione della fornitura di gas a impianti di utenza subordinata al rispetto di una disposizione non ancora entrata in vigore per una impresa violazione delle modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico
SERVIZIO DI VENDITA DEL GAS	1 grande	applicazione del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas e completamento dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera n. 192/05	violazione degli obblighi di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni dei clienti finali violazione degli obblighi di registrazione del codice univoco e della data di ricevimento della richiesta di prestazione produzione di informazioni non veritiere, in merito al numero di richieste di attivazione ricevute, nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 192/05

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti.

Controlli tecnici in materia di sicurezza e qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)

Nel periodo 1 aprile 2006 – 31 marzo 2007 sono stati effettuati 52 prelievi di gas, presso 44 imprese di distribuzione gas, eseguiti congiuntamente da personale dell'Autorità, da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF e da personale della SSC. Quest'ultima è un ente pubblico economico, accreditato dal SINAL (Sistema nazionale per l'accreditamento dei laboratori) per l'esecuzione di prove riguardanti la valutazione dei combustibili (EN 45001) ed è riconosciuta e autorizzata da decreti e provvedimenti di autorità pubbliche a effettuare rilevamenti e controlli in campo ambientale e per la sicurezza.

Tali controlli consistono in prelievi di gas effettuati, senza preavviso, presso imprese di distribuzione ai sensi delle delibere n. 157/05 (per il periodo novembre 2005 – ottobre 2006) e 26 luglio 2006, n. 164 (per il periodo novembre 2006 – ottobre 2007), al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali a mezzo di rete, concernenti il grado di odorizzazione del gas, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura.

I prelievi del gas sono effettuati all'uscita dei gruppi di riduzione finale collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione; il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografica sul campo, eventualmente integrato da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito mediante manometro.

La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone infatti ai distributori (per il gas naturale) e ai produttori (per gli altri tipi di gas) l'obbligo di odorizzare il gas. L'UNI, attraverso il CIG (Comitato italiano gas), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti tenuti a farlo ai sensi della legge n. 1083/71.

Nel corso di un controllo effettuato ai sensi della delibera n. 164/06 è stato verificato sul campo, e successivamente confermato dalle analisi di laboratorio, un insufficiente grado di odorizzazione: per tale caso gli Uffici dell'Autorità hanno adottato i provvedimenti conseguenti.

Gli esiti dei controlli tecnici sono riportati in dettaglio nella tavola 5.12.

Verifiche ispettive sulle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e alle condizioni economiche di fornitura

Nel periodo aprile-settembre 2006 sono state effettuate 10 verifiche ispettive, eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, presso imprese di distribuzione e di vendita del gas, stabilite con delibera 27 febbraio 2006, n. 41, allo scopo di verificare:

- la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale previste dalla delibera 29 luglio 2004, n. 138;
- la corretta applicazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali previste dalla delibera 16 dicembre 2003, n. 138.

TAV. 5.12

Controlli tecnici effettuati in materia di sicurezza e qualità del gas

Aprile 2006 – Marzo 2007

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	13 grandi (per 20 impianti) 31 medie (per 32 impianti)	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas	Accertato un grado di odorizzazione non conforme per una media impresa

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000.

Gli accertamenti sono stati effettuati attraverso la visione e l'acquisizione di elementi documentali e informativi e hanno riguardato principalmente:

- le richieste di accesso pervenute all'esercente per:
  - attivazione di nuovi punti di riconsegna;
  - variazione contrattuale del massimo prelievo orario;
  - riattivazione di punti di riconsegna esistenti;
  - sostituzione nella fornitura a clienti finali;
- la rilevazione dei prelievi presso il punto di riconsegna in caso di sostituzione nella fornitura a clienti finali;
- gli obblighi informativi;
- la fatturazione;
- le garanzie finanziarie.

Le verifiche ispettive hanno permesso di accertare:

- la violazione di alcuni articoli della delibera n. 138/04 e successive modifiche e integrazioni da parte di una piccola azienda di distribuzione gas;
- l'esito positivo dell'ispezione per una media azienda di distribuzione gas;
- la mancata applicazione della delibera n. 138/03 e la violazione di due disposizioni del Codice di condotta commerciale, di cui alla delibera n. 126/04, da parte di una media azienda di vendita gas.

È attualmente in fase di ultimazione la valutazione degli esiti delle altre ispezioni da parte degli Uffici competenti.
L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 5.13.

TAV. 5.13

Verifiche ispettive in materia di garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e di condizioni economiche di fornitura

Aprile 2006 – Settembre 2006

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[(A)]	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	2 grandi 3 medie 2 piccole	verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale di cui alla delibera n. 138/04	violazione di alcuni artt. della delibera n. 138/04, da parte di una piccola impresa esito positivo per una media impresa esiti in corso di valutazione per 2 grandi, 2 medie e una piccola impresa
SERVIZIO DI VENDITA DEL GAS	2 medie una piccola	verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali previste dalla delibera n. 138/03	mancata applicazione della delibera n. 138/03 e violazione di 2 disposizioni del Codice di condotta commerciale da parte di una media impresa esiti in corso di valutazione per una media e una piccola imprese

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti; media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione gas

Nel mese di novembre 2006 sono state effettuate 2 ispezioni, eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, in materia di tariffe di distribuzione del gas.
La prima ispezione è stata effettuata nei confronti di un concessionario del servizio di distribuzione del gas, ai sensi della delibera 24 ottobre 2006, n. 231, allo scopo di verificare alcune incongruenze emerse nel corso di una precedente verifica ispettiva presso il Comune concedente. Tale ispezione aveva lo scopo di:

- acquisire informazioni dettagliate sulle tariffe di distribuzione e fornitura applicate nel Comune concedente negli anni termici 2001-2002, 2002-2003, 2003-2004 e 2004-2005;
- conoscere il numero di clienti e le quantità di gas distribuito per fascia di consumo e inoltre verificare la corretta applicazione della delibera 30 novembre 2005, n. 253.

La seconda ispezione è stata effettuata nei confronti di una media azienda esercente il servizio di distribuzione del gas, ai sensi della delibera 15 novembre 2006, n. 247, al fine di verificare:

- la correttezza dei dati tecnici inviati all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale secondo il regime ordinario di cui alla delibera 29 settembre 2004, n. 170, per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006;
- verificare la correttezza dei dati economici e patrimoniali inviati all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale secondo il regime ordinario di cui alla delibera n. 170/04, nonché la loro congruenza con i dati riportati nei bilanci di esercizio e con quelli forniti ai sensi della delibera 21 dicembre 2001, n. 311, con riferimento agli esercizi 2003 e 2004.

È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle ispezioni da parte degli Uffici competenti.
L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 5.14.

Ispezioni presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori

Nel periodo maggio-settembre 2006 sono state effettuate 4 ispezioni, eseguite congiuntamente da personale dell'Autorità e da militari del Nucleo speciale tutela mercati della GdF, presso 3 aziende di medie dimensioni e una azienda di piccole dimensioni ai sensi della delibera 23 marzo 2006, n. 59, già oggetto di provvedimenti prescrittivi e/o sanzionatori. In particolare le suddette verifiche hanno avuto per oggetto la corretta applicazione delle disposizioni dell'Autorità in materia di:

- garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale di cui alla delibera n. 138/04, anche con riferimento ai comportamenti posti in essere da ciascuna impresa successivamente all'adozione di specifiche delibere (17 aprile 2003, n. 37, 25 maggio 2004, n. 76 e n. 77);
- condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali previste dalla delibera n. 138/03, nel periodo compreso tra l'adozione della delibera 17 dicembre 2004, n. 222, sino a oggi.

È attualmente in fase di ultimazione la valutazione degli esiti dell'ispezione da parte degli Uffici competenti.
L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 5.15.

TAV. 5.14

Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione del gas
Novembre 2006

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	una media una piccola	verifica della corretta applicazione delle tariffe di distribuzione	esiti in corso di valutazione

(A) Media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.15

Verifiche ispettive presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori

Maggio 2006 – Settembre 2006

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	2 medie una piccola	verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale di cui alla delibera n. 138/04 con riferimento ai comportamenti posti in essere da ciascuna impresa successivamente all'adozione delle delibere n. 76/04, n. 77/04 e n. 37/03	esiti in corso di valutazione
SERVIZIO DI VENDITA DEL GAS	una media	verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali previste dalla delibera n. 138/03	esiti in corso di valutazione

(A) Media impresa: impresa con un numero di utenti compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

TAV. 5.16

Accertamenti tecnici sulle reti elettriche di distribuzione nella titolarità di imprese comunali

Febbraio 2007

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	2 piccole	verifica dell'eventuale mancata fatturazione di consumi relativi all'elevato numero di utenze censite caratterizzate da consumi nulli o trascurabili verifica dell'eventuale sussistenza di consumi di utenze non censite, tra cui il servizio di illuminazione pubblica verifica di eventuali manomissioni dei contatori o frodi nei prelievi di energia	esiti in corso di valutazione

(A) Piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Accertamenti tecnici sulle reti elettriche di distribuzione nella titolarità di alcune imprese comunali

Nel mese di febbraio 2007 sono stati effettuati 2 controlli, eseguiti in collaborazione con la CCSE, presso due imprese comunali in materia di reti di distribuzione elettrica.
I controlli si sono resi necessari al fine di verificare le motivazioni dell'elevato divario fra i flussi di energia entranti nella rete di distribuzione comunale e interamente acquistati dalla società Acquirente Unico Spa, e i flussi uscenti, ovvero l'energia elettrica fornita ai clienti finali e fatturata ai medesimi dall'impresa comunale. Le imprese comunali avevano giustificato agli Uffici della CCSE tale divario come dovuto a perdite di rete causate dall'obsolescenza della rete di distribuzione, ma gli Uffici dell'Autorità hanno ritenuto necessario un supplemento di istruttoria con sopralluogo presso le imprese in questione volto ad accertare:

- l'eventuale mancata fatturazione di consumi relativi all'elevato numero di utenze censite per le quali risultano consumi nulli o trascurabili;
- la sussistenza di eventuali consumi di utenze non censite, incluse le utenze nella titolarità dei Comuni interessati, tra cui il servizio di illuminazione pubblica;
- la sussistenza di eventuali manomissioni dei contatori o frodi nei prelievi di energia, da verificare in collaborazione con le due imprese.

È attualmente in corso la valutazione degli elementi acquisiti da parte degli Uffici competenti dell'Autorità e della CCSE.
L'elenco degli accertamenti effettuati è riportato in dettaglio nella tavola 5.16.

Verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

Le verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata alimentati da fonti rinnovabili, assimilate alle rinnovabili e di cogenerazione sono svolte, in avvalimento, dalla CCSE ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60. Allo scopo è stato istituito presso la CCSE un comitato di esperti che ha emanato un regolamento per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi e si è proceduto alla selezione, tramite bandi, di un *pool* di esperti nel settore degli impianti di produzione di energia elettrica provenienti dal mondo universitario e dall'industria. Tali esperti vengono di volta in volta assegnati ai nuclei ispettivi che effettuano sopralluoghi presso ciascun impianto secondo i criteri di competenza e compatibilità previsti dal regolamento.
L'incarico ai componenti del comitato di esperti è stato prorogato fino al 30 giugno 2007 con la delibera 3 luglio 2006, n. 136, al fine di formulare pareri su casi di notevole complessità tecnica.
Allo scopo di promuovere la diffusione delle conoscenze acquisite durante le attività istruttorie già svolte, l'Autorità e la CCSE hanno promosso, oltre a seminari di formazione, una *Giornata di condivisione delle esperienze maturate nel corso della prima annualità delle verifiche ispettive,* tenutasi presso la sede di Milano dell'Autorità in data 14 novembre 2006.
Il programma di verifiche ispettive sugli impianti di produzione incentivati, svolte dalla CCSE ai sensi della delibera n. 60/04, prevede un obiettivo di 150 impianti da verificare, tramite sopralluogo, in tre anni.
Per 48 dei 50 impianti ispezionati nella prima annualità, per una potenza installata di circa 3.200 MW, sono state completate dalla CCSE le risultanze istruttorie, mentre per i restanti due impianti, che hanno richiesto supplementi istruttori, sono in corso di valutazione, da parte dell'Autorità, gli eventuali seguiti amministrativi.
I seguiti amministrativi, le esigenze di integrazione normativa, nonché i supplementi istruttori e documentali posti dagli esiti relativi alla prima annualità di verifiche ispettive hanno comportato uno slittamento nell'avvio delle verifiche relative alla seconda annualità, che sono riprese a partire dal mese di agosto 2006 e la cui conclusione è prevista entro il mese di luglio 2007.
Al 31 marzo 2007 risultano effettuati sopralluoghi su 33 impianti, 3 dei quali relativi a supplementi istruttori, per complessivi 1.447 MW di potenza installata.
Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti (Tav. 5.17):

- 14 impianti assimilati, di cui 8 con convenzioni di cessione destinata CIP6 e 6 con cessioni di eccedenze, per complessivi 940 MW. Di questi, 5 impianti, per una potenza complessiva pari a 191 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;
- 7 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 327 MW;
- 12 impianti rinnovabili, per una potenza pari a 180 MW, di cui 6 alimentati a biomasse, 4 a RSU e 2 a biogas.

Per 11 dei 33 impianti sottoposti a sopralluogo nella seconda annualità, la CCSE a fine marzo 2006 ha completato le verifiche ispettive, trasmettendo ai soggetti titolari, e per conoscenza all'Autorità, le relative risultanze.
Gli esiti ispettivi relativi alla prima annualità hanno anche evidenziato l'esigenza di chiarimenti e interpretazioni del quadro normativo che, su alcuni aspetti, presenta lacune che hanno generato difficoltà e difformità di applicazione. Per superare tale situazione, nel 2006 sono stati adottati due provvedimenti:

- la delibera 9 gennaio 2006, n. 2, relativa alla definizione di *energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale*;
- la delibera 3 agosto 2006, n. 188, recante direttiva nei confronti della CCSE in ordine alla gestione dei seguiti delle verifiche effettuate su impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili di processo o residui, RSU o biomasse, e che, su base annua, utilizzano anche idrocarburi nella *quantità strettamente indispensabile* di cui al titolo II, punto 12-*bis*, del provvedimento CIP n. 6/92.

L'emanazione di quest'ultimo provvedimento è avvenuta a seguito di un'istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 10 maggio 2006, n. 94, finalizzata a individuare, anche sulla base di proposte e audizioni dei soggetti interessati, i criteri per definire la "quantità strettamente indispensabile", per la quale il provvedimento CIP n. 6/92 non fornisce idonei criteri.
Le risultanze istruttorie relative ai 48 impianti della prima annualità hanno finora consentito di:

- incassare, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (componente A_3), circa 8 milioni di euro, relativi a incentivazioni indebitamente percepite da impianti assimilati nell'ambito del provvedimento CIP n. 6/92;
- avviare le procedure per il recupero amministrativo di ulteriori 42 milioni di euro, sempre connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati nell'ambito del provvedimento CIP n. 6/92;
- assoggettare all'acquisto di certificati verdi, per un controvalore di circa 27 milioni di euro, la produzione di energia elettrica per la quale è stato accertato il mancato rispetto della definizione di cogenerazione.

Tali recuperi, a valle degli inevitabili seguiti di contenzioso, sono destinati a produrre effetti anche con riferimento alle produzioni dei prossimi anni, contribuendo a ridurre anche per il futuro il fabbisogno del conto A_3.
Oltre ai recuperi amministrativi sopra citati, la campagna di verifiche ispettive in corso ha consentito di riscontrare:

- un rilevante effetto di *moral suasion*, nel senso che l'effettuazione dei controlli induce una maggior propensione alle verifiche interne e al rispetto delle norme;
- una miglior definizione del quadro normativo, soprattutto con riferimento agli aspetti applicativi e ai casi particolarmente complessi;
- l'efficacia della formula di collaborazione con la CCSE che, attraverso il comitato esperti e la costituzione di nuclei ispettivi selezionati, ha visto la collaborazione delle migliori università e dei più accreditati esperti del settore.

TAV. 5.17

Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte con la CCSE

Agosto 2006 – Marzo 2007

				DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	% (IN MW)	NUMERO	MW	% (IN MW)
Assimilati CIP6	8	767		2	151	
Assimilati eccedenze	6	173		3	40	
TOTALE ASSIMILATI	**14**	**940**	**65,0%**	**5**	**191**	
Cogenerativi puri	7	327				
TOTALE COGENERATIVI	**7**	**327**	**22,6%**	**12**	**518**	**35,8%**
Biomasse	6	83				
Biogas	2	7				
RSU	4	90				
TOTALE RINNOVABILI	**12**	**180**	**12,4%**			
TOTALE	**33**	**1447**	**100,0%**			

Istruttorie formali e sanzioni

L'esercizio della funzione sanzionatoria dell'Autorità, intensificatosi nell'anno 2005, si consolida nel 2006 e assume un rilievo destinato a divenire sempre più centrale. Infatti, in settori come quelli energetici, caratterizzati da una regolazione ormai matura, si fa sempre più forte il bisogno di interventi volti a garantire l'effettivo rispetto delle norme da parte degli operatori.

La centralità della funzione repressiva è peraltro evidenziata dalla stessa legge istitutiva n. 481/95 che, all'art. 2, comma 20, lettera c), definisce in termini ampi sia le tipologie di illecito che costituiscono presupposto per l'esercizio del potere sanzionatorio (violazione dei provvedimenti dell'Autorità, rifiuto da parte degli esercenti di fornire le informazioni richieste dall'Autorità, non veridicità delle informazioni rese), sia, per quanto riguarda le sanzioni amministrative pecuniarie[1], lo spettro entro cui l'Autorità può graduare l'entità della sanzione (compreso tra un minimo edittale pari a circa 25.000 € e un massimo pari a circa 150 milioni di euro).

Il carico dei procedimenti gestiti nel 2006 (tra avviati e conclusi) è di poco aumentato rispetto a quello registrato nel 2005 (96 contro 89), mentre è pressoché identico il numero dei nuovi procedimenti avviati (40 nel 2006, 39 nel 2005).

L'intensificarsi della funzione sanzionatoria è invece evidenziato dal numero dei procedimenti conclusi, pari a 56 (contro i 30 conclusi nel 2005), di cui:

- 12 avviati nello stesso 2006;
- 26 avviati nel 2005;
- 18 avviati nel 2004 (si tratta dei procedimenti relativi al *black out* del 28 settembre 2003)[2].

Di essi, 24 si sono conclusi con l'accertamento delle responsabilità dei soggetti intimati, mentre per gli altri 32 l'Autorità ha accertato l'insussistenza delle violazioni contestate. Il valore complessivo delle sanzioni irrogate è pari a circa 152 milioni di euro, ciò anche in ragione del fatto che la maggior parte dei procedimenti

1 Nei casi di reiterazione delle violazioni, infatti, l'Autorità può disporre (qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte degli utenti) la sospensione dell'attività di impresa fino a 6 mesi. Essa inoltre (qualora l'esercente svolga l'attività sulla base di un titolo concessorio) può anche proporre al ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione.

2 I dati riportati includono anche alcuni procedimenti conclusi nei primi due mesi dell'anno 2007, di cui uno avviato nel 2006 (concluso il 27 febbraio 2007), 2 avviati nel 2005 (conclusi il 13 febbraio) e 7 avviati nel 2004 (conclusi il 15 gennaio). Sono attualmente in fase di chiusura i restanti procedimenti relativi al *black out* del 28 settembre 2003.

conclusi riguarda violazioni di disposizioni poste a presidio di valori fondamentali, quali la sicurezza del sistema e le esigenze conoscitive dell'Autorità.

Dei restanti procedimenti pendenti, la maggior parte è in fase di chiusura, essendo state già comunicate le risultanze istruttorie (ciò vale per 18 dei procedimenti avviati nel 2006, nonché per i restanti 3 procedimenti avviati nel 2005).

Infine, la maggiore esperienza maturata nella gestione dei procedimenti sanzionatori ha consentito di arricchire la "mappa" delle tipologie di violazioni, già abbozzata nella *Relazione Annuale* sull'attività svolta nel 2005, e costruita per macroprofili ai quali sono riconducibili le norme violate.

Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

Numerosi sono i procedimenti gestiti dall'Autorità nel 2006 per violazione di norme poste a presidio della sicurezza del sistema, con riferimento sia al settore elettrico, sia al settore gas. A tale categoria sono riconducibili almeno 3 diverse tipologie di violazioni tutte considerate di particolare gravità.

Si tratta, in primo luogo, delle violazioni della disciplina posta dall'Autorità a tutela della continuità del servizio (elettrico e gas). Nel 2006 sono stati portati a esito 18 dei procedimenti avviati in relazione al *black out* del 28 settembre 2003 (per alcuni di essi il provvedimento finale è stato adottato nei primi giorni del 2007) per la possibile violazione delle regole tecniche di connessione nonché delle obbligazioni dedotte nelle convenzioni tra Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN) e imprese proprietarie di impianti appartenenti alla rete stessa.

Un secondo gruppo di violazioni attiene a disposizioni volte a tutelare l'incolumità pubblica: si sono conclusi i procedimenti avviati (nel 2005) nei confronti di 16 imprese di distribuzione di gas naturale per l'inosservanza dell'obbligo di sottoporre a ispezione, tra le reti gestite, porzioni di quelle in media e alta tensione. È stata inoltre irrogata una sanzione di rilevante entità nei confronti di un esercente che aveva omesso di verificare il grado di odorizzazione delle reti di distribuzione dallo stesso gestite.

Infine, il terzo tipo di violazione concerne disposizioni volte ad assicurare gli approvvigionamenti e il corretto utilizzo delle fonti di dispacciamento nei settori di competenza. In tale ottica si collocano i procedimenti avviati (con la delibera 23 febbraio 2006, n. 37) nei confronti di alcune imprese di vendita del gas naturale, utenti del servizio di stoccaggio, che negli inverni 2004-2005 e 2005-2006 avevano utilizzato le capacità di stoccaggio per finalità diverse da quelle per cui dette capacità erano state conferite (assicurare la modulazione della clientela civile). Tali procedimenti, avviati nei confronti di 10 operatori, si sono conclusi con l'irrogazione, nei confronti di 5 di essi, di sanzioni amministrative pecuniarie per un ammontare complessivo superiore ai 135 milioni di euro. Per le restanti 5 società è stata accertata l'insussistenza della relativa responsabilità.

Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

Il carico dei procedimenti relativi a violazioni della disciplina in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete si è notevolmente ridotto nel 2006 rispetto al 2005, risultando pendente una sola istruttoria relativa alla inosservanza delle disposizioni sull'erogazione dei servizi di stoccaggio.

Violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità

Notevolmente incrementato, invece, è il numero dei procedimenti aventi a oggetto condotte lesive delle funzioni conoscitive dell'Autorità.

Nell'ambito di tale macroprofilo, si collocano, in primo luogo, le violazioni che attengono a flussi informativi necessari all'esercizio della stessa attività di regolazione dell'Autorità. Si tratta di illeciti particolarmente gravi, laddove la posizione nel settore dell'esercente tenuto a fornire le informazioni faccia assumere alle informazioni medesime un peso determinante nell'esercizio delle funzioni normative dell'Autorità.

Rientrano in questo primo insieme i procedimenti avviati nel 2005 per omessa comunicazione delle informazioni relative alle condizioni economiche dei contratti pluriennali di importazione di gas naturale: data l'importanza dei dati economici richiesti, essi si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni per un valore complessivo di 13 milioni di euro. Sono ancora pendenti, invece, i procedimenti avviati nei confronti di alcuni operatori del mercato elettrico per la violazione dei flussi informativi funzionali al monitoraggio da parte dell'Autorità dell'andamento del mercato all'ingrosso.

In secondo luogo, vengono in rilievo le violazioni che riguardano flussi informativi attivati dall'Autorità al fine di verificare il rispet-

to dei propri provvedimenti. Mentre il primo tipo di illecito attenta al corretto esercizio della potestà regolamentare dell'Autorità, con quest'ultimo tipo viene messa a rischio l'effettività delle regole così prodotte. Quindici sono i procedimenti avviati nel 2006 per omessa comunicazione di informazioni strumentali ad accertare l'applicazione della disciplina tariffaria dell'Autorità. Tre sono, invece, i procedimenti avviati nei confronti di altrettante imprese elettriche minori che hanno omesso di trasmettere informazioni prescritte dalla disciplina di *unbundling,* strumentali tra l'altro alla verifica della corretta gestione dei procedimenti di determinazione delle aliquote definitive delle relative integrazioni tariffarie.

Violazione della disciplina tariffaria

Sono giunti a esito i procedimenti avviati nel 2005 nei confronti di 7 esercenti il servizio di distribuzione del gas che, nelle proprie condizioni generali di contratto, prevedevano corrispettivi per prestazioni già remunerate dalla tariffa approvata dall'Autorità.
L'Autorità, dopo aver ordinato a tali esercenti, contestualmente all'avvio, la rimozione delle clausole confliggenti con la disciplina tariffaria, ha concluso i procedimenti irrogando nei confronti di 5 di essi sanzioni pecuniarie, mentre i restanti esercenti hanno esercitato il diritto di oblazione, ai sensi dell'art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689 (si trattava, infatti, di illeciti anteriori alla legge 14 maggio 2005, n. 80, che ha escluso l'applicabilità dell'istituto per gli illeciti commessi successivamente alla sua entrata in vigore).

Violazione delle garanzie di tutela commerciale dei consumatori finali

Un ultimo ambito in cui l'Autorità ha dispiegato il proprio intervento sanzionatorio è costituito dalle violazioni delle garanzie di tutela commerciale dei consumatori.
I procedimenti avviati nel 2006, spesso grazie a elementi raccolti sulla base di reclami, o in esito a segnalazioni di associazioni di consumatori e degli utenti, o alle attività ispettive presso le sedi delle società interessate, hanno per oggetto violazioni della disciplina dettata, a tutela dei consumatori finali in ambedue i settori di competenza (energia elettrica e gas), in materia di qualità commerciale, condizioni contrattuali minime e obblighi di comportamento che incombono sull'esercente in sede di negoziazione del rapporto commerciale con il cliente finale.
In particolare, dei 6 procedimenti avviati, 2 riguardano violazioni della disciplina dei contenuti dei preventivi di lavori sulle reti di distribuzione del gas; uno attiene alla violazione degli obblighi informativi imposti alle società di vendita del gas dal Codice di condotta commerciale; uno all'obbligo di effettuare il tentativo di lettura dei consumi di energia elettrica; uno alla disciplina dei contenuti dei documenti di fatturazione relativa alla fornitura di energia elettrica; uno alla disciplina degli standard di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita di energia elettrica.
Sino a ora è stato concluso uno solo dei suddetti procedimenti, mentre per altri 3 sono state comunicate le risultanze istruttorie.

Stato del contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2006 e fino al marzo 2007 conferma, per il decennio 1997-2007, una globale tendenza favorevole degli esiti del contenzioso.

Per i dati relativi al numero e agli esiti del contenzioso incardinato nel decennio in questione, si rinvia alle tavole esplicative 5.18 e 5.19, mentre per quello relativo alla effettiva stabilità dell'azione amministrativa dell'Autorità si rinvia alla tavola 5.20.

TAV. 5.18

Esito del contenzioso dal 1997 al 2007(A)

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
– su istanza di sospensiva	272	84	45
– di merito	316	159	97
Decisioni del Consiglio di Stato			
– su appelli dell'Autorità	85	62	12
– su appelli della controparte	54	17	8

(A) Per l'anno 2007 i dati riportati sono quelli disponibili al 7 marzo 2007.

TAV. 5.19

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2007

Dati disponibili al 7 marzo 2007

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTALE
Numero ricorsi(A)	15	37	78	50	68	81	37	180	195	255	56	1052
Decisioni su istanza di sospensiva												
Accolti	–	–	–	2	2	13	5	11	3	48(B)	–	84
Accolti in parte	2	4	–	–	–	5	1	2	31	–	–	45
Respinti	7	11	24	23	16	6	24	45	24	88	4	272
Decisioni di merito												
Accolti	–	3	–	16	30	31	2	27(C)	45(D)	5	–	159
Accolti in parte	1	4	4	–	3	10	6	58(E)	7	4	–	97
Respinti	6	9	25	18	32	37	38	48	93	10	–	316
Decisioni su appello dell'Autorità												
Accolti	3	–	–	10	5	2	2	15	5	20	–	62
Accolti in parte	–	–	–	3	1	–	–	6	2	–	–	12
Respinti	1	1	–	1	17	9	1	40	12(F)	3	–	85
Decisioni su appello della controparte												
Accolti	–	2	–	1	4	3	–	4	3	–	–	17
Accolti in parte	–	–	–	–	5	2	–	1	–	–	–	8
Respinti	5	1	10	8	5	3	2	9	9	2	–	54

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito basandosi su quelli presentati avverso i provvedimenti adottati nell'anno di riferimento, anche se l'atto d'impulso può essere stato notificato all'Autorità nell'anno successivo.
(B) Tutti ricorsi avverso la delibera n. 298/05.
(C) Di cui 12 ricorsi avverso la delibera n. 20/04.
(D) Di cui 34 ricorsi avverso la delibera n. 248/04.
(E) Di cui 45 ricorsi avverso la delibera n. 170/04 e 7 ricorsi avverso la delibera n. 5/04.
(F) Di cui 9 su sentenza sfavorevole su medesima nota PB/M01/3356/md–mp.

TAV. 5.20

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2006

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	DELIBERE ANNULLATE(A)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI(B)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	15
1998	168	12	7,1	2	16,7	1,2	37
1999	209	17	8,1	1	5,9	0,5	78
2000	250	18	7,2	5	27,8	2,0	50
2001	334	21	6,3	5	23,8	1,5	68
2002	234	27	11,5	4	14,8	1,7	81
2003	169	17	14,2	3	17,6	1,8	37
2004	254	36	14,2	6	16,7	2,4	180
2005	301	50	16,6	5	10,0	1,7	195
2006	332	47	14,2	0	0,0	0,0	255
TOTALE	**2403**	**251**	**10,4**	**32**	**12,7**	**1,3**	**996**

(A) Delibere annullate in tutto o in parte.

(B) Numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

Dalla tavola in questione si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sul piano istituzionale e cioè quella relativa alla "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale pur a fronte di una sempre crescente proliferazione del contenzioso. Infatti su 2.403 provvedimenti finora adottati dall'Autorità, 251 sono stati impugnati, di norma con ricorsi plurimi, portando all'annullamento totale o parziale di soli 32 provvedimenti: ciò, in termini statistici, significa che l'indice di stabilità delle delibere si attesta intorno al 98%.

Nell'analisi di tale dato va altresì considerato che le decisioni di annullamento totale non hanno quasi mai riguardato i provvedimenti normativi e generali attraverso i quali sono state tracciate le linee portanti dell'assetto regolatorio; a riguardo, va evidenziato che nel settore del gas i principali provvedimenti tariffari impugnati (tariffa trasporto, rigassificazione e stoccaggio) sono stati ritenuti immuni dai vizi contestati nei relativi ricorsi. Analogamente, nel settore elettrico, la tariffa di distribuzione, impugnata da una pluralità di operatori, ha ricevuto il vaglio positivo da parte dei giudici amministrativi.

Al dato numerico-statistico va aggiunto poi quello che si ricava dalla disamina delle decisioni dei giudici amministrativi e, dunque, dall'orientamento giurisprudenziale formatosi a seguito delle impugnazioni delle delibere dell'Autorità.

Infatti, è proprio dall'esame delle motivazioni delle sentenze, soprattutto se rese in grado d'appello, che è possibile trarre conferme sul corretto esercizio del potere amministrativo e al contempo orientarne l'azione secondo i dettami della giurisprudenza.

Quanto all'ampiezza dei poteri dell'Autorità, merita di essere segnalata una recente sentenza del TAR Lazio che, chiamato a pronunziarsi sulla debenza o meno del contributo economico a carico delle imprese per il funzionamento dell'Autorità, ha affermato che "i soggetti esercenti il servizio di pubblica utilità, obbligati al versamento del contributo *de quo* a favore dell'Autorità, sono individuati da un punto di vista *non già soggettivo, bensì materiale*. Occorre, quindi, far riferimento allo svolgimento di un'attività, non importa se pure autorizzata piuttosto che concessa, in sé comunque sottoposta alla regolazione e al controllo da parte dell'Autorità con riguardo al collegamento, diretto o indiretto, con il mercato dell'energia e alla fruibilità del bene prodotto o scambiato da parte degli operatori intermedi e/o dei consumatori finali. In altri termini, l'attività di regolazione e controllo dell'Autorità, appunto perché fa riferimento ai servizi di pubblica utilità e non ai soli servizi pubblici, assoggetta quindi anche le attività d'impresa dei servizi gestiti in forma libera nel mercato dell'energia, senza limitazione nell'ambito di ciascuna filiera considerata ad alcuni segmenti piuttosto che ad altri, in ragione della rilevanza sociale del mercato stesso e della garanzia d'accesso diffuso a questo". E ciò perché, continua il Collegio, "nel settore dell'energia, la transizione da un regime in cui le attività erano riser-

vate al potere pubblico a un modello di mercato non ancora del tutto concorrenziale, ma solo contendibile, non fa venire meno l'esigenza d'assicurare al contempo la tutela degli utenti finali mediante l'esercizio dell'attività regolatoria e il controllo del comportamento delle imprese di settore" (TAR Lazio, sentenza n. 4379/06).

Nell'ambito dei procedimenti sanzionatori, il TAR Lombardia, sulla scia di precedenti pronunzie, ha chiarito le conseguenze della cosidetta "oblazione", ovvero il pagamento della sanzione in misura ridotta, cui le imprese hanno spesso fatto ricorso prima della modifica legislativa che ha stabilito l'inapplicabilità dell'istituto ai provvedimenti sanzionatori dell'Autorità.

I giudici, nel rilevare che l'oblazione determina l'estinzione del procedimento sanzionatorio (in tal senso il parere della sez. III del Consiglio di Stato 16 novembre 2004 e la sentenza TAR Lombardia n. 3404/05), hanno affermato che ulteriore conseguenza "è l'impossibilità di procedere in via principale all'accertamento della sussistenza o meno dei fatti contestati, vista la definizione anticipata del procedimento amministrativo, pur dovendosi evidenziare che, per effetto del pagamento, seppure in misura ridotta, della sanzione, viene in parte salvaguardata la finalità di prevenzione propria della norma sanzionatoria e di conseguenza garantita l'effettività dell'applicazione delle prescrizioni che si assumono violate" ribadendo che "il pagamento in misura ridotta, quale istituto avente carattere di generalità, persegue preminenti interessi pubblici, fra i quali non solo quello di deflazione del contenzioso giurisdizionale e amministrativo, ma anche quello di "*immediata conferma (...) del precetto normativo che si è assunto violato*" (TAR Lombardia, sentenza n. 1119/06).

Quanto alla legittimità della pubblicazione della delibera sanzionatoria sul sito internet dell'Autorità, i giudici di appello, hanno affermato che essa "lungi dal realizzare una forma di diffusione di dati personali che non è assistita da alcuna previsione di carattere legislativo" riceve puntuale copertura normativa nella disposizione di regolamento di cui all'art. 16, comma 5, del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, che soddisfa le condizioni stabilite dall'art. 19, comma terzo, della legge 30 giugno 2003, n. 196, sul trattamento da parte di un soggetto pubblico di dati diversi da quelli sensibili e giudiziari e ne assicura la conoscenza agli operatori del settore interessato.

E ciò perché vi è una "intima connessione fra potestà regolatoria, necessariamente caratterizzata da massima pubblicità e trasparenza, e misura punitiva/affittiva che integra e completa l'attività di regolazione".

Per tal motivo la cognizione dell'avvenuto esercizio della potestà sanzionatoria da parte di terzi "previene condotte future parimenti illecite e pone in condizione i destinatari di esse della possibilità di reazione avvalendosi dell'intervento dell' Autorità" (Consiglio Di Stato, decisione n. 1412/06).

Con riferimento, invece, all'*iter* procedurale in cui si snoda l'attività deliberativa dell'Autorità, merita di essere segnalata una decisone del Consiglio di Stato che detta regole più stringenti in tema di obbligo di motivazione a seguito del procedimento di consultazione.

Infatti, i giudici di appello hanno affermato che l'Autorità "è tenuta a indicare la finalità dell'intervento regolatorio e a motivare la decisione finale anche con riguardo alle osservazioni presentate"; ciò in quanto, pur non essendo necessaria una puntuale replica a ogni osservazione, "l'Autorità deve dare conto delle ragioni giustificative dell'atto di regolazione soprattutto in quei casi in cui vengono contestati i presupposti dell'azione regolatoria" (Consiglio Di Stato, decisione n. 7972/06).

PAGINA BIANCA

6. Organizzazione, comunicazione e risorse

PAGINA BIANCA

Organizzazione e Piano strategico triennale

La necessità di rispondere con efficacia e immediatezza alle mutate prospettive del mercato, alla sua nuova configurazione e alle sfide che questo comporta anche per il regolatore, ha portato l'Autorità per l'energia elettrica e il gas a completare, con la delibera 28 dicembre 2006, n. 328, il processo di riorganizzazione dei propri Uffici avviato nella seconda metà del 2004.

Dal 1° gennaio 2007, infatti, l'impegno verso la "convergenza" della regolazione per i settori dell'energia elettrica e del gas trova coerenza organizzativa non solo nella nuova struttura della Direzione tariffe, che già era orientata verso quest'obiettivo, ma anche nella creazione della Direzione mercati; ciò consentirà di progredire nel processo di una armonizzazione regolatoria nei settori gas ed elettricità e di operare in modo più coerente con la completa liberalizzazione dei mercati, prevista per l'1 luglio 2007, con la promozione della concorrenza e con la tutela dei consumatori.

Anche la nuova struttura del Segretariato Generale, che oltre alla programmazione, alla pianificazione e al controllo strategico, comprende le relazioni istituzionali – nazionali e internazionali – e la comunicazione, è orientata a dare maggiore impulso alle attività di *advising* per le istituzioni e alla trasparenza dell'interlocuzione con tutti gli *stakeholder* del settore sulle questioni energetiche.

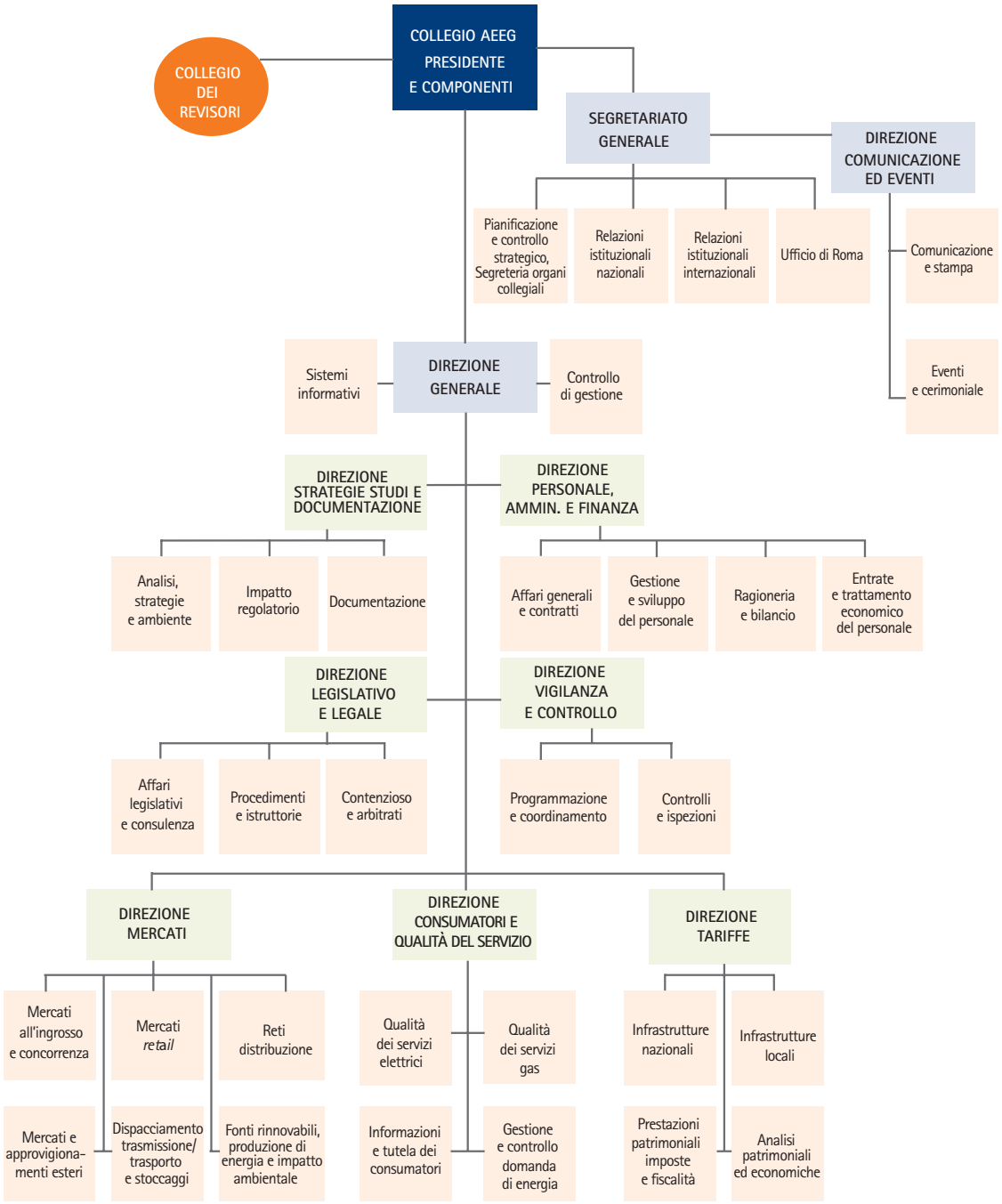
Nell'ottica del potenziamento del ruolo di *advising* va letto anche l'allargamento dell'attività di comunicazione avvenuto a partire dal gennaio 2007, attraverso "comunicati" destinati non solo ai mass media ma anche ad un insieme più ampio di soggetti, pure impegnati per la diffusione delle informazioni o per lo sviluppo dei sistemi energetici.

Con il 2006, l'Autorità ha iniziato a pubblicare un Piano strategico triennale delle proprie attività, aggiornato di anno in anno con la delibera n. 1 nel mese di gennaio. La pubblicazione del Piano strategico con la prima delibera dell'anno consente all'Autorità di rendere sempre più trasparente la propria azione amministrativa, delineare per tempo e con chiarezza obiettivi e scadenze principali, nonché offrire alle istituzioni, ai consumatori ed agli operatori un quadro programmato e flessibile delle proprie iniziative future.

Con il Piano strategico triennale 2006-2008 (delibera 9 gennaio 2006, n. 1, e delibera 8 gennaio 2007, n. 1), l'Autorità ha avuto modo di esplicitare i principi generali che sottendono l'attività di regolazione, controllo e segnalazione (continuità, tempestività, efficacia ed efficienza), nonché di delineare gli obiettivi generali e le azioni di massima necessari per perseguire le proprie finalità, individuate come di seguito:

FIG. 6.1

Organigramma dell'Autorità



- *promuovere la concorrenza e tutelare i consumatori*, attraverso il sostegno all'apertura dei mercati dal lato della domanda, il completamento, lo sviluppo e l'adeguamento del mercato elettrico, lo sviluppo della liberalizzazione e della concorrenza per il mercato del gas e l'armonizzazione dei mercati elettrico e del gas a livello nazionale e transnazionale;
- *sostenere l'efficienza e l'economicità delle attività in regime di monopolio di fatto*, attraverso la promozione degli investimenti, garantendo una sempre più conveniente, trasparente e non discriminatoria accessibilità e fruizione delle infrastrutture e dei sistemi regolati, contribuendo alla adeguatezza e sicurezza del sistema e delle sue infrastrutture e promuovendo sia l'efficienza e la separazione societaria per le attività di misura, sia adeguate economie di scala nella distribuzione gas;
- *assistere e tutelare l'utente finale dei servizi energetici*, considerando la qualità dei servizi e la loro sostenibilità sociale, la funzione arbitrale e la soluzione delle controversie;
- *promuovere le scelte e le politiche per lo sviluppo sostenibile* con riferimento alla tutela ambientale (lato generazione e offerta), all'utilizzo delle fonti rinnovabili, all'uso razionale dell'energia, all'*emission trading* e agli altri strumenti connessi con il Protocollo di Kyoto;
- *vigilare sulla corretta applicazione delle norme e degli standard di settore* attraverso le potenziate attività di verifica e controllo, le indagini e le istruttorie, finalizzati anche a eventuali provvedimenti prescrittivi o sanzionatori;
- *sviluppare l'interlocuzione con gli stakeholder di sistema* valorizzando i rapporti con i soggetti istituzionali (nazionali, dell'Unione europea e dei paesi più rilevanti per gli interessi nazionali ed europei), gli strumenti di consultazione per i consumatori e gli operatori, l'Analisi di impatto della regolazione (AIR), l'informazione, la comunicazione e i rapporti con i media.

Secondo la nuova procedura di programmazione adottata dall'Autorità, e sempre al fine di ampliare e approfondire il dialogo con i consumatori e gli operatori di settore, il nuovo Piano triennale 2006-2008 è stato oggetto di un'audizione generale a consultazione pubblica nel luglio 2006. Tale audizione, che ha avuto luogo subito dopo la presentazione al Parlamento e al Governo della *Relazione Annuale* del 2006, ha costituito un'opportunità per ricevere anche dai consumatori e dagli operatori, commenti o contributi propositivi.

Comunicazione

Nel perseguire gli obiettivi del Piano triennale 2006-2009 l'attività di comunicazione dell'Autorità si è articolata nella: diffusione di comunicati; cura di interviste e articoli sui media; sviluppo del sito Internet; partecipazione a convegni e seminari.

Comunicati

La diffusione dei comunicati, ha ricevuto particolare attenzione ed è stata orientata verso una migliore comprensione dell'operato dell'Autorità presso la stampa e un pubblico più vasto. Nel periodo aprile 2006 – marzo 2007, sono stati diffusi 120 comunicati

prevalentemente riferiti a decisioni regolamentari o proposte di regolazione di particolare rilevanza. Ulteriore enfasi è stata dedicata a illustrare le iniziative di maggiore rilievo per lo sviluppo della concorrenza nel settore energetico, nelle quali l'Autorità è stata coinvolta da altri soggetti istituzionali nazionali e internazionali.

In vista della liberalizzazione completa dei mercati, particolare attenzione è stata dedicata a decisioni relative a temi di diretto interesse per i consumatori, quali la qualità del servizio, gli aggiornamenti tariffari, la sicurezza delle forniture, le relazioni commerciali, l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili.

Le importanti novità della normativa e regolazione europea (si veda il Capitolo 1) hanno trovato ampio spazio negli interventi di comunicazione dell'Autorità. Fra questi il contributo tecnico e propositivo fornito dal CEER (*Council of European Energy Regulators*) e dall'ERGEG (*European Regulators Energy Group*) alla formazione delle decisioni della Commissione europea, l'avvio della cooperazione fra regolatori del bacino mediterraneo (MEDREG, *Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation*) e un sito per la collaborazione e lo scambio di informazioni fra regolatori a livello mondiale (IERN, *International Energy Regulation Network*).

La visibilità dei comunicati è stata notevolmente migliorata sia attraverso un affinamento dei consueti canali di diffusione (sito Internet e *mailing* a soggetti selezionati) sia attraverso iniziative speciali dedicate a specifici soggetti istituzionali.

Interviste

L'Autorità è chiamata dalla stessa legge istitutiva a svolgere un importante ruolo nella diffusione della conoscenza, nei confronti dei consumatori, delle condizioni dei servizi e della propria attività. Per rispondere all'accresciuto interesse per le tematiche dell'energia anche in relazione ai processi di liberalizzazione, nel 2006 l'Autorità ha rafforzato l'attività di comunicazione, supportandola attraverso numerose interviste e diffusione di comunicati stampa. Nel periodo aprile 2006, marzo 2007 sono state rilasciate circa 90 interviste pubblicate sulla stampa nazionale e alle principali emittenti radio-televisive.

Sviluppo del sito Internet

Il sito Internet si conferma il principale mezzo attraverso cui consumatori, operatori e loro associazioni, istituzioni, organizzazioni sindacali accedono alla documentazione relativa all'attività dell'Autorità. Per favorire un confronto sempre più informato, oltre alla pubblicazione puntuale dei provvedimenti emanati e all'aggiornamento delle informazioni di interesse soprattutto degli operatori dei settori regolati (chiarimenti, comunicati, risposte a domande frequenti), è stata incrementata l'attività di comunicazione dei dati di settore.

Già da diversi anni gran parte delle informazioni che gli operatori devono comunicare all'Autorità in relazione alle attività regolate viene periodicamente raccolta attraverso sistemi telematici accessibili con accreditamento diretto *on line*. Successivamente i dati verificati ed elaborati dagli Uffici dell'Autorità vengono resi disponibili e consultabili direttamente dagli utenti del sito.

Sono per esempio reperibili *on line*, sulla base di diversi parametri di ricerca, i dati relativi alla qualità del servizio (tecnica e commerciale), sia del settore elettrico sia del settore gas, riferiti a più anni. È inoltre stata ampliata la sezione del sito che riporta i principali dati statistici e di sintesi riguardanti il mercato, i prezzi e le tariffe e la qualità del servizio dei settori regolati.

Convegni

Nel periodo aprile 2006 – marzo 2007 l'Autorità, rappresentata dal Collegio e dai suoi dirigenti e funzionari, è intervenuta a oltre 120 convegni per illustrare meglio i contenuti e le motivazioni dei principali provvedimenti, nonché scambiare informazioni con gli *stakeholder.* Le politiche energetiche nazionali e internazionali, il ruolo dell'Autorità nella regolazione dei mercati del settore elettrico e del gas e nella tutela dei consumatori, la liberalizzazione del mercato e la riforma delle Autorità indipendenti, sono stati i principali temi del dibattito assieme alle tematiche ambientali e alla promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

In circa un quarto dei convegni si sono affrontate tematiche di carattere internazionale e due terzi degli stessi si sono svolti all'estero.

Risorse umane e sviluppo del personale

In attuazione di quanto previsto dall'art. 1, comma 118, della legge 23 agosto 2004, n. 239 (che ha modificato la legge istitutiva del 1995 e ha ridefinito sia la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità in 120 unità, anziché 80, sia la dotazione del personale con contratto a tempo determinato in 60 unità, anziché 40) e dall' art. 25 della legge 29 dicembre 2000, n. 422 (che autorizza la stipula, per una sola volta, di ulteriori 30 contratti a tempo determinato per far fronte ai nuovi compiti derivanti dalla liberalizzazione del mercato), nel corso del 2006 si è concluso il processo per la ridefinizione della pianta organica del personale di ruolo e, più in generale, per la rideterminazione della dotazione organica del personale dipendente dell'Autorità, di ruolo e a tempo determinato, con l'adozione della delibera 28 giugno 2006, n. 135. A seguito dell'approvazione della nuova pianta organica si è altresì provveduto alla verifica dell'allocazione del personale presso le strutture dell'Autorità e alla ricognizione dei nuovi fabbisogni di personale sulla base dei carichi di lavoro e degli obiettivi di sviluppo previsti nella programmazione triennale. A conclusione di tale processo è stato definito il piano di assunzioni 2006-2008, adottato con delibera 4 luglio 2006, n. 140. Le previsioni di assunzione nel triennio, pari a 23 risorse a tempo indeterminato e 15 risorse a tempo determinato, ivi comprese le assunzioni delle categorie protette ai sensi della legge 12 marzo 1999, n. 68, condurranno nel prossimo biennio la quantità del personale, di ruolo o a tempo determinato, assai più vicino ai richiamati limiti di legge.

L'anno di riferimento è stato caratterizzato, sotto un profilo generale, da una intensa attività di reclutamento di personale. In particolare sono state perfezionate selezioni pubbliche per complessive 21 assunzioni di cui 2 con contratto a tempo indeterminato e 19 con contratto a tempo determinato. Sotto il profilo dell'inquadramento nella carriera, le assunzioni hanno riguardato 3 dirigenti, 10 funzionari e 8 operativi.

Per quanto concerne la valorizzazione delle risorse interne, si conferma anche nell'anno di riferimento l'attenzione per lo sviluppo del personale, basato sul riconoscimento e sulla valutazione delle capacità professionali dei dipendenti, utilizzando gli strumenti messi a disposizione dal regolamento del personale e dall'ordinamento delle carriere dell'Autorità. In particolare, si è svolto, con riferimento all'attività del 2005, il processo di valutazione finalizzato alla progressione nelle carriere e all'erogazione del trattamento accessorio di produttività (gratifica), per il quale è stata applicata la formula di premio incentivante, corrisposto ai funzionari e ai dirigenti in ragione dell'assiduità, della qualità delle prestazioni, dei risultati e delle responsabilità o funzioni formalmente attribuite.

Attenzione è stata posta al tema della formazione: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 60-70% del personale in servizio) che hanno preso parte a corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e istituzioni di comprovata esperienza tecnico-scientifica, al fine di mantenere vivo il confronto dialettico e l'aggiornamento professionale sui profili attuativi e di esperienza nel settore dell'energia elettrica e del gas. Per aggiornare i suoi vertici sullo stato dell'arte nei settori energetici a livello mondiale, l'Autorità ha poi organizzato due panel tematici, con esperti provenienti dalle maggiori aziende e da importanti istituti di ricerca internazionali, sui problemi di approvigionamento delle materie prime energetiche e sull'apertura dei mercati energetici all'estero. Inoltre, in attuazione del progetto formativo già avviato lo scorso anno, finalizzato all'interiorizzazione dei valori istituzionali, all'attivazione delle capacità interfunzionali, allo sviluppo delle capacità manageriali, si è proseguito nelle attività di formazione ed è stato realizzato un intervento formativo organizzato su più giornate, anche utilizzando la formula dei *focus group*, rivolto ai responsabili di primo e secondo livello.

Molta attenzione è stata posta al tema della salute e sicurezza sul posto di lavoro. In tale contesto, in particolare, si segnalano gli specifici interventi formativi realizzati nella sede di Milano e nell'Ufficio di Roma per tutto il personale e per i collaboratori dell'Autorità, le visite mediche per rischi da videoterminale e le visite specialistiche oculistiche realizzate in loco con professionisti esterni.

Nell'anno di riferimento è proseguita la politica del *welfare* dell'Autorità. In particolare, previo accordo con le organizzazioni

sindacali, sono state poste in essere alcune ulteriori modifiche alla disciplina generale del programma di previdenza complementare in favore dei dipendenti; è stata integrata la regolamentazione dell'istituto dell'indennità di fine rapporto con la disciplina delle anticipazioni sulla predetta indennità e dei casi di morte e cessazione per inabilità in regime di indennità di fine rapporto; sono state concordate condizioni significativamente migliorative della polizza sanitaria integrativa al personale, anche in quiescenza, e ai relativi familiari.

Con le organizzazioni sindacali, si sono inoltre definite alcune modifiche al trattamento del personale con contratto a tempo determinato.

Analisi per età, qualifica e livelli retributivi

A seguito della ridefinizione della dotazione delle risorse, alla luce delle disposizioni della legge n. 239/04 adottata con delibera n. 135/06, l'attuale pianta organica dell'Autorità è strutturata secondo le carriere e le qualifiche illustrate nella tavola 6.1.

La dotazione organica dell'Autorità risulta, al 1° aprile 2007, pari a 133 unità complessivamente, delle quali 71 a tempo indeterminato e 62 a tempo determinato. A esse va aggiunto il personale, reso disponibile mediante comandi e distacchi da altre amministrazioni pubbliche, per complessive 8 risorse (Tav. 6.2).

Il personale è suddiviso nelle carriere dei dirigenti, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi. Attualmente la compagine dell'Autorità è strutturata come illustrato nella tavola 6.3.

TAV. 6.1

Pianta organica dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
DIRIGENTI	22
FUNZIONARI	69
OPERATIVI	26
ESECUTIVI	3
TOTALE	120

Il personale ha un'età media di poco superiore ai 40 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale. Tutti i dipendenti sono in possesso di un diploma di scuola superiore e il 78% è in possesso di una laurea.

Le retribuzioni medie annue effettive (al lordo delle ritenute erariali, ma al netto della gratifica annuale e dei contributi previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità) sono riportate nella tavola 6.4.

TAV. 6.2

Composizione del personale al 1° aprile 2007 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Direttore Generale	1	1	0
Direttore centrale	3	1	0
Direttore	4	1	0
Direttore aggiunto	6	3	1
Primo funzionario	4	1	1
Funzionario I	10	1	0
Funzionario II	18	8	4
Funzionario III	10	31	0
Impiegato	7	3	1
Coadiutore	6	2	0
Aggiunto	2	3	0
Applicato	0	7	0
Commesso	0	0	1
TOTALE	71	62	8

TAV. 6.3

Composizione del personale dipendente al 1° aprile 2007 per carriera e qualifica

DIRIGENTI		FUNZIONARI		OPERATIVI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	2	Primo funzionario	5	Impiegato	10	_	
Direttore centrale	4	Funzionario I	11	Coadiutore	8	Commesso capo	0
Direttore	5	Funzionario II	26	Aggiunto	5	Commesso	0
Direttore aggiunto	9	Funzionario III	41	Applicato	7	_	
TOTALE	20	TOTALE	83	TOTALE	30	TOTALE	0

TAV. 6.4

Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado

Livello base, al netto della gratifica annuale, in migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	147,5	Primo funzionario	76,85	Impiegato	45,32	–	–
Direttore centrale	124,7	Funzionario I	62,98	Coadiutore	38,16	Commesso capo	34,20
Direttore	99,59	Funzionario II	49,09	Aggiunto	29,87	Commesso	25,91
Direttore aggiunto	88,66	Funzionario III	41,99	Applicato	26,80	–	–

Gestione finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, per l'anno 2006, dalla prosecuzione nella realizzazione del progetto di un sistema integrato nel quale riscontrare una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio e una contabilità economico-patrimoniale ed economico-analitica; ciò per supportare la programmazione finanziaria e permettere la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nelle Direzioni dell'Autorità) in un quadro prospettico del decentramento organizzativo attuato in linea con il principio, previsto espressamente dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, di separazione tra le funzioni di indirizzo e controllo e le funzioni di gestione.

L'Autorità, anche nell'anno 2006, ha quindi proseguito nel processo di *budgeting* iniziato, in via sperimentale, con l'esercizio 2005. Rispetto all'esercizio precedente, l'innovazione principale risulta costituita dalla definizione, oltre che del tradizionale rendiconto generale dell'Autorità, di un rendiconto finanziario per ogni singola Direzione in ragione del quale è possibile cogliere gli scostamenti rispetto ai dati previsionali finanziari (sempre a livello di singola Direzione).

Le prime risultanze di questo processo rendono atto di una positiva rispondenza della struttura alle innovazioni gestionali e contabili introdotte e segnalano una buona capacità di programmazione e gestione delle risorse assegnate.

In termini generali la gestione finanziaria dell'Autorità, che in conformità con la disciplina di cui al vigente regolamento di contabilità trae origine da un bilancio annuale di previsione, si conclude con il rendiconto dell'esercizio finanziario (nel caso specifico relativo all'anno 2006) – approvato con delibera dell'Autorità stessa n. 100 del 26 aprile 2007 – che rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare (Tav. 6.5).

Con riferimento alle entrate, in via preliminare, giova ricordare che l'Autorità non grava in alcun modo, diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas che la legge istitutiva fissa in misura massima dell'uno per mille dei ricavi assoggettati al contributo medesimo. Anche per l'anno 2006 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati, con riferimento all'anno 2005, è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille.

Con le ultime innovazioni legislative introdotte nel corso del 2006 – legge 23 febbraio 2006, n. 51, che ha modificato la legge 23 dicembre 2005, n. 266 (legge finanziaria 2006) – si è completato il processo normativo che ha posto in capo all'Autorità la potestà di determinazione dell'aliquota contributiva (con successiva approvazione, anche con silenzio assenso, da parte della Presidenza del Consiglio dei ministri), nonché di riscossione dei versamenti direttamente sul bilancio dell'Autorità stessa.

Tali dirette imputazioni hanno permesso ai competenti Uffici dell'Autorità di avviare un'azione di verifica sia dei soggetti tenuti al versamento sia della corretta contribuzione. Il contributo versato per l'esercizio 2006 è risultato essere complessivamente ammontante a circa 29,15 milioni di euro, di cui 3,2 milioni di euro relativi, appunto, al recupero di versamenti non effettuati nell'esercizio precedente.

Per quanto riguarda le uscite la principale voce è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le retribuzioni dei dipendenti, pari a 12,53 milioni di euro, sono incrementate per effetto della progressiva azione di reclutamento con le ordinarie procedure concorsuali o di selezione pubblica di personale di ruolo e a tempo determinato (si veda il paragrafo precedente), attuate anche nell'anno in corso in un'ottica di avvicinamento ai rispettivi contingenti del suddetto personale previsti dalla legge. L'incremento complessivo delle retribuzioni rispetto al precedente esercizio discende inoltre dalla corresponsione delle competenze arretrate connesse con l'intervenuto aggiornamento dei livelli stipendiali (riguardanti due annualità) del personale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato al cui trattamento giuridico ed economico la legge n. 481/95 fa espresso rinvio.

Le indennità dell'organo istituzionale, che, come noto, ai sensi di un decreto della Presidenza del Consiglio dei ministri del 1996 sono equiparate al trattamento economico del Presidente e del Giudice della Corte costituzionale e hanno carattere omnicomprensivo, ammontano a circa 0,93 milioni di euro.

TAV. 6.5

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Milioni di euro; anni solari

	2005	2006	VAR. %	COMP. %
Avanzo di amministrazione dell'esercizio precedente applicato	14,70	16,47		
ENTRATE	**23,82**	**30,32**	**27,3**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	23,06	29,15	26,4	96,1
Altre entrate	0,76	1,17	53,9	3,9
SPESE	**23,37**	**26,73**	**14,4**	**100,0**
Spese correnti	23,04	26,41	14,6	98,8
- Funzionamento degli organi istituzionali	0,89	0,93	4,5	3,5
- Personale in servizio	10,17	12,53	23,2	46,9
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	2,73	3,42	25,3	12,8
- Prestazioni di servizi rese da terzi	5,04	4,61	-8,5	17,2
- Canoni di locazione	1,49	1,49	0,0	5,6
- Altre spese per acquisto di beni e servizi	2,72	3,43	26,1	12,8
Spese in conto capitale	0,33	0,32	-3,0	1,2
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00		
Variazione dei residui passivi	1,32	2,53		
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	**16,47**	**22,59**		

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 3,42 milioni di euro.

Il ricorso a contratti di collaborazione coordinata e continuativa e per la fornitura di lavoro temporaneo si sono resi necessari per sopperire a specifiche esigenze ovvero a picchi lavorativi, cui non era possibile far fronte con la dotazione di personale esistente. Il ricorso a prestazioni esterne si è reso altresì necessario per assicurare alcune tipologie di servizi e per l'espletamento di specifici incarichi di studio, ricerca e consulenza.

In termine di uscite incidono anche i canoni di locazione relativi agli immobili di Milano e di Roma ove attualmente opera l'Autorità.

Le spese in conto capitale, pari a 0,32 milioni di euro, consistono essenzialmente nell'acquisizione di attrezzature informatiche, mobili, arredi, impianti e materiale specialistico per la biblioteca.

Non è in dotazione all'Autorità alcun autoveicolo.

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità per l'energia elettrica e il gas Direzione strategie, studi e documentazione Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano Tel. 02655651 e-mail: info@autorità.energia.it Allea Srl
Progetto grafico	Imago Media Srl