

SENATO DELLA REPUBBLICA

————— XVI LEGISLATURA —————

Doc. CXLI
n. 1

RELAZIONE

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

(Al 31 marzo 2008)

*(Articolo 2, comma 12, lettera i), della legge 14 novembre 1995, n. 481,
e dell'articolo 1, comma 12, della legge 23 agosto 2004, n. 239)*

Presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
(ORTIS)

—————
Comunicata alla Presidenza il 30 giugno 2008
—————

INDICE GENERALE

STATO DEI SERVIZI

CAPITOLO 1. – Contesto internazionale e nazionale	Pag.	15
<i>Quadro economico ed energetico</i>	»	16
Mercato internazionale del petrolio	»	16
Mercato internazionale del gas naturale	»	22
Mercato internazionale del carbone	»	25
Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti	»	27
Domanda e offerta di energia in Italia	»	34
<i>Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea.</i>	»	37
Prezzi dell'energia elettrica	»	40
Prezzi del gas naturale	»	44
<i>Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione</i>	»	48
CAPITOLO 2. – Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	»	59
<i>Domanda e offerta di energia elettrica nel 2007</i>	»	60
<i>Mercato e concorrenza</i>	»	62
Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	62
Infrastrutture elettriche	»	72
Mercato all'ingrosso	»	74
Mercati per l'ambiente	»	87
Mercato finale della vendita	»	91
<i>Prezzi e tariffe</i>	»	99
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	99
Prezzi del mercato libero	»	100
Prezzi del mercato vincolato – Condizioni economiche di fornitura	»	101
<i>Qualità del servizio</i>	»	111
Qualità del servizio di trasmissione	»	111
Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica	»	113

Qualità della tensione: monitoraggio dei buchi di tensione e potenza di corto circuito sulle reti MT	Pag.	118
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica	»	123
Qualità dei servizi telefonici	»	126
Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici . . .	»	127
 CAPITOLO 3. – Struttura, prezzi e qualità nel settore del gas.	»	131
<i>Domanda e offerta di gas naturale</i>	»	132
<i>Mercato e concorrenza</i>	»	134
Struttura dell'offerta di gas	»	134
Infrastrutture del gas	»	141
Mercato all'ingrosso del gas	»	151
Mercato finale al dettaglio	»	156
Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali . . .	»	160
<i>Prezzi e tariffe</i>	»	162
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	162
Prezzi del mercato libero	»	165
Condizioni economiche di riferimento	»	166
<i>Qualità del servizio</i>	»	170
Qualità del trasporto del gas	»	170
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas	»	177
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	»	180

ATTIVITÀ SVOLTA

 CAPITOLO 1. – Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali	»	187
<i>Evoluzione della legislazione europea</i>	»	188
Terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas	»	189
Verso una politica europea integrata per il cambiamento climatico	»	194
<i>Coordinamento internazionale</i>	»	197
Coordinamento con i paesi membri dell'Unione europea	»	198
Rapporti e iniziative tra paesi non dell'Unione europea .	»	205
<i>Evoluzione della legislazione italiana</i>	»	212
Principali interventi nel settore energia	»	212

<i>Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni</i>	Pag.	215
Segnalazioni al Parlamento e al Governo	»	215
Pareri e proposte al Governo	»	217
Audizioni presso il Parlamento	»	218
Rapporti con le altre istituzioni	»	221
CAPITOLO 2. – Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica	»	223
<i>Regolamentazione tariffaria</i>	»	224
Disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione	»	225
Tariffa sociale	»	226
Oneri generali	»	227
<i>Regolamentazione non tariffaria</i>	»	229
Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente	»	230
Regolamentazione delle infrastrutture	»	240
Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici	»	247
CAPITOLO 3. – Regolamentazione nel settore del gas	»	257
<i>Regolamentazione tariffaria</i>	»	258
<i>Regolamentazione non tariffaria</i>	»	260
Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente	»	261
Regolamentazione delle infrastrutture	»	268
Regolamentazione della qualità e della sicurezza	»	275
CAPITOLO 4. – Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali	»	281
<i>Tutela dei consumatori</i>	»	282
Tutela dei consumatori in un contesto liberalizzato	»	283
Informazione del consumatore in un contesto liberalizzato	»	289
Rapporti con le associazioni dei consumatori	»	291
Regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali	»	292
<i>Efficienza energetica negli usi finali</i>	»	294
Attività di regolazione	»	296
Attività di gestione e di divulgazione	»	300

CAPITOLO 5. – Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico	Pag.	305
<i>Ricerca di sistema</i>	»	306
CAPITOLO 6. – Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami	»	311
<i>Provvedimenti assunti</i>	»	312
<i>Consultazione e Analisi di impatto della regolazione</i>	»	314
Attività di consultazione	»	314
Analisi di impatto della regolazione	»	316
<i>Gestione dei reclami, istanze e segnalazioni</i>	»	318
<i>Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni</i>	»	322
Indagini e istruttorie conoscitive	»	322
Vigilanza e controllo	»	323
Istruttorie formali e sanzioni	»	335
<i>Contenzioso</i>	»	339
CAPITOLO 7. – Organizzazione, comunicazione e risorse	»	343
Organizzazione e Piano strategico triennale	»	344
Comunicazione	»	345
Risorse umane e sviluppo del personale	»	347
Gestione economico-finanziaria	»	350

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Domanda e offerta di petrolio a livello mondiale nel periodo 2000-2007
Tav. 1.2	Scorte di greggio e derivati nell'area OCSE
Tav. 1.3	Fabbisogno mondiale di petrolio nel periodo 2004-2007 e previsioni per il 2008
Tav. 1.4	Offerta mondiale di petrolio 2004-2007 e previsioni per il 2008
Tav. 1.5	Produzione e importazioni nette dei paesi OCSE per area di provenienza
Tav. 1.6	Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo 2000-2007
Tav. 1.7	Previsioni di fabbisogno mondiale di energia per la generazione elettrica
Tav. 1.8	Previsioni di fabbisogno mondiale di energia primaria
Tav. 1.9	Bilancio dell'energia in Italia nel 2006 e nel 2007
Tav. 1.10	Metodologia di rilevazione dei prezzi finali dell'energia elettrica e del gas
Tav. 1.11	Tipologie di consumatori per il settore elettrico
Tav. 1.12	Tipologie di consumatori per il settore gas
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici
Tav. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici
Tav. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali
Tav. 1.17	Allocazioni ed emissioni in Italia nel 2005-2007
Tav. 1.18	Riserve per i nuovi entranti e allocazioni ai nuovi entranti dal 2005 al 2007
Tav. 1.19	Piani di assegnazione nazionale per il periodo 2008-2012 approvati dalla Commissione europea al 31 marzo 2008
Tav. 2.1	Bilancio degli operatori del settore elettrico
Tav. 2.2	Produzione lorda per fonte 2000-2007
Tav. 2.3	Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)
Tav. 2.4	Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte
Tav. 2.5	Tariffe incentivanti nel nuovo Conto Energia (DM 19/02/2007)
Tav. 2.6	Il primo Conto Energia (DM 28/07/2005 e 06/02/2006)
Tav. 2.7	Il nuovo Conto Energia (DM 19/02/2007)
Tav. 2.8	Ritiri obbligati del GSE
Tav. 2.9	Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2003-2007
Tav. 2.10	Dettaglio dei ritiri di energia da fonti rinnovabili negli anni 2003-2007
Tav. 2.11	Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2007
Tav. 2.12	Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2007
Tav. 2.13	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2007
Tav. 2.14	Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2007
Tav. 2.15	Attività dei distributori
Tav. 2.16	Assegnazione dei diritti CIP6 al mercato libero
Tav. 2.17	Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel primo trimestre 2008
Tav. 2.18	Titoli scambiati nel mercato dei certificati bianchi al 31 marzo 2008
Tav. 2.19	Struttura del mercato finale della vendita nel 2007
Tav. 2.20	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente
Tav. 2.21	Vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Tav. 2.22	Principali esercenti il servizio di maggior tutela
Tav. 2.23	Mercato libero per tipologia di cliente
Tav. 2.24	Mercato libero per classe di consumo
Tav. 2.25	Principali esercenti sul mercato libero
Tav. 2.26	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente
Tav. 2.27	Servizio di salvaguardia per classe di consumo
Tav. 2.28	Principali esercenti il servizio di salvaguardia
Tav. 2.29	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
Tav. 2.30	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.31	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente
Tav. 2.32	Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per livello di tensione
Tav. 2.33	Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per classe di consumo
Tav. 2.34	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2007
Tav. 2.35	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2007
Tav. 2.36	Quantità assegnate in ogni singola asta: contratti differenziali 2008
Tav. 2.37	Quantità assegnate: capacità produttiva virtuale (VPP) 2008
Tav. 2.38	Quantità assegnate: contratti bilaterali 2008
Tav. 2.39	Quantità assegnate: contratti di importazione dalla Svizzera 2008
Tav. 2.40	Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2008
Tav. 2.41	Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica
Tav. 2.42	Componenti applicate al mercato vincolato e alla maggior tutela
Tav. 2.43	Tempo medio di disalimentazione di sistema
Tav. 2.44	Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti
Tav. 2.45	Numero medio di disalimentazioni (lunghe o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN Terna
Tav. 2.46	Durata di interruzione per cliente e numero medio di interruzioni lunghe (superiori a 3 minuti) per cliente all'anno in bassa tensione
Tav. 2.47	Numero medio di buchi di tensione nel 2007
Tav. 2.48	Ripartizione in percentuale dei buchi di tensione per severità nel 2007
Tav. 2.49	Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
Tav. 2.50	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)
Tav. 2.51	Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico
Tav. 2.52	Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico
Tav. 2.53	Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale nel 2007
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2007
Tav. 3.3	Importazioni lorde di gas in Italia
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

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- Tav. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2008-2009 al 2013-2014
- 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 2008
- Tav. 3.11 Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2007
- Tav. 3.12 Attività dei distributori nel periodo 2006-2007
- Tav. 3.13 Gas naturale distribuito per regione
- Tav. 3.14 Dettaglio dell'attività di distribuzione per regione nell'anno 2007
- Tav. 3.15 Estensione delle reti e loro proprietà nell'anno 2007
- Tav. 3.16 Tipologia di affidamento del servizio di distribuzione per regione nell'anno 2007
- Tav. 3.17 Ripartizione dei clienti per categoria d'uso nell'anno 2007
- Tav. 3.18 Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo
- Tav. 3.19 Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007
- Tav. 3.20 Attività dei grossisti nel periodo 2002-2007
- Tav. 3.21 Approvvigionamento dei grossisti nel 2007
- Tav. 3.22 Impieghi di gas dei grossisti nel 2007
- Tav. 3.23 Vendite dei principali grossisti nel 2007
- Tav. 3.24 Attività dei venditori nel periodo 2002-2007
- Tav. 3.25 Vendite al mercato finale nel 2007
- Tav. 3.26 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2007
- Tav. 3.27 Mercato finale al dettaglio per settore di consumo
- Tav. 3.28 Mercato finale al dettaglio per regione e settore di consumo
- Tav. 3.29 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale in Italia
- Tav. 3.30 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
- Tav. 3.31 Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà
- Tav. 3.32 Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2007-2008
- Tav. 3.33 Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia per l'anno termico 2007-2008
- Tav. 3.34 Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009
- Tav. 3.35 Struttura tariffaria nazionale di riferimento per le tariffe di distribuzione
- Tav. 3.36 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
- Tav. 3.37 Indici mensili Istat dei prezzi del gas
- Tav. 3.38 Imposte sul gas
- Tav. 3.39 Dispersioni suddivise per tipologia
- Tav. 3.40 Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2007
- Tav. 3.41 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2007
- Tav. 3.42 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2007
- Tav. 3.43 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2007
- Tav. 3.44 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale
- Tav. 3.45 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6
- Tav. 3.46 Prestazione soggetta a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- Tav. 3.47 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
- Tav. 3.48 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori
di gas in funzione della dimensione del distributore
- Tav. 3.49 Soddisfazione complessiva per il servizio del gas
- Tav. 3.50 Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

Indice delle figure

- Fig. 1.1 Prezzo del Brent nel 2006-2007
- Fig. 1.2 Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
- Fig. 1.3 Margini di raffinazione nel 2006-2007 sul mercato mediterraneo
- Fig. 1.4 Tasso di crescita della domanda e offerta di petrolio nel mondo
- Fig. 1.5 Incidenza del costo del petrolio sul PIL mondiale nel periodo 1973-2007
- Fig. 1.6 Prezzi medi del gas riferiti al mercato europeo
- Fig. 1.7 Prezzo internazionale del gas nelle principali aree mondiali di consumo
- Fig. 1.8 Prezzo internazionale del carbone termico sui mercati del Nord Europa e dell'Asia
- Fig. 1.9 Indici di sicurezza delle forniture elettriche nei paesi UCTE nel periodo 2000-2006
- Fig. 1.10 Contributo dei paesi esportatori dell'ex URSS alle esportazioni di gas naturale verso i paesi dell'Europa occidentale
- Fig. 1.11 Intensità energetica del PIL nel periodo 1980-2007
- Fig. 1.12 Penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali di energia
- Fig. 1.13 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici
- Fig. 1.14 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
- Fig. 1.15 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
- Fig. 1.16 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei
- Fig. 1.17 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici
- Fig. 1.18 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei
- Fig. 1.19 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali
- Fig. 1.20 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei
- Fig. 1.21 Allocazione ed emissione nei primi tre anni di operatività dell'*Emission Trading Scheme*
- Fig. 1.22 Andamento del prezzo *spot* della CO₂ nella borsa Powernext
- Fig. 1.23 Andamento dei prezzi *future* della CO₂ 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 Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi
- Fig. 2.4 Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo
- Fig. 2.5 Contributo dei principali operatori alla generazione termoelettrica da gas naturale
- Fig. 2.6 Il nuovo Conto Energia: ripartizione percentuale per tipologie di impianti
- Fig. 2.7 Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2006 e nel 2007
- Fig. 2.8 Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2006 e nel 2007
- Fig. 2.9 Andamento mensile della domanda di energia elettrica nel 2007
- Fig. 2.10 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2007
- Fig. 2.11 Andamento mensile dell'offerta di energia elettrica nel 2007
- Fig. 2.12 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2007
- Fig. 2.13 Offerte integrative di Terna in acquisto e vendita nel 2007
- Fig. 2.14 Andamento del prezzo unico nazionale
- Fig. 2.15 Volumi scambiati sul MGP nel 2007
- Fig. 2.16 Valori dell'indicatore HHI nel 2007
- Fig. 2.17 Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- Fig. 2.18 Andamento dei prezzi zionali nel 2007
- Fig. 2.19 Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2007
- Fig. 2.20 Rendita da congestione nel 2006 e nel 2007
- Fig. 2.21 Andamento del prezzo medio ponderato sul MA
- Fig. 2.22 Andamento dei prezzi medi ponderati e delle quantità sul MA
- Fig. 2.23 Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2007
- Fig. 2.24 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee
- Fig. 2.25 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nelle ore *offpeak*
- Fig. 2.26 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nelle ore di punta
- Fig. 2.27 Scambi sulla PAB
- Fig. 2.28 Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2007
- Fig. 2.29 Tipologia di contratti registrati sulla PCE
- Fig. 2.30 Il mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE
- Fig. 2.31 Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE
- Fig. 2.32 Andamento dei prezzi per tipologia di titoli scambiati
- Fig. 2.33 Consumo medio annuo della clientela domestica in maggior tutela per regione
- Fig. 2.34 Consumo medio annuo sul mercato libero (esclusi clienti domestici e illuminazione pubblica) per regione
- Fig. 2.35 Ripartizione percentuale del mercato libero per tensione (esclusi clienti domestici e illuminazione pubblica) per i principali operatori
- Fig. 2.36 Consumo medio annuo della clientela in regime di salvaguardia (esclusi illuminazione pubblica e regimi tariffari speciali) per regione
- Fig. 2.37 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei
- Fig. 2.38 Tariffa elettrica media nazionale: andamento degli ultimi due anni
- Fig. 2.39 Dalla tariffa elettrica media nazionale alle condizioni economiche di maggior tutela
- Fig. 2.40 Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e andamento del prezzo del petrolio
- Fig. 2.41 Condizioni economiche medie di maggior tutela
- Fig. 2.42 Composizione percentuale delle condizioni economiche medie di maggior tutela al netto delle imposte al 1° aprile 2008
- Fig. 2.43 Durata di interruzione per cliente in bassa tensione dal 1998
- Fig. 2.44 Durata di interruzione per cliente in bassa tensione
- Fig. 2.45 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione
- Fig. 2.46 Numero di interruzioni lunghe o brevi per cliente in bassa tensione
- Fig. 2.47 Percentuale di clienti "peggio serviti" sul totale clienti, per regione
- Fig. 2.48 Dichiarazioni di adeguatezza inviate al 31/12/2007
- Fig. 2.49 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale
- Fig. 2.50 Livello di servizio dei servizi telefonici 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 2006 e nel 2007
- Fig. 3.3 Importazioni lorde di gas nel 2007 secondo la provenienza

- Fig. 3.4 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2007, secondo la durata intera
- Fig. 3.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2007, secondo la durata residua
- Fig. 3.6 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
- Fig. 3.7 Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale
- Fig. 3.8 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV
- Fig. 3.9 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei
- Fig. 3.10 Media nazionale delle condizioni economiche di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni
- Fig. 3.11 Composizione percentuale del prezzo medio di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2008
- Fig. 3.12 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2007
- Fig. 3.13 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione
- Fig. 3.14 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale
- Fig. 3.15 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino a G6
- Fig. 3.16 Tempo di risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6
- Fig. 3.17 Livello di prestazione dei servizi telefonici dei venditori di gas con più di 100.000 clienti finali

Indice dei riquadri

Indicatori della qualità del servizio di trasmissione

Progetto di valutazione dei costi sostenuti dai clienti per le microinterruzioni

Principali risultati dell'indagine demoscopica sulla qualità del servizio elettrico nel 2007

1.

Contesto internazionale e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Il forte aumento dei prezzi del petrolio verificatosi a partire dalla seconda metà del 2007 (Fig. 1.1), ha riaperto il dibattito sullo sviluppo industriale delle capacità produttive e sul ruolo della speculazione. Infatti, rispetto ai precedenti anni 2005 e 2006 non si sono verificati nel 2007 eventi di pari eccezionalità con impatto potenziale sul mercato petrolifero. Dal punto di vista delle perturbazioni geopolitiche, degli approvvigionamenti di greggio e derivati e delle condizioni meteorologiche, il 2007 è stato un anno non particolarmente difficile. Tuttavia, a dimostrazione delle condizioni di criticità del mercato internazionale, nelle ultime settimane dell'anno il prezzo del greggio è stato spinto al rialzo anche da tensioni geopolitiche in Pakistan e Nigeria, da nuove riduzioni di scorte negli Stati Uniti e dalla previsione dell'arrivo di condizioni climatiche severe.

Il calo del prezzo, iniziato a partire dal settembre del 2006 e

che sembrava preannunciare un ritorno a prezzi più gestibili di quelli raggiunti nel secondo trimestre di quell'anno (tra 70 e 75 \$/barile per il Brent e il WTI), non si è protratto oltre metà gennaio 2007. La successiva progressione del prezzo è stata innescata essenzialmente dalle aspettative di un deficit di offerta di benzina sul mercato americano che poi non si è verificato. In assenza del previsto ammanco, con la fine della *driving season* in vista, i prezzi sono poi bruscamente calati in agosto a valori pur sempre elevati (71 \$/barile per il Brent) rispetto a quelli attesi all'inizio dell'anno.

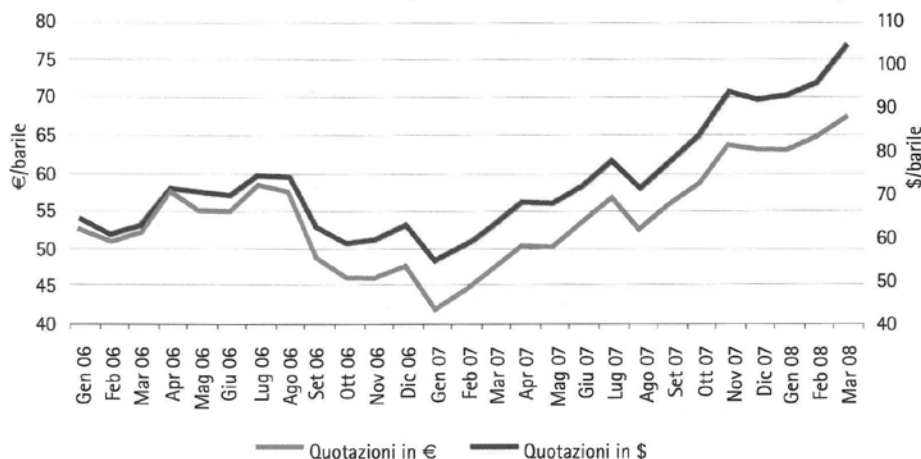
Il successivo forte aumento è stato anche attribuito alla svalutazione del dollaro: da 1,33 \$/€ (come media della prima metà del 2007) a quasi 1,5 \$/€ in novembre e dicembre. Non sembra, tuttavia, che questa abbia più di tanto risparmiato le quotazioni in euro che sono comunque cresciute del 33% tra

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 1.1

Prezzo del Brent nel 2006-2007

Valori medi mensili

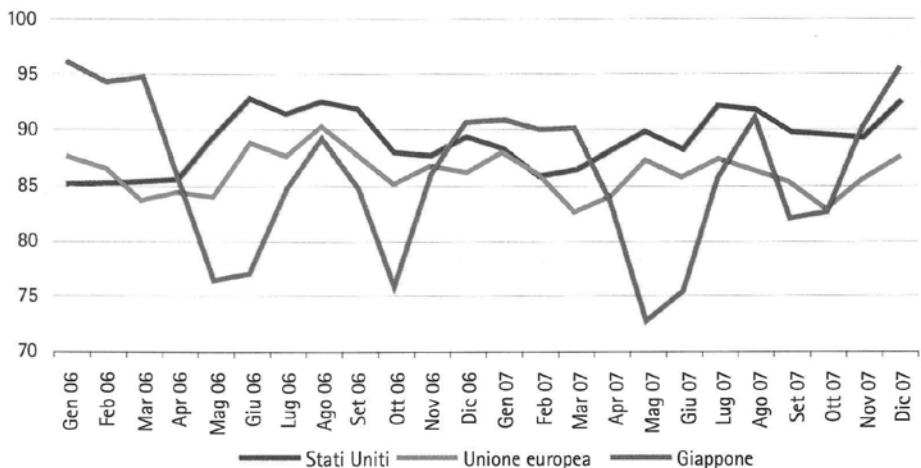


Fonte: Eni.

FIG. 1.2

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione

Valori percentuali



Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report, varie edizioni.

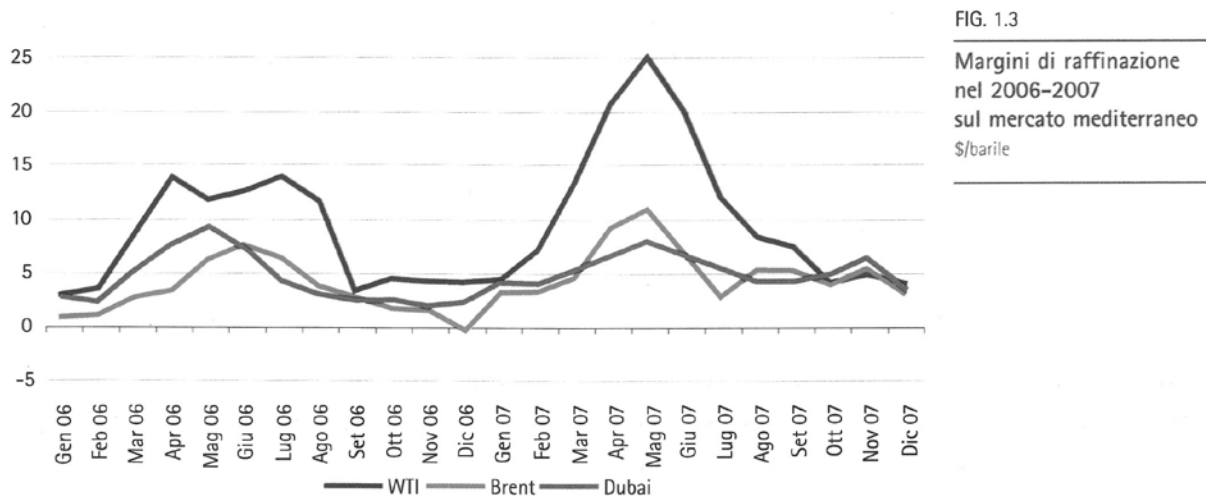
dicembre 2006 e dicembre 2007, rispetto al 47% per le quotazioni in dollari.

Analogamente, il settore della raffinazione non ha offerto una significativa sponda atta a giustificare forti aumenti di prezzo. L'utilizzo della capacità di raffinazione si è mantenuto elevato in tutte le aree del mondo, seppure con forti oscillazioni in quella asiatica. Negli Stati Uniti è aumentato da una media dell'88,5% nel 2006 a 89,1% nel 2007; nell'Unione europea è

leggermente calato da 86,8% a 85,5%; analogamente in Asia è diminuito da 87,0% a 86,1%. Tuttavia, negli Stati Uniti e in Giappone ha toccato punte superiori al 92% in alcuni mesi dell'anno (Fig. 1.2).

Negli Stati Uniti la stagione invernale piuttosto lunga, le interruzioni delle lavorazioni per manutenzione pianificate e non, una crescita più forte della domanda di benzina in preparazione della *driving season* e il conseguente prelievo dalle scorte

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, varie edizioni.

hanno sostenuto i margini di raffinazione, quadruplicati tra marzo e maggio (Fig. 1.3). Stimolata pure dall'incremento delle esportazioni verso gli Stati Uniti, la raffinazione europea ha reagito con forti aumenti. È stata invece meno vivace la reazione della raffinazione asiatica, affetta da un calo delle lavorazioni per manutenzione e interruzione di alcune raffinerie. In ogni caso, l'aumento della capacità di raffinazione in Asia e Medio Oriente è ancora insufficiente per influenzare in modo significativo i prezzi internazionali dei derivati e, per riflesso, del greggio.

A metà anno, la ripresa della raffinazione statunitense ha alleggerito i flussi di importazione e i margini sono crollati tra giugno e ottobre sia per la fine della *driving season* ma anche, e soprattutto, per effetto del forte aumento del prezzo del petrolio intervenuto in questo periodo. Negli ultimi mesi dell'anno, carenze nell'offerta di gasolio sul mercato europeo hanno spinto le importazioni di questo prodotto da tutte le aree del mondo, ma senza alcun evidente effetto sui margini di raffinazione, oramai depressi dall'elevato prezzo del petrolio. I margini di raffinazione non sono aumentati, se non in misura limitata, nemmeno in concomitanza con le operazioni di manutenzione programmata delle raffinerie a favore dei distillati medi in preparazione per la stagione invernale, tradizionalmente concentrate dopo l'estate. Non appare comunque verosimile che le preoccupazioni espresse dal settore della raffinazione americana, anche in relazione a possibili eventi meteo-

rologici, abbiano contribuito significativamente a spingere in alto il prezzo del petrolio.

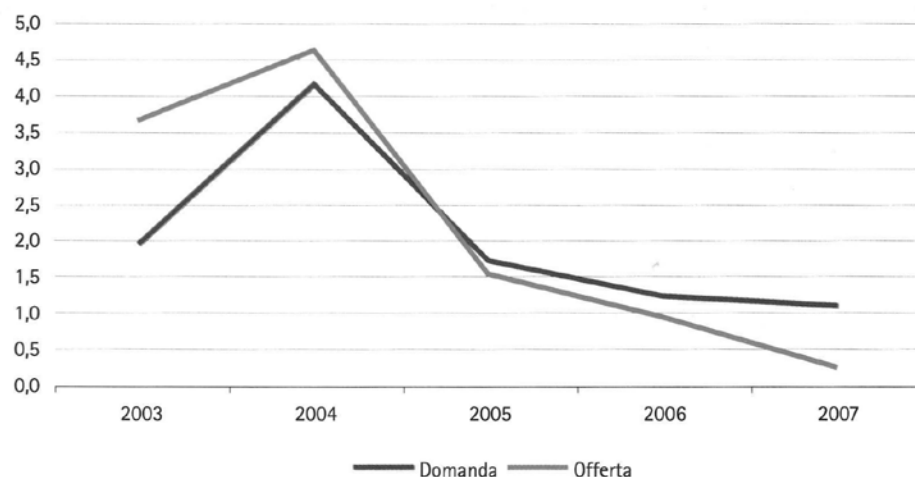
Ha certamente giocato un ruolo la speculazione. Ogni recupero del dollaro sull'euro veniva quasi sempre istantaneamente seguito sul Nymex da vendite massicce accompagnate da un calo del prezzo e viceversa quando il dollaro perdeva nuovamente quota. Inoltre, dopo il crollo dei mutui *subprime*, dei derivati e dei *bond* assicurativi e di altri prodotti strutturati, gli impieghi finanziari in obbligazioni e divise, con rendimenti molto soddisfacenti, sono stati abbandonati dai *broker*, dagli *hedge fund* e dai fondi comuni, per concentrarsi sul greggio (oro e altre materie prime) come bene rifugio. Ma tutte queste azioni non avrebbero sortito marcati effetti sul prezzo, poi verificatisi, se non fosse stato per i fondamentali della domanda e dell'offerta.

A livello mondiale la domanda è cresciuta dell'1,1% contro una crescita dell'offerta di appena lo 0,2%. La capacità dell'offerta di seguire la domanda è rimasta in calo come negli anni precedenti. Per un confronto, nel 2006 l'offerta aumentava dello 0,9% contro una crescita della domanda dell'1,2%, mentre i tassi corrispondenti per il 2005 erano rispettivamente 1,5% e 1,7%; nel 2003 e nel 2004 l'offerta aumentava di più della domanda (Fig. 1.4). Il divario tra crescita della domanda e dell'offerta è pertanto passato da 0,2% nel 2005 a 0,3% nel 2006 per salire a 0,9% nel 2007.

La differenza tra domanda e offerta si è naturalmente riflessa nell'andamento delle scorte (Tav. 1.1). Tra il 2004 e il 2007 ha

FIG. 1.4

Tasso di crescita della
domanda e dell'offerta
di petrolio nel mondo
Valori percentuali



Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

TAV. 1.1

Domanda e offerta
di petrolio a livello
mondiale nel periodo
2002-2007

	VOLUMI (milioni di barili/giorno)		IMMISSIONE ALLE SCORTE (milioni di barili/giorno)	TASSO DI CRESCITA (%)	
	DOMANDA	OFFERTA		DOMANDA	OFFERTA
2002	77,7	76,9	-0,8	-	-
2003	79,2	79,7	0,5	1,9	3,6
2004	82,5	83,4	0,9	4,1	4,6
2005	83,9	84,6	0,7	1,7	1,5
2006	84,9	85,4	0,5	1,2	0,9
2007	85,8	85,6	-0,2	1,1	0,2

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

prevalso nel corso d'anno l'immissione alle scorte, anche se in maniera calante (da 0,9 a 0,5 milioni di barili/giorno); nel 2007 c'è stato un cambio di segno con il prelievo di 0,2 milioni di barili/giorno. Storicamente l'immissione alle scorte prevale in modo consistente nel secondo e terzo trimestre dell'anno, mentre il primo e quarto trimestre sono generalmente caratterizzati da prelievi minimi e prossimi a zero. Nel 2007 la variazione delle scorte è stata prossima a zero durante l'anno intero. Lo sbilanciamento tra domanda e offerta, soprattutto durante la seconda parte del 2007, ha determinato una significativa riduzione delle scorte petrolifere dell'OCSE¹, rispetto a

un anno normale. Generalmente si riscontra un aumento attorno al 2% tra il primo e l'ultimo trimestre dell'anno, mentre nel 2007 le scorte sono rimaste praticamente invariate, in corrispondenza di un calo valutabile in circa 4 giorni di consumo rispetto ai primi due trimestri dell'anno. Le scorte disponibili alla fine dell'anno (82 giorni di consumo di cui 52 industriali) erano ben al di sopra del livello di guardia. Notoriamente, tuttavia, l'OPEC utilizza i dati resi disponibili sulle scorte per valutare lo stato di equilibrio del mercato. A metà anno le scorte avevano raggiunto livelli prossimi ai valori massimi registrati negli ultimi anni, contribuendo

¹ Esistono statistiche affidabili sulle scorte solo per i paesi OCSE.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 1.2

Scorte di greggio
e derivati nell'area OCSE

Milioni di barili

	Gennaio 2005	Gennaio 2006	Gennaio 2007	Gennaio 2008
GREGGIO	2.136	2.174	2.185	2.210
<i>Scorte industriali</i>	907	941	937	942
Nord America	402	449	456	446
Europa	326	336	311	329
Pacifico	179	156	171	167
<i>Scorte governative</i>	1.230	1.233	1.248	1.268
DERIVATI	1.892	1.947	2.004	1.928
<i>Scorte industriali</i>	1.669	1.698	1.750	1.669
Nord America	793	825	828	800
Europa	620	636	657	619
Pacifico	257	237	266	250
<i>Scorte governative</i>	223	250	254	259
TOTALE GREGGIO E DERIVATI	4.028	4.121	4.189	4.138
<i>Scorte industriali</i>	2.576	2.638	2.687	2.611
Nord America	1.195	1.274	1.283	1.246
Europa	946	971	967	948
Pacifico	436	393	437	417
<i>Scorte governative</i>	1.452	1.483	1.502	1.527

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

do alla decisione dell'OPEC di limitare la produzione allo stretto necessario. Ciò ha aumentato il ricorso dei paesi OCSE alle scorte con l'effetto di ridurle ancora di più. Le scorte industriali, che sono quelle che contano per la normale amministrazione², sono diminuite in modo vistoso a fine anno nelle tre aree OCSE (Tav. 1.2). Questo calo, generalizzato attraverso tutti i derivati, è stato solo in piccola parte compensato da un aumento delle scorte governative.

Al crescente deficit hanno contribuito sia la domanda sia l'offerta. Il calo nel fabbisogno dei paesi OCSE nel loro complesso, iniziato a partire dal 2005, è stato ampiamente compensato dall'aumento dei paesi non OCSE anche nel 2007 (Tav. 1.3). Nell'insieme, la domanda è aumentata da 84,9 a 85,8 milioni di barili/giorno come media, rispettivamente del 2006 e del 2007. Dal lato dell'offerta il calo continuo della produzione OCSE è stato controbilanciato dai paesi non OCSE non OPEC, essenzialmente dalla Russia, da altri paesi ex URSS e dall'Africa (Tav. 1.4). Infatti, la produzione OPEC è notevolmente calata dal valore massimo di 36,3 milioni di barili/giorno, raggiunto nel 2006, a 35,5 milioni di barili/giorno nel 2007. Secondo le previsioni dell'AIE (Agenzia internazionale per l'energia), la produzio-

ne OPEC necessaria per colmare il deficit tra domanda e offerta (la cosiddetta "call on OPEC") dovrebbe aumentare a 37,0 milioni di barili/giorno come media del 2008 per soddisfare il fabbisogno mondiale, nonostante sia previsto un ancora significativo (seppure incerto) incremento della produzione russa e dei paesi africani non OPEC e un contributo sempre crescente dei biocarburanti, recentemente messo in discussione a causa dell'impatto sul settore alimentare. Tali previsioni, tuttavia, non sembrano tenere conto di una possibile recessione negli Stati Uniti e degli effetti di questa sull'economia mondiale³.

Ad aggravare l'equilibrio tra domanda e offerta di petrolio a livello mondiale è giunto l'ulteriore calo nella capacità inutilizzata dei paesi OPEC, passata da 2,5 milioni di barili/giorno a fine 2006 a 2,2 milioni di barili/giorno a fine 2007, di cui l'80% in Arabia Saudita. In queste condizioni di margini di manovra decrescenti non stupisce più di tanto che il prezzo del petrolio sia repentinamente aumentato da meno di 60 a 95 \$/barile tra gennaio e dicembre, sfondando il muro dei 100 \$/barile nei primi mesi del 2008 e quello dei 125 \$/barile nel mese di maggio. Non sembra che gli aumenti potranno fermarsi, soprattutto se la posizione dei paesi OPEC rimane quel-

² Le scorte governative sono destinate a utilizzi di emergenza.

³ In aprile 2008, a seguito delle revisioni del Fondo monetario internazionale della crescita dell'economia mondiale, l'AIE ha ridotto le sue previsioni di domanda di petrolio per questo anno a 87,2 milioni di barili/giorno.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 1.3

Fabbisogno mondiale di petrolio nel periodo 2004-2007 e previsioni per il 2008

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008
Totale OCSE	49,4	49,7	49,3	49,1	49,3
Nord America	25,4	25,5	25,3	25,5	25,4
Europa	15,5	15,6	15,6	15,3	15,4
Pacifico	8,5	8,6	8,4	8,3	8,4
Totale non OCSE	33,1	34,2	35,6	36,7	38,3
Russia e altri paesi ex URSS	3,9	4,0	4,1	4,0	4,1
Europa	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Cina	6,4	6,7	7,2	7,5	8,0
Resto Asia	8,7	8,8	8,9	9,2	9,5
America Latina	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7
Medio Oriente	5,7	6,0	6,4	6,7	7,1
Africa	2,8	2,9	2,9	3,1	3,2
Totale mondo	82,5	83,9	84,9	85,8	87,5

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

TAV. 1.4

Offerta mondiale di petrolio nel periodo 2004-2007 e previsioni per il 2008

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008
Totale OCSE	21,2	20,3	20,0	19,8	19,5
Nord America	14,6	14,1	14,2	14,3	14,2
Europa	6,1	5,6	5,2	5,0	4,5
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8
Totale non OCSE non OPEC	25,6	26,3	26,9	27,8	28,3
Russia e altri paesi ex URSS	11,4	11,8	12,2	12,8	13,2
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Cina	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8
Resto Asia	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8
America Latina	4,1	4,3	4,4	4,3	4,1
Medio Oriente	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6
Africa ^(A)	1,9	1,9	2,0	2,5	2,7
Altro non OPEC	1,9	2,0	2,3	2,5	2,8
Miglioramenti di raffinazione	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1
Biocarburanti ^(B)	0,1	0,1	0,3	0,4	0,7
Totale non OPEC	48,8	48,6	49,1	50,1	50,6
Totale OPEC^(C)	34,6	36,0	36,3	35,5	37,0
Totale mondo	83,4	84,6	85,4	85,6	87,5
Variazione scorte^(D)	0,9	0,7	0,5	-0,2	0,0

(A) Esclude Angola retroattivamente rispetto alla sua entrata nell'OPEC il 1° gennaio 2007.

(B) Biocarburanti di origine diversa da Stati Uniti e Brasile.

(C) Include Angola. La produzione del 2008 si riferisce alla richiesta OPEC e non è una previsione.

(D) Calcolato come differenza tra offerta e domanda. Per il 2008 posto uguale a zero.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

la di attribuire l'incremento del prezzo alla speculazione e non alla carenza di offerta.

A onor del vero va notato che in termini reali il prezzo del petrolio nel 2007, mediato sull'anno intero, era ancora inferiore a quello registrato al picco del 1980-1981: 68 contro 79 \$/barile a prezzi 2007. Tuttavia, il prezzo medio

nei primi mesi del 2008 ha ampiamente superato i 100 \$/barile e in assenza di un'improbabile forte riduzione il prezzo mediato sull'anno intero difficilmente potrà mantenersi inferiore al massimo storico in termini reali. Per un valido confronto occorre anche tenere presente che l'incidenza del costo del petrolio sull'economia mondiale si è più

che dimezzata rispetto all'epoca delle crisi energetiche a cavallo degli anni Settanta e Ottanta, crollando da un massimo prossimo al 9%, a valori dell'ordine del 2% negli anni Novanta per poi risalire verso il 4% solo a partire dal 2000 (Fig. 1.5)⁴. Per realizzare un rapporto tra esborso per l'acquisto di petrolio e PIL mondiale simile a quello raggiunto

nel 1980, il prezzo medio del greggio nel 2008 dovrebbe superare i 200 \$/barile, ovvero oltre 250 \$/barile come media degli ultimi sei mesi dell'anno. Ma un tale aumento si ripercuoterebbe sicuramente sull'andamento dell'economia mondiale, come del resto è avvenuto nei primi anni Ottanta.

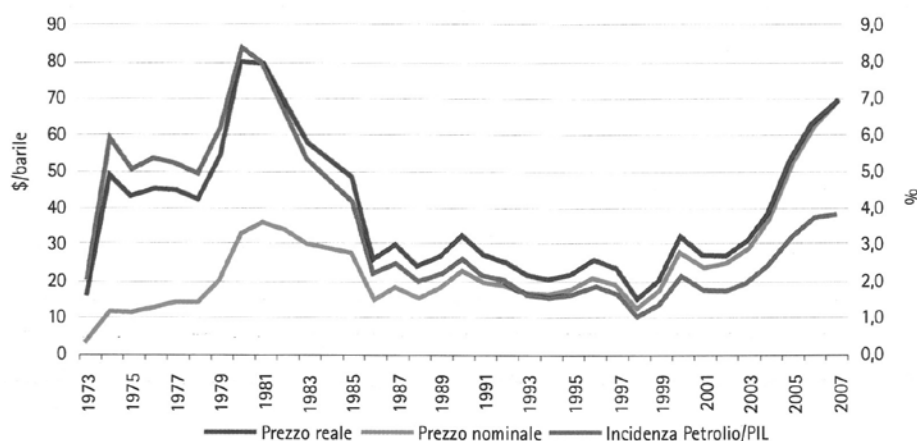


FIG. 1.5

Incidenza del costo del petrolio sul PIL mondiale nel periodo 1973-2007

Prezzi in \$/barile e incidenza percentuale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, BP e Banca mondiale.

Mercato internazionale del gas naturale

Dopo la leggera flessione verificatasi nei primi mesi dell'anno, il prezzo del gas mediato sulle frontiere europee di importazione è andato crescendo in modo consistente da luglio in poi, seguendo la crescita del prezzo del petrolio al quale è legato da formule di indicizzazione seppure diluite nel tempo (Fig. 1.6). Da un valore medio di poco superiore a 21,5 c€/m³ nel

mezzo di giugno 2007, il prezzo medio è salito a 23,5 c€/m³ a dicembre continuando la sua crescita a 26,5 c€/m³ nel mese di gennaio 2008 e oltre.

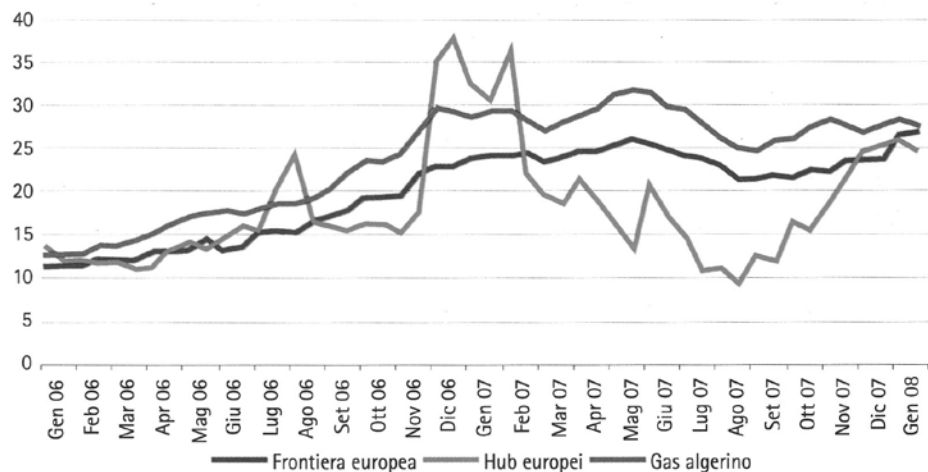
Nel corso del 2007 il prezzo del gas importato via gasdotto è risultato molto simile alle varie frontiere europee (con scarti inferiori al 5%) a eccezione del gas algerino, con prezzi infe-

⁴ Si tratta di un valore mediato a livello internazionale. Vi sono evidentemente enormi disparità tra singoli paesi in funzione del loro PIL e del ruolo del petrolio nella loro economia.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 1.6

Prezzi medi del gas
riferiti al mercato europeo
c€/m³



Fonte: Bloomberg, Argus e World Gas Intelligence.

riori del 15% e oltre durante tutta la prima metà dell'anno. Tale stacco si è tuttavia ridotto fino a quasi annullarsi nella seconda metà dell'anno. Il prezzo del gas importato dall'Algeria come GNL resta il più elevato del 15% nei primi mesi dell'anno crescendo fino a valori non molto distanti dal 40% a partire dalla fine dell'estate.

La mite stagione invernale ha determinato, per il secondo anno consecutivo, una domanda notevolmente inferiore al previsto, che si è riflessa in un forte calo dei prezzi negli *hub* europei: da 20,6 c€/m³ nel novembre 2006 a 9,6 c€/m³ nell'aprile 2007. Nella prima parte del 2007 il differenziale tra il prezzo medio dei gas di importazione alla frontiera europea, determinato in base a formule di indicizzazione, e quello del gas commercializzato negli *hub* si è rivelato apprezzabile, sottolineando la mancanza di un mercato del gas in Europa. In valore assoluto il differenziale di prezzo durante la prima parte dell'anno si è mantenuto attorno a 12-13 c€/m³, pari a circa la metà del prezzo medio alla frontiera. Tale distacco è poi calato rapidamente con l'arrivo della stagione invernale, invertendosi a novembre e dicembre con un prezzo negli *hub* superiore di circa 2 c€/m³ rispetto a quello medio alla frontiera.

La crescente affermazione di un mercato globale del GNL è evidenziata da numerosi sviluppi nel corso del 2007, con carichi di gas liquefatto che in molte occasioni hanno seguito le offerte di prezzo più alte in giro per il mondo, anziché la rotta

contrattata, per coprire deficit inattesi o non pianificati. Il processo è stato innescato dall'aumento della generazione a base di gas in Giappone per far fronte al deficit procurato dal fermo di uno dei maggiori insediamenti nucleari a seguito del terremoto dell'estate 2007.

Questo evento ha avuto un effetto domino sul commercio internazionale di GNL. Decine di navi metaniere con destinazione Corea, Cina e Taiwan sono state deviate in Giappone, disposto a pagare prezzi maggiorati del 60%. Il Giappone ha attirato anche diversi carichi di GNL algerino ed egiziano destinati alla Spagna. A sua volta la Spagna ha dovuto fare ricorso a GNL caraibico per coprire il deficit di gas, peraltro aggravato dalla siccità che ha ridotto la generazione idroelettrica in questo paese in novembre e dicembre. Nell'ultimo trimestre dell'anno, ben 37 dei 48 carichi di GNL provenienti dai terminali di liquefazione di Trinidad e Tobago e originariamente destinati agli Stati Uniti, sono stati deviate verso Spagna, Corea, Cina e Taiwan, provocando un aumento del 90% nel prezzo del GNL nel corso degli ultimi mesi.

La crescente globalizzazione e labilità del mercato del GNL negli ultimi anni è dimostrata anche dal recente aumento dei prezzi del gas nel Regno Unito, causato dal dirottamento verso la Turchia di carichi di GNL algerino originariamente destinati ai terminali di rigassificazione inglesi per far fronte al taglio delle importazioni dall'Iran nel febbraio 2008. La crescente flessibilità del mercato del GNL e la volatilità dei prezzi nasce

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

dalla mancanza di un legame fisso tra origine e destinazione del gas e dal forte sviluppo delle infrastrutture in tutto il mondo. Da diverso tempo sempre più contratti di GNL prevedono la possibilità di dirottare il gas verso i mercati che offrono i margini maggiori. Gli acquirenti sono protetti da clausole finalizzate a una equa ripartizione del margine tra le parti. Gli avvenimenti descritti hanno avuto un effetto molto differenziato tra le principali aree mondiali, in ragione del diverso ruolo

giocato dal GNL rispetto alle importazioni via tubo, delle formule di indicizzazione con il petrolio e derivati, della produzione interna e del regime di mercato, come evidenziato nella figura 1.7. La tavola 1.5 illustra il diverso rapporto tra produzione interna e importazioni nelle principali aree di consumo mondiale nel corso degli ultimi quattro anni. La tavola mette in risalto anche le forti diversità nel rapporto tra importazioni da paesi OCSE e da paesi non OCSE.

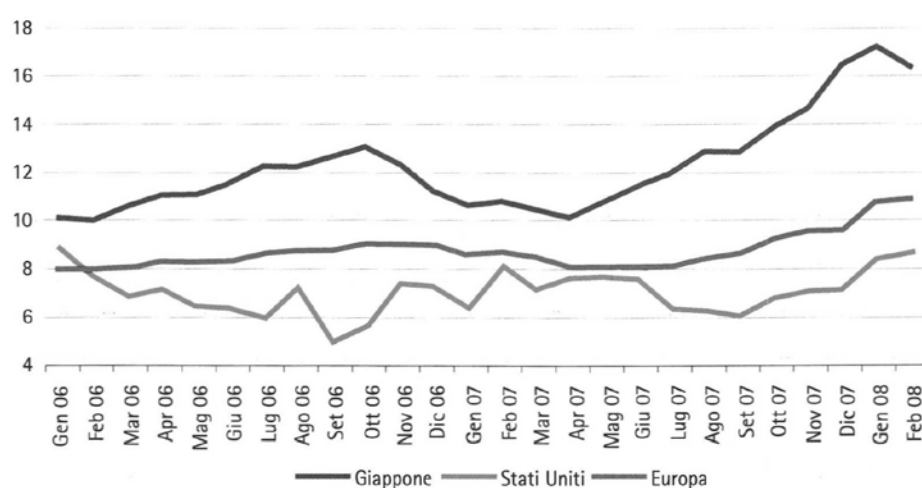


FIG. 1.7

Prezzo internazionale del gas nelle principali aree mondiali di consumo \$/MBtu

Fonte: Argus, Platt's e World Gas Intelligence.

Area di provenienza	2004	2005	2006	2007
OCSE Nord America	893,0	882,2	894,4	933,3
Produzione interna	753,7	744,6	761,6	788,0
Importazioni ^(A)	139,3	137,6	132,8	145,3
- da paesi OCSE	121,3	119,7	116,3	123,5
- da paesi non OCSE	18,0	17,9	16,5	21,8
OCSE Pacifico	151,1	154,7	168,6	179,6
Produzione interna	42,4	44,3	46,2	48,5
Importazioni ^(A)	108,7	110,3	122,4	131,2
- da paesi OCSE	13,8	17,0	19,5	18,6
- da paesi non OCSE	94,9	93,3	102,9	112,5
OCSE Europa	690,4	709,7	724,0	713,0
Produzione interna	325,7	315,4	307,9	296,6
Importazioni ^(A)	364,8	394,2	416,1	416,4
- da paesi OCSE	139,8	140,7	151,7	162,7
- da paesi non OCSE	224,9	253,5	264,4	253,7

TAV. 1.5

Produzione e importazioni nette dei paesi OCSE per area di provenienza M(m³)

(A) Le importazioni includono il trasporto di gas attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

Fonte: AIE, Monthly Gas Survey, gennaio 2008.

Mercato internazionale del carbone

Anche nel 2007, per il quinto anno consecutivo, è stato il carbone la fonte fossile a più rapido sviluppo, con oltre il 50% della crescita di energia primaria a livello mondiale, spinta soprattutto dalla Cina, maggiore consumatore mondiale di carbone, e dall'India. Il consumo mondiale di carbone termico è cresciuto a tassi sostanzialmente più elevati delle altre fonti fossili (poco meno del 5,0% contro il 2,5% del gas e l'1,1% del petrolio), portando i consumi in questo anno a 3,1 miliardi di tonnellate, o quasi a 1,9 miliardi di tep.

Tuttavia, l'andamento dell'industria carbonifera è stato influenzato da problemi logistici e climatici, fuori dal controllo dei governi e delle imprese, che hanno portato a oltre un raddoppio delle quotazioni nel corso dell'anno (Fig. 1.8). Il forte aumento dei prezzi del carbone è la conseguenza sia dei deficit causati da una domanda che rimane assai robusta sia di una offerta perturbata dalla contemporanea sovrapposi-

zione di più effetti: le strozzature portuali non più in grado di sostenere la crescita della movimentazione internazionale, la carenza di navi, le inondazioni nelle zone minerarie dell'Australia, le interruzioni di energia elettrica in Sud Africa e, ultimamente, l'ondata di freddo in Cina e in altri paesi dell'estremo Oriente.

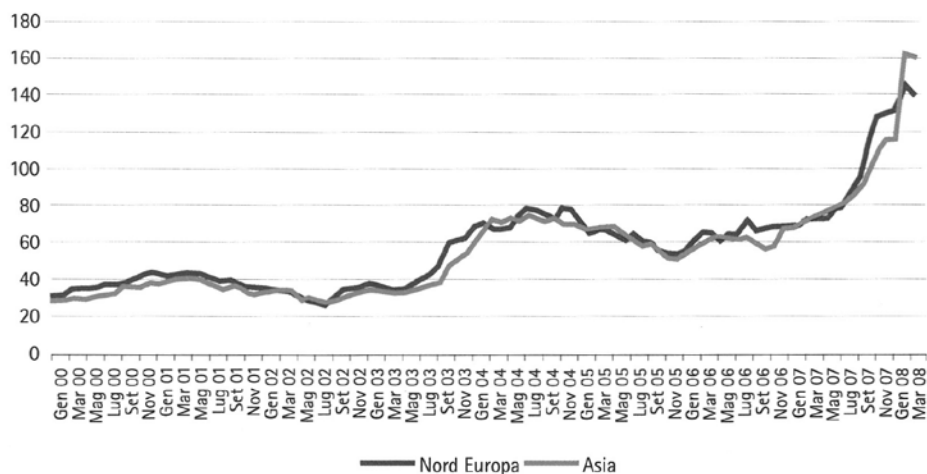
L'aumento dei noli, particolarmente forte nel secondo semestre del 2007, è stato guidato dall'incremento della domanda di trasporto per il commercio verso i paesi asiatici, soprattutto Cina e India, spingendo in alto anche i noli atlantici. Viste le condizioni di domanda e offerta sul mercato internazionale, molti operatori sono stati indotti a prenotare le navi anche per consegne previste nel 2008-2009, a copertura di eventuali rischi, contribuendo a un ulteriore aumento dei noli.

Gli allagamenti nel Queensland, principale zona mineraria dell'Australia, hanno fatto mancare 10 milioni di tonnellate sul mercato internazionale e, più recentemente, l'ondata di freddo

FIG. 1.8

Prezzo internazionale del carbone termico sui mercati del Nord Europa e dell'Asia

Prezzi cif; \$/t



Fonte: Platt's, *International Coal Report*, marzo 2008.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

in Cina ha ridotto le esportazioni in Giappone nei primi mesi del 2008, innescando squilibri nella domanda e nell'offerta che hanno coinvolto più paesi importatori ed esportatori oltre che interi settori industriali. Per far fronte all'ondata di freddo intenso la Cina, oltre a ridurre le esportazioni di carbone da vapore, ha dovuto concentrare l'attività mineraria sul carbone da vapore a scapito del coke metallurgico, con effetti dirompenti anche sul prezzo di quest'ultimo, che è aumentato a oltre 300 \$/t rispetto a valori prossimi a 100 \$/t per i contratti annuali stipulati tra marzo e aprile del 2007.

La produzione sudafricana stenta a mantenere i livelli degli anni precedenti a causa della riduzione degli investimenti nelle miniere indotta da una legge mineraria del 2004. Il governo cerca di frenare l'export di carbone termico per garantire le risorse alle centrali elettriche di Eskom che fanno funzionare il trasporto ferroviario del minerale. Ripetute interruzioni di energia elettrica (a partire da novembre 2007) e guasti al sistema di trasporto ferroviario, seppure di breve durata, hanno ridotto le esportazioni di diversi milioni di tonnellate.

Nonostante i problemi logistici, il carbone termico immesso nel commercio internazionale ha mantenuto una quota prossima al 18% della produzione totale, in crescita dagli anni precedenti.

La tavola 1.6 fornisce uno spaccato dei flussi di trasporto internazionale nel periodo 2000-2007. Particolarmente vivace appare la crescita dell'Indonesia (che ha triplicato le esportazioni dal 2000) come principale esportatore dopo l'Australia, mentre la Cina ha raggiunto l'apice nel 2004 e, ai tassi attuali di crescita dei consumi, potrebbe anche essere destinata a diventare un paese importatore in un non lontano futuro.

Il carbone rimane di gran lunga leader mondiale nella generazione elettrica (39%), davanti al nucleare (20%) e al gas naturale (17%), seppure in modo assai differenziato tra paesi produttori ed esportatori. Tra i paesi importatori quello che ha ultimamente mostrato maggiore vitalità è l'India, le cui importazioni sono più che raddoppiate tra il 2000 e il 2007 (passando da 20 a 47 milioni di tonnellate). Per soddisfare la crescente domanda di energia elettrica, indotta dal rapido sviluppo dell'economia (il PIL è cresciuto a una media annua dell'8,5% negli ultimi 4 anni), il governo indiano ha stabilito di incrementare la generazione elettrica da carbone del 60% nel corso dei prossimi 5 anni. In un tale scenario le importazioni potrebbero raggiungere anche 100 milioni di tonnellate nel 2013. La strategia di rivolgersi alle importazioni anziché alla produzione nazionale è dettata anche dal fatto che la maggior parte delle miniere indiane si trova in aree infiltrate da guerriglia maoista.

IMPORTAZIONI	ESPORTAZIONI DA							ALTRI	TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI		
Importazioni totali									
2000	115,0	45,5	18,9	52,4	-30,2	21,7	0,4	31,5	255,3
2001	127,0	53,8	25,6	53,3	45,8	25,4	15,5	48,8	395,2
2002	128,9	61,6	25,3	47,6	55,7	22,7	7,4	49,2	398,3
2003	135,7	70,9	33,3	52,5	53,1	29,5	-3,6	52,3	423,8
2004	142,5	80,1	46,9	50,0	95,7	32,2	2,5	63,4	513,4
2005	150,1	90,4	52,7	53,8	67,3	36,4	2,4	63,8	516,9
2006	148,2	124,7	60,3	59,8	58,9	39,5	11,3	70,8	573,4
2007	156,2	132,0	62,2	59,4	50,5	41,6	15,2	65,1	582,3
Anno 2007									
Unione europea	2,8	12,8	49,9	37,7	0,4	26,1	7,7	10,1	147,5
India	0,6	15,8	0,0	4,1	0,5	0,0	0,0	4,6	25,5
Giappone	108,4	26,2	10,8	0,2	14,4	0,0	0,0	12,1	172,0
Corea	15,4	22,1	0,0	0,1	18,2	0,0	0,0	7,4	63,1
Taiwan	17,7	18,9	1,3	0,0	12,7	0,0	0,0	15,0	65,6
Altri	11,3	36,3	0,3	17,4	4,4	15,5	7,5	16,0	108,6

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

TAV. 1.6

Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo 2000-2007

Millioni di t

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti

I paesi membri dell'Unione europea non hanno dovuto affrontare significativi eventi di interruzione delle forniture nel corso del 2007. Tuttavia, il blocco di gas turkmeno diretto all'Iran alla fine del 2007 e la minaccia di tagli al gas russo destinato all'Ucraina all'inizio del 2008 hanno contribuito a porre il tema della sicurezza più che mai in cima all'agenda di politica energetica dei governi europei e delle istituzioni dell'Unione europea. Il primo di questi eventi ha evidenziato come una piccola interruzione in un paese possa ripercuotersi con effetti amplificati nei paesi circostanti. Il gas turkmeno copre meno del 5% del fabbisogno iraniano ma in un periodo di freddo estremo con temperature di -25°C , l'Iran ha dovuto rimediare interrompendo le sue forniture di gas alla Turchia che, soggetta alla stessa ondata di freddo, si è vista a suo turno costretta a ridurre le forniture alla Grecia.

I fattori di criticità che investono la sicurezza delle forniture europee riguardano soprattutto l'energia elettrica, il petrolio e il gas naturale.

La sicurezza nelle forniture di elettricità

Tra il 2000 e il 2006 la potenza netta a livello dei 25 paesi/zone che compongono l'UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*)⁵, è aumentata del 23% contro una crescita della potenza garantita del 22%. Escludendo la potenza rinnovabile dal novero della potenza garantita, questa risulta essere aumentata del 12% nello stesso periodo⁶. La potenza rinnovabile è cresciuta di oltre quattro volte tra il 2000 e il 2006 (dal 3% all'8% della potenza netta totale); essa è costituita per l'80%

da impianti eolici, la cui disponibilità è notoriamente variabile in funzione delle condizioni meteorologiche. L'incremento della potenza garantita, anche escludendo la potenza rinnovabile, risulta comunque superiore alla crescita della domanda complessiva di elettricità, pari a circa il 9% nello stesso periodo.

Un tendenziale miglioramento delle condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti elettrici europei è evidente anche dall'esame dei principali indici di affidabilità del sistema elettrico utilizzati dall'UCTE e riassunti nella figura 1.9. Dal 2002 ha iniziato a scendere, anche se di poco (dal 38% al 36%), l'incidenza della potenza massima mensile indisponibile sulla potenza netta totale. Tra il 2000 e il 2006 è notevolmente aumentata la capacità residua in assenza di scambi con altri paesi: da un minimo mensile di circa il 12% al 18% della potenza garantita. Il margine contro carichi di picco è rimasto praticamente invariato a valori minimi mensili prossimi al 4% in rapporto alla potenza garantita. Tuttavia, in rapporto alla potenza garantita è più che raddoppiato (dal 5% a oltre il 10%) il valore minimo mensile del margine residuo, definito come differenza tra capacità residua in assenza di scambi e margine contro carichi di picco.

Se gli indici di sicurezza del sistema elettrico possono apparire relativamente tranquillizzanti in termini di disponibilità di potenza, non altrettanto rassicurante è la situazione sul fronte dell'energia, soprattutto sugli approvvigionamenti di gas da cui l'Unione europea dipenderà in modo crescente e critico nei prossimi due decenni e il cui prezzo è legato in modo implicito o esplicito a quello del petrolio. La tavola 1.7 sintetizza le ultime previsioni dell'AIE al 2030 sull'*input* alla generazione elettrica nelle principali aree del mondo.

⁵ Specificamente: Austria, Bosnia Erzegovina, Belgio, Bulgaria, Svizzera, Repubblica Ceca, Germania, Spagna, Francia, Grecia, Croazia, Ungheria, Italia, Lussemburgo, Montenegro, Repubblica ex Macedonia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania, Serbia, Slovenia, Repubblica Slovacca, Ucraina zona occidentale.

⁶ Nel 2006 la potenza netta dell'UCTE raggiungeva una media mensile di 619 GW contro una potenza garantita di 422 GW. Tra il 2000 e il 2006 la potenza rinnovabile è cresciuta da circa 10 GW a 45 GW.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

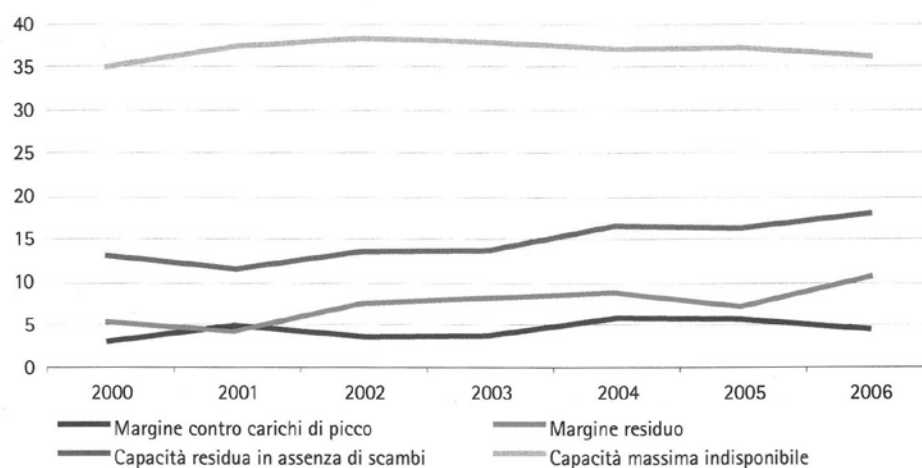


FIG. 1.9

Indici di sicurezza delle forniture elettriche nei paesi UCTE nel periodo 2000-2006
Valori percentuali

Fonte: UCTE, *Statistical Yearbook 2000-2006*.

	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	NUCLEARE	FONTI RINNOVABILI	TOTALE
ANNO 2005						
Paesi sviluppati	918	118	383	612	203	2.234
Paesi in transizione	135	26	278	73	31	543
Paesi in via di sviluppo	902	154	250	36	146	1.488
MONDO	1.955	298	911	721	380	4.265
ANNO 2030 – SCENARIO DI RIFERIMENTO						
Paesi sviluppati	1.097	65	599	616	438	2.815
Paesi in transizione	142	18	360	104	56	680
Paesi in via di sviluppo	2.218	155	778	134	445	3.730
MONDO	3.457	238	1.737	854	939	7.225
ANNO 2030 – SCENARIO ALTERNATIVO						
Paesi sviluppati	741	57	511	751	510	2.570
Paesi in transizione	119	16	289	124	64	612
Paesi in via di sviluppo	1.579	129	589	206	616	3.119
MONDO	2.439	202	1.389	1.081	1.190	6.301

Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2007*.

TAV. 1.7

Previsioni di fabbisogno mondiale di energia per la generazione elettrica
Milioni di tep

La sicurezza nelle forniture di petrolio

La situazione incerta degli approvvigionamenti mondiali di petrolio a breve termine è già stata illustrata nella prima sezione di questo capitolo. Per il prossimo decennio e oltre, si aggiungono diverse criticità tra cui il calo irreversibile della produzione dei paesi non OPEC, l'incerta e comunque scarsa propensione dell'OPEC a investire in un sufficiente aumento

della capacità produttiva, la forte crescita dei fabbisogni dei paesi in via di sviluppo.

Nel suo scenario di riferimento, riportato nella tavola 1.8, l'AIE prevede per il petrolio un fabbisogno aggiuntivo al 2030 rispetto al 2005 di 1,6 miliardi di t/anno (da 3,8 a 5,4 miliardi di t/anno). Lo scenario del WEO (*World Energy Outlook*) alternativo, basato su un forte impegno nel risparmio e nell'efficienza energetica e sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, non

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

pare molto realistico considerato che solo l'Unione europea e forse il Giappone hanno intrapreso questa strada con decisione, mentre i paesi a forte crescita energetica continuano sulla scia di uno scenario tradizionale⁷. A fronte di questa accelerazione dei fabbisogni non appaiono ancora segni convincenti di una volontà di adeguamento da parte dei paesi produttori.

I paesi non OPEC difficilmente potranno incrementare la produzione in modo significativo. Secondo l'AIE anche la produzione russa difficilmente potrà aumentare nel futuro. Nel prossimo decennio si potrà tuttavia contare su crescenti contributi di prodotti derivati dagli oli pesanti e dalle scisti bituminose a costi che sono oramai ampiamente compatibili con i prezzi di mercato⁸ anche se, con le attuali tecnologie di estrazione, lo sviluppo di queste fonti fossili comporta notevoli problemi ambientali locali. Né si può fare molto affidamento sui sostituti del petrolio prodotti a partire dalle biomasse. Il leggero aumento di 0,5 milioni di barili/giorno previsto nel 2008 per i paesi non OPEC nel loro complesso (da 50,1 a 50,6 milioni di barili/giorno) è per metà dovuto ai biocarburanti di origine diversa dagli Stati Uniti o dal Brasile. Ma è difficile contare su ulteriori forti contributi da questa fonte dopo l'allarme alimentare lanciato dalla

FAO e dalla Banca mondiale, confermato anche dal Fondo monetario internazionale, per gli aumenti di prezzo dei cereali e conseguenti "guerre del pane" e milioni di poveri senza cibo in una quarantina di paesi, causati almeno in parte dall'uso delle terre coltivabili per la produzione di biomasse per energia in sostituzione di cereali per alimentazione.

I paesi OPEC non hanno alcun incentivo a investire in attività di ricerca e sviluppo di idrocarburi fin tanto che il prezzo rimane elevato. Nella consapevolezza che un aumento della produzione risulterebbe in un calo dei prezzi, mirano al migliore equilibrio tale da massimizzare le entrate al costo minimo. Permangono sempre maggiori dubbi sulla reale volontà dei paesi OPEC di aumentare la produzione in attesa di vedere come i consumi mondiali reagiscono ai prezzi elevati. L'Iraq, la cui ricostruzione dipende in buona parte dalle vendite di petrolio, con opportuni investimenti potrebbe aumentare la produzione dagli attuali 2,3 milioni di barili/giorno a oltre 5 milioni nel prossimo quinquennio. Ma un tale scenario sarebbe possibile solo nell'ipotesi di una rapida pacificazione del paese e richiederebbe un difficile accordo con gli altri membri dell'OPEC sulle quote produttive.

TAV. 1.8

Previsioni di fabbisogno mondiale di energia primaria
Milioni di tep

	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	NUCLEARE	FONTE RINNOVABILI	TOTALE
ANNO 2005						
Paesi sviluppati	1.130	2.246	1.211	612	343	5.542
Paesi in transizione	204	220	539	73	44	1.080
Paesi in via di sviluppo	1.557	1.362	605	36	1.076	4.636
MONDO	2.891	3.828	2.355	721	1.463	11.258
ANNO 2030 – SCENARIO DI RIFERIMENTO						
Paesi sviluppati	1.318	2.479	1.654	616	733	6.800
Paesi in transizione	229	283	743	104	74	1.433
Paesi in via di sviluppo	3.446	2.606	1.551	134	1.534	9.271
MONDO	4.993	5.368	3.948	854	2.341	17.504
ANNO 2030 – SCENARIO ALTERNATIVO						
Paesi sviluppati	943	2.242	1.480	751	872	6.288
Paesi in transizione	198	250	640	124	84	1.296
Paesi in via di sviluppo	2.558	2.213	1.326	206	1.689	7.992
MONDO	3.699	4.705	3.446	1.081	2.645	15.576

Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2007*.

⁷ Al riguardo, va notato che i consumi futuri previsti dal WEO negli ultimi 15 anni si sono sempre allineati agli scenari di riferimento molto più che agli scenari alternativi.

⁸ I costi di estrazione variano tra 20 \$/barile per gli oli pesanti venezuelani e 50 \$/barile per le scisti bituminose canadesi. Tuttavia, date le residue incertezze sul futuro prezzo del petrolio, le compagnie esitano a effettuare gli elevati investimenti richiesti.

La sicurezza nelle forniture di gas

Un problema ancora più critico per l'Unione europea riguarda il gas naturale, legato alle scelte di politica energetica della maggior parte dei suoi paesi membri finalizzate a un utilizzo crescente di questa fonte per la generazione elettrica. La problematica riguarda tre principali temi: la competizione tra la domanda interna e l'esportazione dei paesi produttori; la disponibilità di gas; il controllo delle reti e delle risorse.

Sicurezza gas – Competizione tra domanda interna ed esportazione

La crescita della domanda interna dei paesi produttori è tra i fattori più critici per il futuro dell'offerta di gas sui mercati internazionali. L'Indonesia già da diversi anni ha dovuto ridurre le esportazioni per far fronte alla crescita della domanda interna. In Nigeria gli investimenti delle multinazionali in due nuovi terminali di GNL attendono le decisioni del governo sullo sviluppo dei consumi domestici. Analogamente, la crescente domanda interna di gas egiziano avrà effetti limitativi sulle esportazioni future. Il problema può essere particolarmente acuto per gli approvvigionamenti dalla Russia la cui economia cresce a tassi annui superiori al 6% che si rifletteranno inevitabilmente anche sul fabbisogno di gas naturale. Il Ministero dell'industria e dell'energia russo ha previsto un potenziale deficit per il mercato interno di 4 miliardi di m³ nel 2008 che crescerà a 28 miliardi entro il 2010 e a 47 miliardi entro il 2015. Sintomatico delle potenziali difficoltà che si intravedono nel corso del prossimo decennio è lo sviluppo del giacimento di Sakhalin (attualmente sotto la guida della multinazionale Exxon Mobil) che sembra avere subito un temporaneo rallentamento in attesa della decisione del governo russo sulla scelta tra esportare la produzione del giacimento in Cina o destinarla ai consumi interni.

La domanda interna di gas può riflettersi anche sulla disponibilità di petrolio per l'esportazione. Già dagli anni Settanta l'Iran ha adottato una politica di sviluppo degli usi interni del

gas naturale con il fine di liberare le risorse di petrolio per l'esportazione⁹. Le esportazioni di petrolio saudita nel prossimo decennio dipendono sostanzialmente anche dalle risorse di gas naturale di cui il Regno dispone. Le ricerche di gas naturale nel vasto bacino del Rub al Khali, che avrebbero dovuto soddisfare il fabbisogno interno di gas per decine di anni, non hanno dato il risultato atteso, nemmeno con il contributo delle compagnie e della tecnologia occidentale, consentito a partire dal 2003. A fronte di una domanda rapidamente crescente per dissalazione, generazione elettrica, sintesi chimica e industria pesante, il paese potrebbe essere molto presto costretto a dirottare una parte crescente del suo petrolio per usi interni. In effetti, l'aumento della capacità produttiva previsto dal governo saudita dagli attuali 11,2 milioni di barili/giorno a 12,5 e 15,5 milioni di barili /giorno, rispettivamente nel 2010 e nel 2020, sarà in buona parte destinato ai consumi interni¹⁰.

Sicurezza gas – Disponibilità di gas

La crescente difficoltà incontrata nello sviluppo di gas russo può stupire, considerando che la Russia possiede di gran lunga le più vaste risorse di gas naturale su scala planetaria. Tuttavia, è dalla fine degli anni Novanta che la produzione russa sembra essere entrata in crisi, richiedendo sempre maggiori integrazioni da parte di gas turkmeno, uzbeko e, ultimamente, anche di gas kazako. Il contributo di queste tre fonti di gas alla produzione dei quattro paesi esportatori dell'ex URSS è aumentato dal 12% nel 1997 al 19% nel 2006 (Fig. 1.10). Dopo il forte aumento nel 2006, dovuto alle rigide condizioni climatiche, la produzione russa è calata più di quanto poteva essere giustificato dall'andamento della domanda. Secondo molti analisti, la riconquista del settore energetico russo da parte dello Stato negli ultimi anni ha frenato gli investimenti provocando una stagnazione nella produzione. I ricavi delle attività di Gazprom non vengono reinvestiti nella misura dovuta in ricerca e sviluppo di idrocarburi, ma in attività diverse dal *core business*. Tuttavia, il nodo centrale del problema riguarda l'entità dei ricavi. I

⁹ Le esportazioni di gas naturale dall'Iran rappresentano una quota trascurabile (storicamente < 5%) della produzione che ha superato 100 miliardi di m³ nel 2005. Per contro, le esportazioni di petrolio iraniano rappresentano il 65% della produzione.

¹⁰ Il consumo interno di petrolio era pari a 2,0 milioni di barili/giorno nel 2006 e potrebbe crescere a oltre 3,5 milioni di barili/giorno nel caso che la produzione di gas naturale non riesca a mantenere il previsto ritmo.

prezzi interni artificialmente bassi riducono i profitti di Gazprom e, di conseguenza, gli investimenti. Il prezzo di vendita sul mercato interno nel 2007 è stato mediamente pari ad appena 51 \$/1.000 m³, mentre Gazprom vendeva il gas a 109 \$/1.000 m³ ai paesi ex sovietici e a 263 \$/1.000 m³ ai paesi dell'Europa occidentale¹¹.

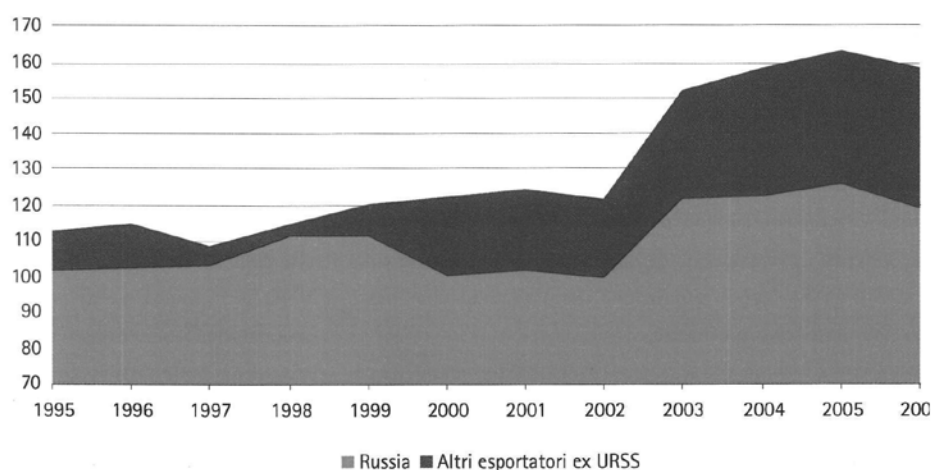
A questi prezzi Gazprom perdeva 20 \$/1.000 m³ venduti sul mercato interno russo, perdita che veniva solo parzialmente compensata dal margine realizzato con le vendite ai paesi ex sovietici ed europei, pari rispettivamente a 12 e a 71 \$/1.000 m³. I margini disponibili sarebbero insufficienti a coprire i costi di sviluppo dei nuovi giacimenti necessari per sostenere la produzione negli anni futuri. Il costo medio di produzione nei giacimenti dell'Urengoi, è attualmente di circa 15 \$/1.000 m³ ma questi giacimenti sono in via di esaurimento, con un declino annuo del 4-5%. Il mantenimento degli attuali tassi di estrazione richiede grossi investimenti per sfruttare gli strati inferiori che ne aumenteranno il costo. Ma non sarà possibile coprire la domanda futura senza il contributo crescente dei nuovi giacimenti di Yamal e Shtokman. Ubicati a Nord del circolo polare artico in condizioni climatiche estreme, questi giacimenti avranno costi per

1.000 m³, rispettivamente dell'ordine di 45 \$ e 70 \$, da 3 a 4 volte il costo attuale. Al fine di permettere i necessari investimenti, il governo russo si è posto l'obiettivo di imporre prezzi di mercato al settore non domestico entro il 2011 e a quello domestico forse entro il 2015. Il programma di liberalizzazione è tuttavia in forte ritardo.

La questione della disponibilità di gas russo è soprattutto preoccupante per gli approvvigionamenti europei. Secondo le previsioni della Commissione europea oltre 200 miliardi di m³ del fabbisogno di gas naturale dell'Unione europea nel 2020 non sono attualmente coperti da contratti di lungo termine. La crescita dei fabbisogni nel prossimo decennio è talmente forte che i due progetti South Stream e Nabucco non possono considerarsi in concorrenza ma devono essere visti come complementari. Il principale problema è che allo stato attuale nessuno dei due può considerarsi sicuro in termini di disponibilità di offerta di gas. Gazprom non sta effettuando gli investimenti necessari per alimentare South Stream, North Stream, Cina ecc. A meno di un radicale salto di qualità negli investimenti nell'*upstream*, è difficile che la Russia possa contribuire a oltre un quarto del deficit europeo, considerando il calo degli attua-

FIG. 1.10

Contributo dei paesi esportatori dell'ex URSS alle esportazioni di gas naturale verso i paesi dell'Europa occidentale G(m³)



Fonte: BP, *Review of World Energy 2007*.

¹¹ I dati economici e finanziari su Gazprom sono stime della banca moscovita Renaissance Capital.

li giacimenti e la crescita della domanda interna. Al fine di coprire il previsto fabbisogno, la Russia dovrebbe mettere in funzione nuova capacità produttiva per circa 300 miliardi di m³/anno entro il 2020, circa il 60% dell'attuale capacità, inclusa quella necessaria per sostituire i giacimenti esauriti.

La disponibilità per il progetto Nabucco è attualmente limitata al gas prodotto dai giacimenti azeri e forse turkmeni, non molto più di 10 miliardi di m³ e tutti ancora da sviluppare. La fornitura dei rimanenti 20 miliardi di m³ necessari per riempire il gasdotto a regime rimane problematica. Le risorse turkмене, kazache e uzbeche attualmente alimentano il deficit di produzione russo e quelle azere sono limitate. Le riserve del Turkmenistan e del Kazakistan permettono un notevole incremento produttivo di questi due paesi, ma sono già in parte destinate ad alimentare il crescente fabbisogno dei maggiori paesi asiatici (Cina, India e Pakistan). Le altre potenziali fonti di gas per Nabucco, l'Iran e l'Iraq, presentano problemi di sicurezza e non si può contare su di esse almeno nel prossimo futuro. Tuttavia, l'Iraq sarebbe disponibile a offrire attorno a 7 miliardi di m³/anno e l'Iran ha già sottoscritto un contratto per la fornitura a clienti europei di 5,5 miliardi di m³/anno per 25 anni a partire dal 2009¹². Inoltre, nell'aprile 2008 ha preso forma concreta l'accordo tra Iran, India, Pakistan per la costruzione di un metanodotto di 2.600 km per la fornitura di 30 miliardi di m³ di gas iraniano.

Sicurezza gas – Il controllo delle reti e delle risorse

Dati gli elevatissimi costi di produzione dei nuovi giacimenti artici, non sorprende che Gazprom stia cercando di entrare in giacimenti in altri paesi a costi più bassi, sia di petrolio sia di gas naturale. Indicativo, a tale riguardo, è l'accordo con Eni Spa per una suddivisione paritaria della quota di 33,3% del giacimento libico Elephant, che dovrà comunque essere avallato anche dal governo libico¹³. Non si tratta di un giacimento di gas ma l'iniziativa permette a Gazprom di entrare nell'*upstream* libico ricco di giacimenti di gas a basso costo. Gazprom è interessato a sviluppare tutta la catena dell'approvvigionamento di gas e gli accordi di *joint venture* con NOC (*National Oil Corporation of Libya*) soste-

nuti dal governo libico includono, oltre alla ricerca e alla produzione di idrocarburi, anche una partecipazione nel potenziamento del metanodotto Greenstream recentemente concordato con Eni.

Nell'ultimo decennio, a partire dal 1999, con il fine di onorare i suoi contratti europei, Gazprom è stata costretta a ricorrere sempre più massicciamente al gas prodotto nei paesi dell'Asia centrale, soprattutto del Turkmenistan e del Kazakistan. Questo è stato facilitato dalla rete di infrastrutture interne all'ex URSS e dai rapporti consolidati in epoca storica tra le Repubbliche sovietiche; nella seconda metà degli anni Ottanta il gas turkmeno, uzbeke e azero contribuiva al 35% della produzione sovietica e a circa la metà delle esportazioni verso Ovest. La rinnovata e crescente dipendenza della Russia da forniture di gas provenienti dall'Asia centrale evidentemente riduce le fonti di approvvigionamento alternativo per l'Europa occidentale (e anche per Cina, India e altri paesi asiatici importatori) ponendo molti interrogativi sulla sicurezza degli approvvigionamenti. La scelta di acquistare gas turkmeno e kazako in alternativa a investire nelle proprie risorse di gas non è probabilmente economica considerando il prezzo pagato per 1.000 m³ secondo i più recenti accordi: circa 100 \$ come media del 2007, 130 \$ nella prima metà del 2008 e 150 \$ nella seconda, se tali prezzi vengono confrontati con l'attuale costo medio di produzione di gas russo pari a circa 15 \$/1.000 m³. Ma l'interesse strategico di Gazprom è quello di assicurarsi il più possibile il controllo delle risorse e delle vie di accesso del gas e, di conseguenza, del prezzo.

Molteplici sono le iniziative del gigante russo per acquistare partecipazioni in infrastrutture nevralgiche per gli approvvigionamenti europei di gas. Con Blue Stream, North Stream e South Stream, tutti progetti sviluppati in *joint venture* con società europee, Gazprom ha praticamente conquistato il controllo di quasi 80 miliardi di m³/anno destinati al mercato europeo; l'unica incognita riguarda la disponibilità di gas per riempire i gasdotti. Ha cercato di entrare nella proprietà del gasdotto per la fornitura di gas azero alla Turchia e alla Grecia, con un successivo prolungamento verso l'Italia (progetto IGI). Come già indicato, Gazprom sta negoziando l'entrata nel controllo degli approvvigionamenti

¹² Progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline).

¹³ Tali accordi aprono anche le porte a Eni per *joint venture* nello sviluppo dell'*upstream* russo dando concreto seguito agli accordi tra Eni e Gazprom del novembre 2006.

di gas libico attraverso investimenti nei giacimenti e nel potenziamento di Greenstream. Con l'Algeria sta formulando strategie di coordinamento delle forniture e *joint venture nell'upstream*. In Nigeria ha avviato colloqui con il governo per una partecipazione nella costruzione del metanodotto di 4.000 km per congiungere i giacimenti del delta del Niger con la costa algerina per l'esportazione in Europa e altrove.

Più di tutto è preoccupante il tentativo di contrastare il nascente mercato europeo del gas mediante accordi di cartello con i principali produttori. Nell'incontro di Teheran di fine aprile 2008, la Russia ha proposto ai 15 membri del *Forum dei paesi esportatori di gas una formula unica per il calcolo del prezzo del gas esportato, la definizione di criteri per la determinazione delle tariffe di transito, un coordinamento sui nuovi progetti di gasdotti internazionali, l'istituzione di meccanismi procedurali per la vendita sui mercati spot*. L'AIE fa notare che è difficile che un tale cartello possa formarsi fin tanto che vi è concorrenza tra forniture via gasdotto e GNL. Infatti, paiono poco interessati al progetto i paesi le cui esportazioni sono prevalentemente in forma di GNL (Qatar, Oman, Indonesia, Malesia, Trinidad e Tobago) che possono cogliere gli extra margini permessi dalla flessibilità e dalla liquidità del mercato del GNL.

L'impegno dell'Unione europea per la sicurezza energetica

L'Unione europea ha adottato strategie parallele a favore della sicurezza degli approvvigionamenti di energia con azioni sui mercati dell'energia, sull'efficienza energetica, sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Fondamentale per la sicurezza degli approvvigionamenti nel settore del gas è l'esistenza di un mercato internazionale liberalizzato e liquido, sorretto da una molteplicità di infrastrutture (trasporto di lungo corso via gasdotto e GNL, interconnessione tra reti nazionali, stoccaggio), da centri di scambio commerciale e da una ampia diversificazione delle forniture. Con lo sviluppo della liberalizzazione e della trasparenza aumenta la liquidità del mercato europeo e si riducono le possibilità di una sua manipolazione da parte degli Stati produttori. Da qui l'importanza per l'Unione europea di

imporre regole uguali per tutti gli operatori, soprattutto nella separazione delle attività di trasmissione, distribuzione e stoccaggio al fine di permettere lo sviluppo neutrale delle infrastrutture e il pieno accesso dei terzi. È solo in tal modo che si può responsabilizzare le imprese a effettuare gli opportuni investimenti nelle infrastrutture e nello sviluppo delle risorse, senza reprimere la concorrenza. Tuttavia, un mercato pienamente concorrenziale non è attuabile se scarseggiano le risorse per alimentarlo, particolarmente quando i paesi esportatori stanno completando la nazionalizzazione delle loro imprese energetiche e focalizzando la politica estera sull'uso politico delle risorse. Il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione europea di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 contribuiscono alla sicurezza degli approvvigionamenti di fonti fossili in quanto ne riducono il fabbisogno, ma spostano di poco l'equilibrio tra domanda e offerta a livello mondiale, in quanto largamente neutralizzate dal forte sviluppo energetico dei paesi in via di sviluppo. Anche le previsioni dell'AIE sottolineano che non è rivolgendosi all'efficienza energetica e alle fonti rinnovabili che si risolve il problema della sicurezza energetica se non su lunghi periodi dell'ordine di 50-100 anni e oltre.

Nel corso del 2007, di fronte ai crescenti problemi di approvvigionamento di petrolio e gas naturale che si profilano per il futuro, la Commissione europea sembra essersi resa conto della necessità di insistere di più sulle fonti energetiche che sono percorribili nel breve e medio termine e sulle quali vi è più certezza riguardo alle condizioni di sviluppo. Negli ultimi tempi la Commissione ha abbandonato la sua tradizionale neutralità energetica, appoggiando l'energia nucleare in forma esplicita per due fondamentali motivi: è la fonte che in modo più economico e concreto contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ e allo stesso tempo garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti di elettricità. A tal fine sta apertamente sollecitando i paesi membri a cooperare per aumentare la sicurezza degli impianti, a trovare una soluzione per il trattamento dei residui e ad agevolare le procedure di autorizzazione delle centrali nucleari, il loro finanziamento e la loro gestione affidabile.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2007, per il secondo anno consecutivo, è calato il consumo di energia primaria, dello 0,9% rispetto allo 0,8% verificatosi nel 2006. Analogamente, i consumi finali complessivi sono calati dell'1,1% rispetto allo 0,6% dell'anno precedente. Inoltre, i consumi di energia elettrica, tolte le perdite di trasporto e di distribuzione, sono aumentati di appena lo 0,3%. Questo andamento è avvenuto in presenza di una relativamente forte crescita dell'economia dell'1,5% in termini di PIL a prezzi costanti. Il rapporto tra consumo di energia primaria e PIL è pertanto calato per il terzo anno consecutivo, assieme a quello dell'energia finale. Inoltre, per la prima volta negli ultimi due decenni¹⁴ si è verificato un calo anche nell'intensità elettrica del PIL (Fig. 1.11).

Come per il 2006, è tuttavia troppo presto per trarre conclusioni rassicuranti sulle cause virtuose di questo miglioramento nell'effi-

cienza del sistema energetico. Un periodo di forte sviluppo del PIL notoriamente favorisce il ricambio degli impianti verso una maggiore efficienza nell'uso dell'energia, particolarmente se preceduto da molti anni di crescita bassa; da un incremento medio annuo del PIL dello 0,4% tra il 2002 e il 2005 si è infatti passati a un aumento dell'1,7% come media del 2006-2007. Inoltre, il 2007, più ancora del 2006, è stato nel complesso caratterizzato da un clima relativamente mite che ha moderato i consumi di energia per riscaldamento degli ambienti¹⁵. Infine, l'aumento del prezzo delle fonti di energia ha presumibilmente iniziato a indurre un contenimento nel loro utilizzo, con maggiore evidenza nel caso dei carburanti. Peraltro, non è da sottovalutare l'ancora significativo potenziale di crescita dei consumi elettrici che hanno appena raggiunto la media europea del 20% dei consumi finali (Fig. 1.12).

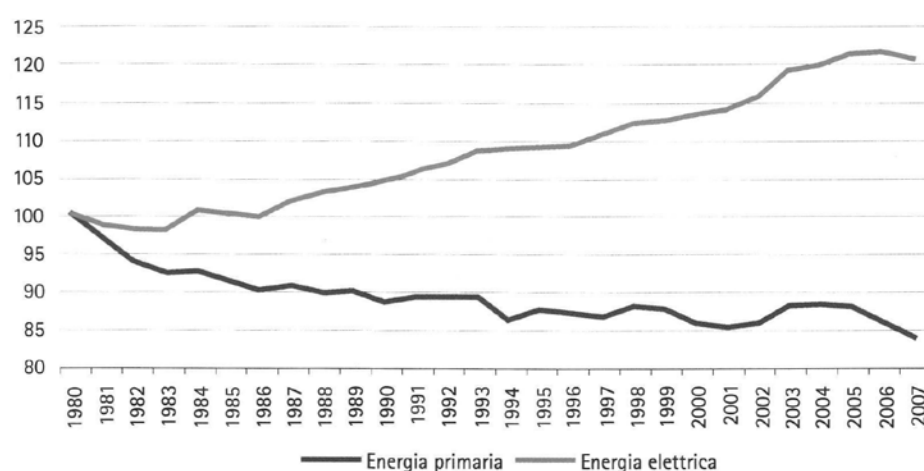


FIG. 1.11

Intensità energetica del PIL nel periodo 1980-2007

Numeri indice 1980 = 100

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

¹⁴ L'ultimo calo si è verificato nel 1984-1985 e in precedenza nel 1981-1982, anni di alto prezzo dell'energia e soprattutto di ristrutturazione del sistema energetico nazionale.

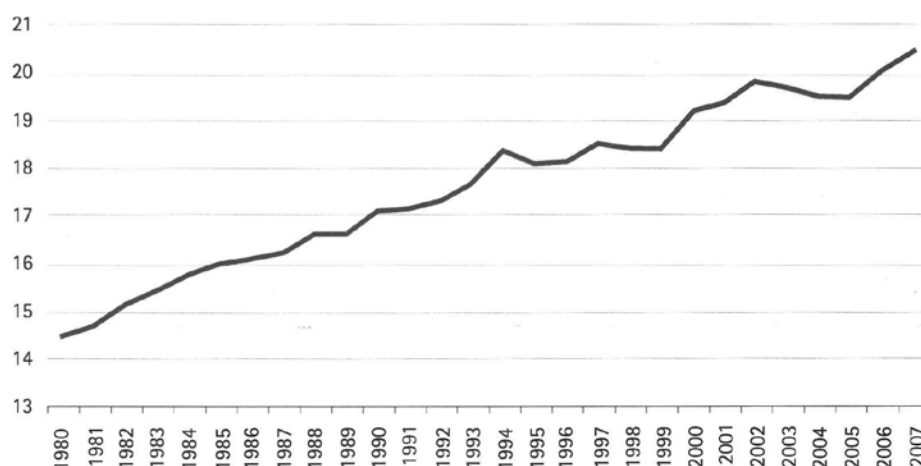
¹⁵ Il 2006 è stato segnato da un inizio d'anno con picchi di intenso freddo contro un fine d'anno relativamente mite; viceversa, i primi tre mesi del 2007 sono stati molto miti mentre novembre e dicembre erano piuttosto freddi.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 1.12

Penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali di energia

Valori percentuali



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

TAV. 1.9

Bilancio dell'energia in Italia nel 2006 e nel 2007

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2007						
1. Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
2. Importazione	16,65	61,01	108,48	0,68	10,69	197,51
3. Esportazione	0,11	0,06	30,98	0,00	0,58	31,72
4. Variazione scorte	-0,28	-1,08	0,67	0,00	0,00	-0,69
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,38	70,04	82,70	14,23	10,11	194,45
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,64	-0,86	-6,25	-0,17	-42,43	-50,35
7. Trasformazione in energia elettrica	-12,00	-27,43	-7,80	-11,72	58,95	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,74	41,75	68,65	2,34	26,62	144,10
- Industria	4,57	16,40	7,61	0,35	12,09	41,02
- Trasporti	0,00	0,48	43,16	0,12	0,89	44,65
- Usi civili	0,01	23,77	4,83	1,64	13,16	43,41
- Agricoltura	0,00	0,16	2,47	0,23	0,48	3,34
- Sintesi chimica	0,16	0,94	6,98	0,00	0,00	8,08
- Bunkeraggi	0,00	0,00	3,60	0,00	0,00	3,60
ANNO 2006						
1. Produzione	0,51	9,06	5,77	13,40	0,00	28,73
2. Importazione	16,79	63,85	107,00	0,84	10,25	198,73
3. Esportazione	0,19	0,30	27,34	0,00	0,35	28,18
4. Variazione scorte	-0,05	2,91	0,22	0,00	0,00	3,08
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,15	69,70	85,21	14,23	9,90	196,19
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,74	-0,83	-5,99	-0,09	-42,89	-50,53
7. Trasformazione in energia elettrica	-11,86	-26,02	-9,50	-12,15	59,53	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,56	42,85	69,73	1,99	26,55	145,66
- Industria	4,41	16,42	7,66	0,29	12,11	40,90
- Trasporti	0,00	0,44	43,07	0,15	0,88	44,54
- Usi civili	0,01	24,89	5,96	1,37	13,08	45,30
- Agricoltura	0,00	0,15	2,59	0,17	0,47	3,38
- Sintesi chimica	0,14	0,95	6,93	0,00	0,00	8,02
- Bunkeraggi	0,00	0,00	3,52	0,00	0,00	3,52

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati pubblicati nella *Relazione generale della situazione economica del paese 2007* del Ministero dell'economia e delle finanze, dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico e dati TERNA.

I fatti più salienti che hanno caratterizzato il settore energetico nel 2007 vengono di seguito illustrati con riferimento al bilancio energetico, riportato nella tavola 1.9. Si illustrano brevemente il quadro dei fabbisogni finali e in successione le fasi della trasformazione in energia finale, l'*import-export* delle fonti di energia per arrivare alla produzione interna delle fonti primarie. Si tratta del percorso inverso a quello dell'approvvigionamento stesso ma ha il vantaggio di permettere una più realistica rappresentazione degli elementi di causa ed effetto che determinano le dinamiche lungo la catena dell'energia.

Rispetto al 2006 è evidente un regresso di quasi tutte le voci del bilancio degli usi finali. Quando i consumi non sono calati, sono rimasti quasi invariati o sono aumentati di poco. A livello di settore sono aumentati solo i consumi di petrolio per la sintesi chimica e marginalmente di carburante per i trasporti stradali, influenzati negativamente dal crescente prezzo alla pompa durante l'anno. In quest'ultimo settore è tuttavia notevole il balzo dei consumi di gas naturale, prossimo al 10% per il secondo anno consecutivo, anche se questa fonte rappresenta ancora poco più dell'1% dei consumi totali per il trasporto. Gli usi civili presentano un forte calo dei consumi, essenzialmente legato alle miti temperature invernali, come si evince dall'andamento fortemente negativo dei consumi di petrolio e di gas naturale in questo settore. L'industria evidenzia solo un leggero aumento dei consumi, anche qui influenzati negativamente dalle miti temperature invernali. Il calo nell'agricoltura è quasi interamente ascrivibile agli usi del petrolio nelle macchine agricole, mentre è apprezzabile l'aumento relativo dei consumi di gas naturale.

Il calo dei consumi negli usi finali si è concentrato sul gas naturale e sul petrolio, con una diminuzione praticamente identica in termini assoluti: rispettivamente 1,10 e 1,08 Mtep. L'elettricità ha mostrato aumenti molto modesti nell'agricoltura (1,5%) e nei trasporti (1,3%) e ancora meno significativi nel settore civile (0,6%). Questi risultati sono in forte controtendenza con quelli dell'anno precedente, caratterizzato da una crescita prossima al 2% dei consumi elettrici in tutti i settori finali. Essi probabilmente riflettono il ricambio tecnologico a favore di impianti più efficienti indotto sia dagli aumenti del prezzo dell'elettricità, soprattutto nella più sensibile industria, sia dall'effetto delle politiche a favore dell'efficienza energetica (*labelling* degli elettrodomestici, decreti ministeriali 20 luglio 2004 che hanno definito obblighi in capo ai distributori e altri incentivi al risparmio energetico). Molto forte risulta l'incremento dei consumi di fonti

rinnovabili negli usi finali (17,9%) seppure a livelli tuttora molto bassi (appena 2,3 Mtep).

Il 2007 è stato caratterizzato anche da un leggero calo della generazione elettrica depurata dei pompaggi (-1,0%). Tale riduzione evidentemente non rappresenta un deficit del sistema elettrico nazionale, che è stato molto potenziato negli ultimi anni, quanto l'effetto del crescente divario di prezzo della generazione nazionale basata prevalentemente su fonti fossili importate rispetto alle importazioni di energia dalla Francia e da altri paesi limitrofi, prodotta da fonti interne largamente protette dagli aumenti del prezzo internazionale del petrolio e del carbone. Tra il 2006 e il 2007 il costo medio per la generazione in Italia riferito al solo combustibile è infatti aumentato di oltre il 25%.

Come conseguenza le importazioni elettriche hanno visto un significativo aumento rispetto al 2006 (+4,2%), pur rimanendo inferiori a quelle del 2005 (10,7 Mtep contro 11,1 Mtep). In compenso sono molto aumentate le esportazioni sulla frontiera francese (+64%), soprattutto nel mese di novembre, per fare fronte ai picchi di domanda e agli elevati prezzi su Powernext, determinati da scioperi nonché da fuori uso e malfunzionamenti di alcune centrali francesi. In questi frangenti la generazione dai cicli combinati italiani può essere competitiva, nonostante l'elevato prezzo del gas naturale. Questo ha permesso di contenere l'aumento delle importazioni nette a poco più del 2,0% (da 9,9 Mtep a 10,1 Mtep).

L'aumento significativo della generazione da gas naturale (+5,4%) e della generazione da carbone (+1,2%) è stato neutralizzato dal forte calo della generazione da petrolio (-17,9%) e dalla generazione idroelettrica da apporti naturali (-9,5%), ridotta rispetto alla media storica anche per via dei crescenti vincoli locali posti dagli usi alternativi delle acque. Nel loro complesso le altre fonti rinnovabili hanno segnato un apprezzabile aumento (+11,4%) spinte dall'energia eolica (+40%), di modo che nel complesso la generazione da fonti rinnovabili è calata del 3,6%.

Nel 2007 i consumi e le perdite del settore energetico hanno rappresentato il 25,9% della disponibilità per il consumo interno, sostanzialmente in linea con i valori del 2005 e del 2006. Alla disponibilità per il consumo interno di tutte le fonti primarie hanno contribuito per l'85,3% le importazioni, per il 14,4% la produzione nazionale e per lo 0,3% i prelievi dalle scorte. Notoriamente, il contributo della produzione interna è

massimo per l'energia rinnovabile (93,4%) ma da diversi anni stanno aumentando le importazioni di biomasse, con una incidenza cresciuta dal 5,8% del totale nel 2005 al 6,6% nel 2007. Nel corso dell'anno è calato ulteriormente il contributo della produzione interna di gas naturale, oramai ridotto ad appena l'11,4% della disponibilità totale, mentre il prelievo dagli stocaggi ha permesso di contenere le importazioni all'87,0% della disponibilità totale prima dei consumi e delle perdite, rispetto al 91,2% dell'anno precedente. Tuttavia, è essenzialmente per via della stagnazione dei consumi che il 2007 ha visto un'apprezzabile diminuzione delle importazioni di gas naturale (-4,5%). Seppure a fronte di un calo apprezzabile dei consumi, le importazioni di greggio, semilavorati e distillati sono invece rimaste quasi stazionarie a 108,5 Mtep, per soddisfare l'aumento delle esportazioni di prodotti finiti (+13,3%). La produzione nazionale di petrolio è aumentata leggermente a seguito dell'entrata in produzione dei nuovi giacimenti della Val d'Agri, rappresentando tuttavia solo il 7,1% della disponibilità totale per il consu-

mo interno nel 2007. Con l'entrata in esercizio del giacimento di Tempa Rossa nel 2011, tale contributo dovrebbe aumentare significativamente. Più in generale vi è stata negli ultimi anni una forte ripresa degli investimenti nell'*upstream* italiano, indotto più dall'elevato prezzo internazionale degli idrocarburi che da miglioramenti nel quadro autorizzativo locale. Questo ha già portato a un apprezzabile numero di scoperte di giacimenti di olio e gas e alla perforazione di 11 pozzi nel 2007. È tuttavia difficile che questo possa invertire il trend calante della produzione nazionale che dura oramai da oltre un decennio. Le importazioni di carbone hanno rappresentato il 95,2% della disponibilità totale per il consumo interno nel 2007. Nonostante il forte aumento del prezzo del carbone sui mercati internazionali, esso rappresenta ancora la fonte energetica più competitiva per la generazione elettrica; il costo medio di generazione da carbone nel 2007, riferito al solo combustibile, poteva stimarsi non superiore al 50% del costo della generazione da gas naturale con cicli combinati moderni.

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

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) dall'anno 1985 raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri.

Dal 1° luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della Direttiva 90/377/CE concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La direttiva citata ha ampliato la portata della rilevazione statistica preesistente,

per quanto riguarda i consumatori industriali, e ha definito una procedura per la comunicazione a Eurostat dei dati relativi a ogni Stato membro. Eurostat ha continuato a effettuare la rilevazione relativa ai prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla Direttiva 90/377/CE, sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri.

Il 7 giugno 2007 la Commissione europea, con la Decisione 2007/394/CE, ha rivisto la Direttiva aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CARATTERISTICHE DELLA RILEVAZIONE	VECCHIA METODOLOGIA 1991-2007	NUOVA METODOLOGIA DAL GENNAIO 2008
Classificazione dei clienti	Consumatore tipo (consumi annuali puntuali)	Classi annuali di consumo (valori medi)
Periodicità di rilevazione	Semestrale: 1° gennaio e 1° luglio	Semestrale: 1° gennaio e 1° luglio
Periodo di riferimento	Prezzi puntuali in vigore il 1° gennaio e il 1° luglio di ogni anno	Prezzi medi relativi al semestre antecedente il 1° gennaio e il 1° luglio
Copertura geografica	Prezzi locali (zone o località rappresentative)	Prezzi medi nazionali
Tipologia di prezzi	Tariffe/prezzi più rappresentativi per il paese, ovvero tariffe più vantaggiose per il cliente o prezzi liberamente negoziati applicati con maggiore frequenza	Prezzi medi ponderati sulla base delle quote di mercato (volumi), per ogni classe di consumo, dei fornitori di energia elettrica e di gas che partecipano alla rilevazione statistica

Fonte: Elaborazione AEEG su informazioni Eurostat.

TAV. 1.10

Metodologia di rilevazione dei prezzi finali dell'energia elettrica e del gas

DOMESTICI (kWh/anno)	VECCHIA METODOLOGIA 1991-2007	NUOVA METODOLOGIA DAL GENNAIO 2008
Domestici (kWh/anno)		
Classe DA	600	< 1.000
Classe DB	1.200	1.000-2.500
Classe DC	3.500	2.500-5.000
Classe DD	7.500	5.000-15.000
Classe DE	20.000	>= 15.000
Industriali^(A) (MWh/anno)		
Classe IA	30	< 20
Classe IB	50	20-500
Classe IC	160	500-2.000
Classe ID	1.250	2.000-20.000
Classe IE	2.000	20.000-70.000
Classe IF	10.000	70.000-150.000
Classe IG	24.000	
Classe IH	50.000	
Classe II	70.000	

(A) I consumatori finali industriali possono comprendere altri consumatori non domestici.

Fonte: Elaborazione AEEG su informazioni Eurostat.

TAV. 1.11

Tipologie di consumatori per il settore elettrico

coerente con il nuovo assetto di mercato previsto dalla completa liberalizzazione dell'attività della vendita finale a partire dal 1° luglio 2007. Eurostat ha provveduto ad aggiornare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri.

Nella tavola 1.10 sono evidenziate le principali differenze tra la vecchia metodologia di rilevazione e la nuova metodologia entrata ufficialmente in vigore il 1° gennaio 2008.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, mantenuta anche con riferimento alla nuova meto-

dologia, 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, mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre i prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 1.12

Tipologie
di consumatori
per il settore gas

TIPOLOGIE DI CONSUMATORI	VECCHIA METODOLOGIA 1991-2007		NUOVA METODOLOGIA DAL GENNAIO 2008	
	GJ/anno	m ³ /anno ^(A)	GJ/anno	m ³ /anno ^(A)
Domestici				
Classe D1	8,37	219,86	< 20	< 525,36
Classe D2	16,74	439,73	20-200	525,36-5.253,60
Classe D3	83,70	2.198,63	>= 200	>= 5.253,60
Classe D3-b	125,60	3.299,26		
Classe D4	1.047,00	27.502,60		
Industriali^(B)				
Classe I1	418,6	10.995,78	< 1.000	< 26.268
Classe I2	4186	109.957,85	1.000-10.000	26.268-262.680
Classe I3 ^(C)	41.860	1.099.578,48	10.000-100.000	262.680-2.626.800
Classe I4 ^(D)	418.600	10.995.784,80	100.000-1.000.000	2.626.800-26.268.000
Classe I5	4.186.000	109.957.848,00	1.000.000-4.000.000	26.268.000-105.072.000

(A) Fattore moltiplicativo utilizzato per la conversione da gigajoule a metri cubi: 26,268.

(B) I consumatori finali industriali possono comprendere altri consumatori non domestici; inoltre, sono presi in considerazione tutti i consumi industriali di gas esclusi gli usi termoelettrici e gli impieghi non energetici (per esempio, industria chimica).

(C) La classe I3 nella vecchia classificazione prevedeva un'ulteriore disaggregazione nelle sottoclassi I3-1 e I3-2 sulla base di fattori di carico pari, rispettivamente, a 200 giorni/1.600 ore e 250 giorni/4.000 ore.

(D) La classe I4 nella vecchia classificazione prevedeva un'ulteriore disaggregazione nelle sottoclassi I4-1 e I4-2 sulla base di fattori di carico pari, rispettivamente, a 250 giorni/4.000 ore e 330 giorni/8.000 ore.

Fonte: Elaborazione AEEG su informazioni Eurostat.

Le tavole 1.11 e 1.12 consentono di confrontare la classificazione basata sui consumatori tipo con la nuova classificazione basata sulle classi di consumo, rispettivamente, per il settore elettrico e per il settore gas.

Per quanto riguarda l'utenza domestica, le classi di consumo più rappresentative per il nostro paese, in termini di volumi, sono le classi DB (1.000-2.500 kWh annui) e DC (2.500-5.000 kWh annui) per il settore elettrico e la classe D2 (525,36-5.253,60 m³ annui) per il settore gas. Per l'utenza industriale, le piccole-medie imprese presentano consumi elettrici fino a 2 GWh all'anno e quindi rientrano nelle classi IA, IB e IC. Nel settore gas, invece, i consumi dell'utenza industriale (non termoelettrica) si concentrano nelle classi I4 (2,6-26,3 milioni di metri cubi all'anno) e I5 (26,3-105,1 milioni di metri cubi all'anno).

Con l'adozione della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da luglio 2007. Infatti, la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente a gennaio 2008 ma già da luglio 2007 è stata data la possibilità agli Stati

membri di comunicare i prezzi a Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché di quella preesistente, e la maggior parte dei paesi ha scelto questa opzione. Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat con riferimento al 2° semestre 2007 sulla base della nuova metodologia di rilevazione ed estratti dal database Eurostat in data 8 maggio 2008. Le statistiche includono anche i paesi entrati a far parte dell'Unione europea nell'aprile del 2004 e nel gennaio 2007.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kilowattora per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo¹⁶ 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. Più significativo sarebbe il confronto dei valori a parità di potere d'acquisto che sarà possibile non appena l'Eurostat riprenderà a pubblicare i risultati di queste elaborazioni anche con la nuova metodologia di rilevazione¹⁷.

¹⁶ I prezzi Eurostat sono raccolti in valuta nazionale per gigajoule. L'unità dell'energia utilizzata è misurata dal potere calorifico superiore.

¹⁷ Al momento della stesura della *Relazione Annuale* i prezzi espressi a parità di potere d'acquisto erano disponibili, in forma provvisoria, solo per alcune tipologie di consumatori.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel secondo semestre 2007 le famiglie italiane con consumi annui minori di 2.500 kWh hanno pagato per gli usi elettrici

prezzi inferiori di oltre il 20%, al lordo delle imposte, rispetto alla media europea. Per i consumi più elevati i prezzi italiani hanno superato i corrispondenti prezzi medi europei di oltre il 40%, sia al lordo sia al netto delle imposte (Tav. 1.13).

kWh/anno	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		≥ 15.000	
	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
Austria	17,32	25,52	13,42	19,24	11,78	16,62	11,00	15,40	10,17	14,18
Belgio	18,73	24,43	14,24	18,67	12,66	16,83	11,29	16,21	9,66	15,62
Bulgaria	6,19	7,41	6,03	7,21	6,03	7,21	5,93	7,11	5,98	7,21
Cipro	14,36	16,73	13,32	15,54	13,48	15,72	13,52	15,77	13,61	15,87
Danimarca	12,47	26,76	12,47	26,76	10,27	24,01	8,70	21,24	8,70	21,24
Estonia	6,71	8,12	6,65	7,99	6,52	7,86	6,26	7,61	5,43	6,52
Finlandia	15,96	20,38	10,73	14,00	8,68	11,49	7,39	9,92	5,95	8,16
Francia	18,69	23,37	10,81	14,15	9,14	12,13	7,92	10,62	7,36	9,95
Germania	23,13	33,47	14,74	23,40	12,79	21,05	11,87	19,92	11,46	19,08
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	40,31	45,75	19,75	22,42	16,90	19,18	15,27	17,34	12,94	14,69
Italia	10,56	13,19	10,67	13,32	16,74	23,77	15,54	22,35	16,05	22,95
Lettonia	6,94	7,29	6,94	7,29	6,94	7,29	6,86	7,20	6,64	6,96
Lituania	8,13	9,59	7,64	9,01	7,37	8,70	7,01	8,27	6,65	7,85
Lussemburgo	19,72	21,75	15,81	17,60	14,21	15,91	13,06	14,69	9,09	10,49
Malta	4,44	4,66	5,90	6,19	9,45	9,93	12,46	13,09	13,50	14,17
Paesi Bassi ^(A)	27,00	n.d.	16,00	14,00	13,00	18,00	12,00	20,00	11,00	18,00
Polonia	11,50	14,94	10,88	14,08	10,69	13,80	7,93	10,43	9,90	12,84
Portogallo	17,82	18,71	14,73	15,46	14,86	15,59	14,22	14,93	13,61	14,28
Regno Unito	16,10	16,89	15,52	16,30	14,11	14,81	12,77	13,40	10,72	11,25
Rep. Ceca	19,68	23,41	14,50	17,27	8,95	10,63	7,19	8,55	5,92	7,05
Romania	9,12	10,92	9,78	11,70	9,54	11,41	9,61	11,49	9,72	11,63
Slovacchia	18,75	22,30	13,58	17,04	11,52	13,70	9,22	10,98	7,10	8,45
Slovenia	16,57	22,88	9,92	13,10	8,61	11,16	7,98	10,21	7,56	9,58
Spagna	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Svezia	20,49	29,06	11,11	17,34	10,13	16,13	8,99	14,70	7,72	13,11
Ungheria	11,29	15,03	11,29	15,03	9,57	12,96	9,87	13,33	7,66	10,67
Croazia	14,89	18,31	8,75	10,93	7,93	9,84	7,52	9,29	7,11	8,88
Norvegia	27,83	36,42	16,88	22,72	10,69	14,98	7,31	10,75	6,29	9,48
Unione europea ^(B)	18,05	22,95	12,90	16,92	11,98	16,36	10,80	15,10	10,05	14,20

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/kWh

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto fisso, indipendente dal livello di consumo, sul prezzo finale lordo. Pertanto per le classi di consumo più basse il prezzo unitario al lordo delle imposte risulta minore del prezzo netto.

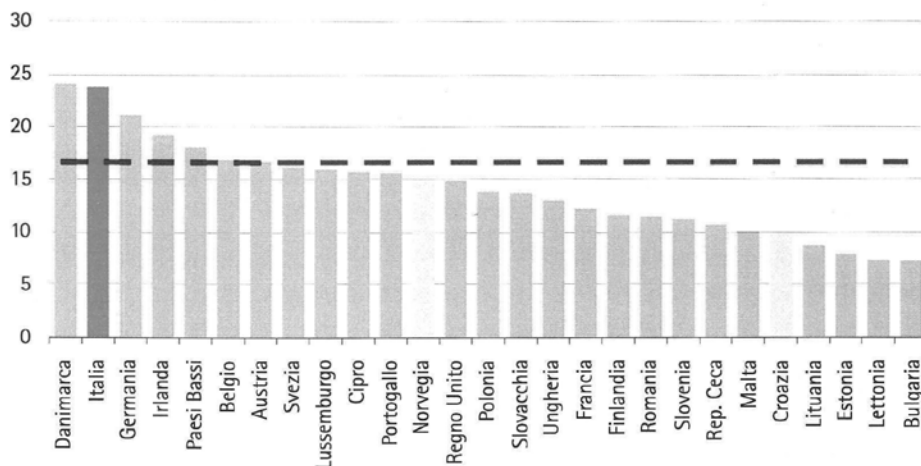
(B) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (25 paesi) ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh; luglio-dicembre 2007^(A); c€/kWh



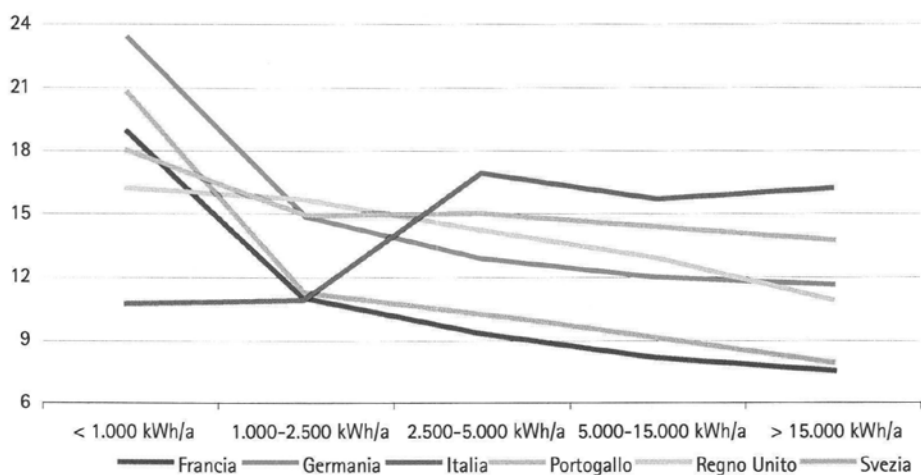
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 25 paesi per indisponibilità dei dati relativi a Grecia e Spagna). Nel grafico sono anche rappresentati i prezzi di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.14

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

Prezzi al netto delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh annui, i prezzi italiani lordi si collocano sui livelli più elevati in Europa insieme ai prezzi danesi, tedeschi e irlandesi. Occorre ricordare, tuttavia, che la Danimarca e la Germania pre-

sentano anche alti livelli di tassazione. Al di sotto della media europea si collocano invece i prezzi di Portogallo, Norvegia, Regno Unito, Francia e Finlandia mentre tra i prezzi più bassi figurano i prezzi relativi ai paesi dell'Europa orientale (ex Repubbliche sovie-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

tiche) (Fig. 1.13). In realtà questi paesi 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.

I dati del semestre luglio-dicembre 2007 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema 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, inferiori a 2.500 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte inferiori a quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano al di sopra dei valori registrati dai principali paesi europei (Fig. 1.14).

Prezzi per le utenze industriali

Le imprese italiane hanno pagato nel semestre luglio-dicembre 2007 prezzi dell'energia elettrica più elevati rispetto alla media europea per tutte le classi di consumo, sia al lordo sia al netto delle imposte. Gli scostamenti più elevati, superiori al 35%, si riferiscono alle classi di consumo delle piccole e medie imprese: 500-2.000 e 2.000-20.000 MWh annui (Tav. 1.14).

Anche i prezzi lordi pagati dalle imprese danesi, irlandesi, tedesche e inglesi si collocano su livelli superiori alla media europea con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh annui, una delle classi più rappresentative per il mercato italiano (Fig. 1.15). Occorre sottolineare, tuttavia, che Danimarca e Germania presentano anche livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati.

TAV. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/kWh

MWh/anno	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	13,11	17,38	10,79	14,35	8,53	11,49	7,48	10,20	6,62	8,82	5,69	7,44
Bulgaria	6,75	8,13	6,34	7,67	5,62	6,80	5,01	6,08	4,24	5,16	3,83	4,70
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	8,70	22,04	8,35	21,62	7,65	20,74	7,61	20,68	7,08	20,02	7,08	20,02
Estonia	6,71	8,12	5,62	6,77	5,18	6,26	4,35	5,30	3,32	4,09	3,32	4,03
Finlandia	7,36	9,26	6,53	8,25	5,63	7,15	5,38	6,85	4,05	5,22	4,17	5,37
Francia	9,60	11,89	6,64	8,67	5,24	6,92	4,68	6,31	4,68	6,48	4,33	6,00
Germania	14,79	21,52	10,94	16,14	8,94	13,53	7,76	12,10	7,24	10,84	7,22	11,13
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	15,43	17,51	13,85	15,69	12,35	13,88	10,86	12,00	10,94	12,02	10,26	11,17
Italia	15,04	22,22	12,05	17,52	11,60	16,04	10,55	14,04	7,20	9,42	7,20	9,42
Lettonia	13,03	15,38	7,17	8,46	5,94	7,01	4,99	5,88	4,47	5,28	4,30	5,07
Lituania	9,88	11,65	8,34	9,84	7,20	8,50	5,95	7,03	5,31	6,27	5,05	5,95
Lussemburgo	15,54	16,81	11,04	12,04	9,99	10,93	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Malta	13,07	13,72	12,89	13,54	12,21	12,82	9,17	9,63	5,81	6,10	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	18,00	26,00	10,00	14,00	9,00	12,00	8,00	10,00	8,00	10,00	8,00	9,00
Polonia	13,51	17,39	10,03	13,03	8,43	11,04	6,26	8,46	4,70	6,52	4,35	7,47
Portogallo	10,41	13,03	9,55	11,37	7,79	9,11	6,98	8,18	5,62	6,78	4,97	6,08
Regno Unito	13,94	16,82	11,59	14,21	10,33	12,67	9,06	11,10	8,65	10,43	8,24	9,93
Rep. Ceca	14,13	16,83	10,92	13,00	9,46	11,28	7,78	9,24	6,68	7,96	6,68	7,96
Romania	12,09	14,41	10,67	12,73	9,08	10,84	7,90	9,44	6,38	7,63	5,72	6,84
Slovacchia	14,48	17,22	12,54	14,92	10,48	12,48	9,52	11,34	8,48	10,09	7,34	8,75
Slovenia	12,15	15,38	10,66	13,27	8,72	10,92	7,09	8,97	6,16	7,77	6,45	8,15
Spagna	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Svezia	9,49	9,54	7,53	7,59	6,51	6,56	5,77	5,82	5,21	5,26	5,08	5,13
Ungheria	10,89	14,64	11,18	14,98	9,97	13,54	8,62	11,92	7,23	10,25	5,90	8,65
Croazia	9,16	11,34	7,79	9,70	7,24	9,02	6,15	7,65	4,51	5,74	3,96	4,92
Norvegia	7,13	10,51	6,41	9,60	6,28	9,45	5,14	8,02	4,06	6,66	1,95	4,03
Unione europea^(A)	12,95	17,41	9,95	13,46	8,59	11,60	7,55	10,23	6,61	8,88	6,38	8,67

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (23 paesi) ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004.

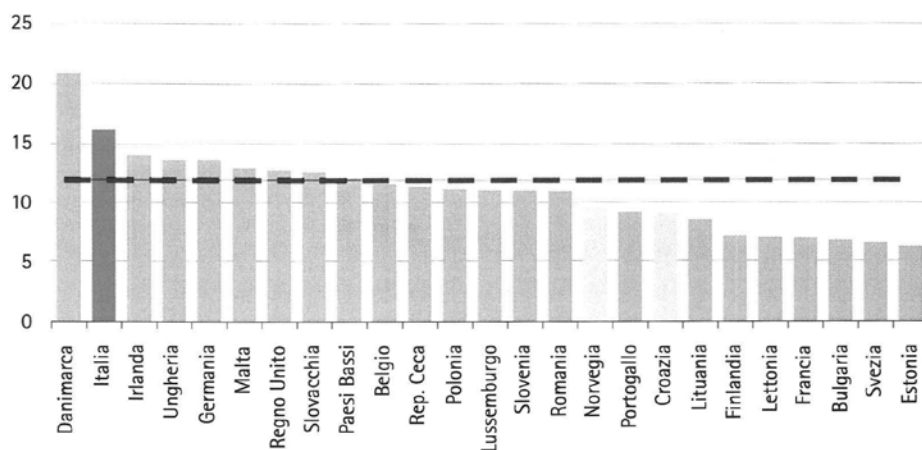
Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 1.15

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh; luglio-dicembre 2007^(A); c€/kWh



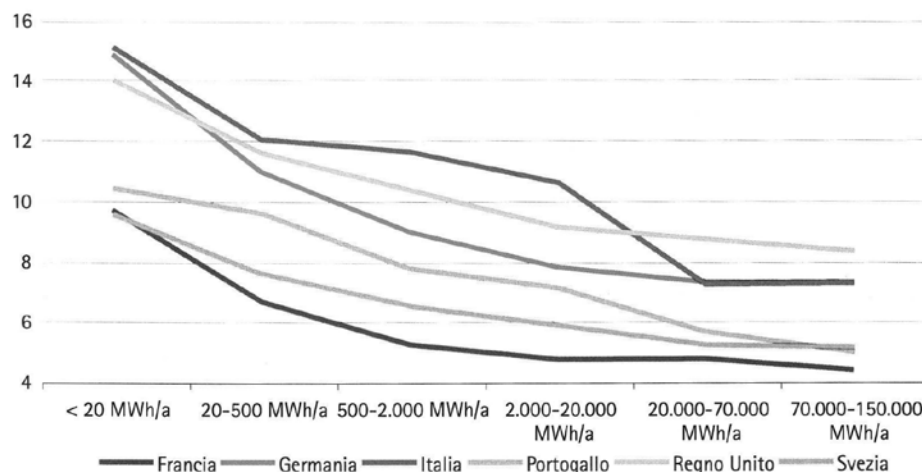
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 23 paesi per indisponibilità dei dati relativi ad Austria, Cipro, Grecia e Spagna). Nel grafico sono anche rappresentati i prezzi di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.16

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

Prezzi al netto delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.16 mette in evidenza l'elevato livello dei prezzi italiani netti pagati dalle imprese rispetto ai prezzi prevalenti nei prin-

cipali paesi europei. Solo per le classi di consumo più alte i prezzi italiani risultano inferiori o in linea con quelli tedeschi e inglesi.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel secondo semestre 2007 il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli in linea con quelli medi europei, sia al lordo sia al netto delle imposte, per la classe più bassa di consumo (inferiore ai 525 m³ all'anno) mentre, per le classi più alte, il prezzo è stato leggermente superiore a quello medio europeo al netto delle imposte (con uno scostamento positivo intorno al 2%) e significativamente

superiore al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 20%) (Tav. 1.15).

Tra i paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 e 5.254 m³), figurano anche la Svezia, i Paesi Bassi, il Portogallo e la Germania (Fig. 1.17). Per la Svezia, i Paesi Bassi e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate.

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/m³

m ³ /anno	< 525,36		525,36-5.253,60		>= 5.253,60	
	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
Austria	59,65	79,68	47,13	64,53	40,66	56,76
Belgio	66,43	86,61	42,52	58,47	37,95	50,02
Bulgaria	27,02	32,41	28,48	34,18	28,92	34,73
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Estonia	34,59	40,81	23,51	27,81	23,38	27,59
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	86,57	99,25	46,37	54,44	40,66	48,27
Germania	67,46	98,90	48,27	64,87	45,30	61,29
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	101,07	114,70	56,49	64,15	48,65	55,20
Italia	58,60	74,80	42,80	65,90	39,30	65,50
Lettonia	29,76	35,15	27,91	32,92	27,75	32,76
Lituania	32,26	38,07	21,03	24,82	18,53	21,87
Lussemburgo	51,36	67,84	37,23	41,69	37,23	41,23
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	75,72	109,83	45,45	73,78	42,75	69,40
Polonia	44,70	54,53	34,78	42,43	31,89	38,92
Portogallo	83,91	88,11	65,73	69,02	53,84	56,53
Regno Unito	38,94	40,89	35,93	37,73	31,09	32,64
Rep. Ceca	36,71	43,69	31,99	38,07	31,56	37,56
Romania	24,14	36,61	24,03	36,19	24,05	35,48
Slovacchia	72,20	85,92	36,83	43,83	36,34	43,24
Slovenia	55,96	70,77	42,29	54,32	40,54	52,23
Spagna	63,39	73,54	53,00	61,47	43,34	50,27
Svezia	70,79	117,32	54,74	97,30	53,92	96,27
Ungheria	33,50	40,20	33,69	40,42	33,26	39,91
<i>Croazia</i>	<i>22,57</i>	<i>28,95</i>	<i>22,57</i>	<i>28,95</i>	<i>22,57</i>	<i>28,95</i>
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea^(A)	58,70	74,85	42,16	54,48	38,26	50,46

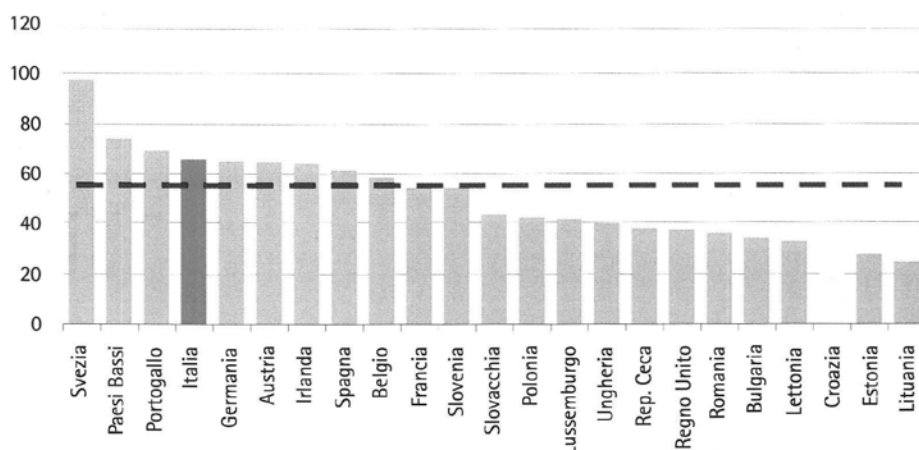
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 paesi) ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.17

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 m³ e 5.253,60 m³; luglio-dicembre 2007^(A); c€/m³



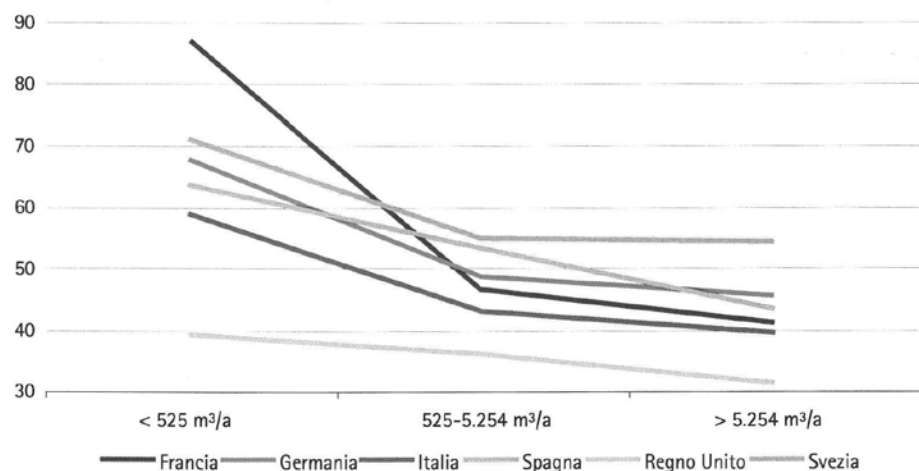
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 22 paesi per indisponibilità/irrelevanza dei dati relativi a Cipro, Danimarca, Finlandia, Grecia e Malta). Nel grafico è rappresentato anche il prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.18

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani netti risultano comunque inferiori per tutte le classi di consumo domestico a quelli di Francia, Germania, Spagna e Svezia (Fig. 1.18)

Prezzi per le utenze industriali

Con riferimento al periodo luglio-dicembre 2007, i prezzi lordi

pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati in un range compreso tra 29,20 e 52,10 c€/m³, su livelli abbastanza prossimi alla media europea per tutte le classi di consumo (Tav. 1.16).

Al netto delle imposte, invece, gli scostamenti dai valori medi europei sono stati anche maggiori del 10% (in positivo) per la

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

classe più elevata di consumo (consumi annui compresi tra 26,3 e 105,1 milioni di metri cubi) o maggiori del 5% (in negativo) per la prima classe di consumo (consumi annui inferiori a 26.000 m³).

Svezia, Germania e Paesi Bassi, penalizzati dagli alti livelli di tassazione, hanno prezzi lordi superiori alla media europea con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 milioni di metri

cubi annui, mentre Irlanda, Regno Unito e Portogallo si collocano sui livelli europei più bassi insieme ad alcuni paesi dell'Europa orientale (Fig. 1.19).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani, al netto delle imposte, si trovano, per le tre classi centrali di consumo, a metà strada tra i prezzi più bassi di Regno Unito e Spagna e i prezzi più alti di Svezia e Germania (Fig. 1.20).

k(m ³)/anno	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
Austria	40,47	56,49	39,74	55,62	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	40,09	50,14	39,44	49,26	36,58	45,91	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bulgaria	21,02	25,23	20,11	24,12	19,10	22,91	17,40	20,89	17,13	20,55
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Estonia	22,22	26,19	20,47	24,15	19,17	22,62	18,34	21,64	17,93	21,16
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	23,98	31,60	23,60	31,22	21,70	28,93
Francia	43,51	51,28	36,58	43,55	31,75	38,26	27,75	33,39	26,04	30,34
Germania	45,00	58,13	40,12	52,08	37,54	48,88	29,54	39,33	23,87	32,55
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	47,85	54,32	41,23	46,83	37,00	41,34	26,31	28,59	n.d.	n.d.
Italia	37,40	52,10	36,40	46,60	34,40	39,40	28,40	31,60	26,40	29,20
Lettonia	27,70	32,76	30,85	36,46	29,33	34,66	28,19	33,30	27,48	32,48
Lituania	27,01	31,87	25,85	30,50	25,73	30,37	22,40	26,43	20,17	23,80
Lussemburgo	37,23	41,11	37,23	40,16	35,18	37,92	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	42,07	68,52	37,69	60,38	32,40	41,23	29,08	35,52	27,22	33,27
Polonia	35,10	42,83	32,03	39,08	27,47	33,51	23,91	29,17	22,06	26,91
Portogallo	48,51	50,94	41,05	43,10	31,21	32,77	22,24	23,36	20,76	21,80
Regno Unito	40,13	49,15	32,36	39,88	25,92	32,07	22,43	27,30	19,89	23,74
Rep. Ceca	30,50	36,29	27,98	33,30	25,95	30,88	24,27	28,88	23,41	27,85
Romania	23,91	35,92	23,85	35,22	24,66	35,75	23,84	33,64	22,32	30,45
Slovacchia	36,86	43,87	31,03	36,93	30,24	35,98	28,03	33,35	26,83	31,92
Slovenia	44,31	56,80	40,47	52,15	30,72	40,47	25,85	34,64	n.d.	n.d.
Spagna	33,67	39,06	27,82	32,28	26,93	31,24	25,49	29,58	21,07	24,44
Svezia	53,47	95,70	47,15	87,78	40,71	79,73	35,62	73,33	n.d.	n.d.
Ungheria	36,71	45,07	33,91	41,71	31,79	39,16	26,27	32,53	26,95	33,35
Croazia	23,34	29,56	23,34	29,56	23,34	29,56	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea ^(A)	39,60	51,49	35,27	45,42	31,80	39,31	26,89	33,03	23,96	29,21

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (23 paesi) ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

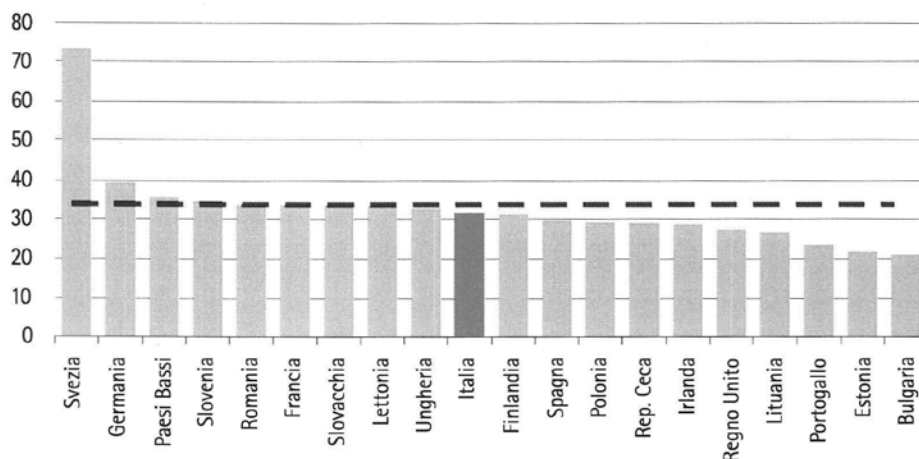
TAV. 1.16

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; €/m³

FIG. 1.19

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali
Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³); luglio-dicembre 2007^(A); c€/m³

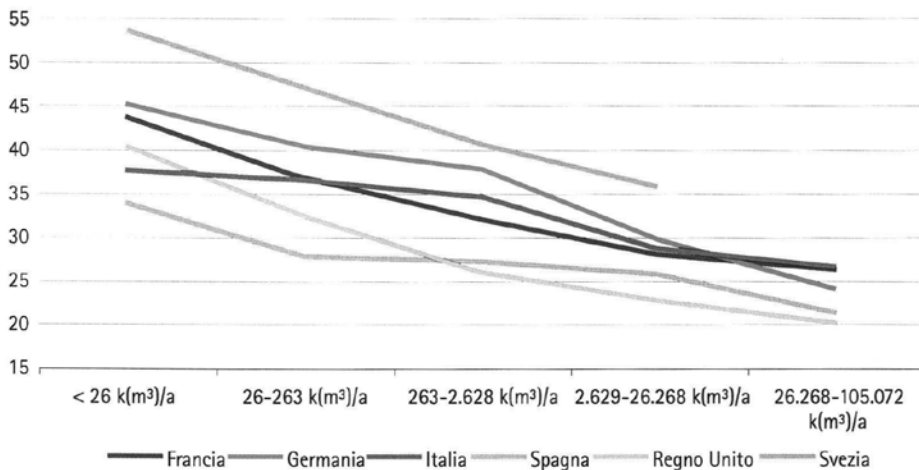


(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 20 paesi per indisponibilità/irrelevanza dei dati relativi ad Austria, Belgio, Cipro, Danimarca, Grecia, Lussemburgo e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.20

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei
Prezzi al netto delle imposte, luglio-dicembre 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 CO₂ e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese operanti nei settori energetici e nei settori industriali *energy intensive*. Le emissioni da parte degli impianti elencati nella Direttiva devono essere sottoposte a previa autorizzazione e a un'attribuzione di quote assegnate in conformità a piani nazionali di assegnazione.

L'*emission trading*, che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto, ha previsto un primo periodo di applicazione, considerato come periodo di rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007 (Fase 1), 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. L'obiettivo è di ridurre le emissioni a livello comunitario del 6,5% rispetto a quelle verificate nel 2005.

Il 23 gennaio 2008 la Commissione europea ha adottato una proposta intesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote come definito dalla Direttiva 2003/87/CE con riferimento agli anni successivi al 2012.

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

Nel corso del 2007 e nei primi mesi del 2008 è proseguita l'attività di comunicazione delle emissioni effettive di CO₂ da parte delle installazioni soggette allo schema 2005-2007 e allo schema 2008-2012; i dati vengono pubblicati nel registro comunitario delle emissioni, il *Community Independent Transaction Log* (CITL).

A livello europeo, i primi due anni di attuazione della direttiva ETS sono stati caratterizzati da sovrallocazione; nel complesso le emissioni europee sono risultate inferiori rispetto alle quote assegnate di circa 117 MtCO₂, senza considerare le allocazioni a favore dei nuovi entranti¹⁸. I paesi che hanno maggiormente contribuito alla sovrallocazione sono risultati la Polonia (circa 62 MtCO₂), la Francia (circa 42 MtCO₂) e la Germania (circa 36 MtCO₂).

Sulla base dei dati del registro delle emissioni, l'Italia, in controtendenza rispetto al trend europeo, ha registrato un deficit di quote sia nel 2005 (circa 10 MtCO₂) sia nel 2006 (circa 23 MtCO₂). Il Regno Unito è l'unico paese ad aver sperimentato una sottoallocazione maggiore di quella italiana nei primi due anni di operatività dell'EU ETS, pari a circa 82 MtCO₂. Tra gli altri paesi, solo la Spagna risulta aver avuto una significativa sottoallocazione, dell'ordine di circa 25 MtCO₂. 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 assegnazione nazionali, vengono stabilite sulla base delle domande presentate dagli operatori nuovi entranti.

I tre paesi che hanno presentato il deficit maggiore di quote, Italia, Spagna e Regno Unito, sono anche i paesi che hanno assegnato le quote maggiori ai nuovi entranti (superiori nel triennio per ciascun paese a 40 MtCO₂) 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.

Anche i dati preliminari relativi al 2007 mostrano che, a livello europeo, le emissioni verificate sono state al di sotto di quelle concesse agli Stati membri, sebbene in misura significativamente inferiore rispetto ai due anni precedenti. Ad aprile 2008, si stima che le quote allocate superino le emissioni effettive di poco meno di 20 MtCO₂, escludendo i nuovi entranti.

¹⁸ 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 media annuale per il triennio 2005-2007 risulta pari a circa 73 MtCO₂.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La valutazione dell'ammontare delle riserve porta a concludere che, qualora le riserve avessero effettivamente portato a un aumento delle assegnazioni complessive a favore dei settori sottoposti allo schema dell'*emission trading*, nel triennio 2005-2007 la sottoallocazione per l'Italia sarebbe stata inferiore a 12 MtCO₂ e la Spagna avrebbe avuto una sottoallocazione di circa 11 MtCO₂.

Per quanto riguarda l'Italia, a fine aprile 2008, l'analisi dei dati pubblicati nel registro comunitario delle emissioni, integrati con le informazioni relative alle assegnazioni a favore degli impianti nuovi entranti¹⁹, evidenzia che il deficit complessivo di quote ammonta a circa 6,6 MtCO₂ nel 2005 e a 11,6 MtCO₂ nel 2006; per il 2007 si stima invece un deficit di quote nell'ordine di 8 MtCO₂²⁰.

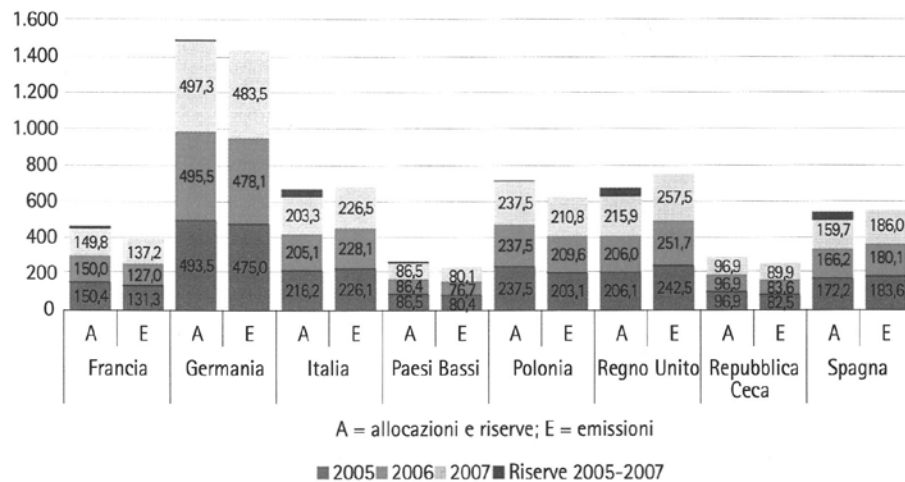
Come è possibile osservare dalle tavole 1.17 e 1.18, la sottoallocazione è stata in larga misura determinata da un deficit di quote

assegnate al settore termoelettrico, che nel 2005 è risultato scoperto per circa 8,5 MtCO₂ e nel 2006 per 15,8 MtCO₂; il deficit di quote per il 2007 è stimato pari a circa 13 MtCO₂. Gli altri settori coinvolti nel sistema hanno sperimentato nel triennio sottoallocazioni più ridotte, come nel caso dell'industria del cemento (circa 5 MtCO₂), o sovrallocazioni, come nel caso, degli impianti di combustione diversi dai termoelettrici (quasi 7 MtCO₂), della raffinazione (quasi 5 MtCO₂) e degli impianti per la produzione e trasformazione dei metalli ferrosi (circa 3 MtCO₂).

La differenza tra riserva potenziale e allocazioni effettive agli impianti nuovi entranti nel settore termoelettrico, superiore nel triennio 2005-2007 a 17 MtCO₂, 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.

FIG. 1.21

Allocazione ed emissioni^(A) nei primi tre anni di operatività dell'*Emission Trading Scheme* MtCO₂



(A) I valori delle emissioni per le installazioni che non hanno comunicato i loro dati sono stati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

19 Le allocazioni a favore dei nuovi entranti per il triennio 2005-2007 sono state definite con la delibera 18 gennaio 2007, n. 11, e la successiva delibera n. 8/08 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

20 Occorre evidenziare che per il 2007 i dati riportati nel registro sono parziali e provvisori, garantendo la copertura del 90% circa delle emissioni complessive.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 1.17

**Allocazioni ed emissioni
in Italia nel 2005-2007**MtCO₂

	2005			2006			2007		
	Alloc. totale ^(A)	Emissioni	Differ.	Alloc. totale ^(A)	Emissioni	Differ.	Alloc. totale ^(A)	Emissioni	Differ.
Attività energetiche	166,9	173,1	-6,2	163,3	174,9	-11,6	164,4	172,5	-8,1
Termoelettrico	128,4	136,8	-8,5	124,4	140,2	-15,8	125,2	138,2	-13,0
Altri impianti di combustione	14,8	13,7	1,0	15,1	13,0	2,1	15,5	11,9	3,5
-Compressione metanodotti	0,8	0,9	0,0	0,9	1,0	-0,1	0,9	0,7	0,2
-Teleriscaldamento	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,0
-Altro	13,7	12,7	1,0	14,0	11,8	2,2	14,3	10,9	3,4
Raffinazione	23,8	22,5	1,3	23,8	21,7	2,1	23,8	22,4	1,4
Attività industriali	52,6	53,0	-0,5	53,2	53,2	-0,1	54,0	54,0	-0,1
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	14,8	13,9	0,9	14,9	13,7	1,2	15,1	13,9	1,2
Industria dei prodotti minerali	32,6	34,0	-1,4	33,1	34,4	-1,3	33,6	35,0	-1,4
-Cemento	26,2	27,6	-1,5	26,4	27,9	-1,5	26,6	28,7	-2,1
-Calce	2,7	2,7	0,1	2,9	2,8	0,1	3,1	2,7	0,4
-Vetro	3,0	3,0	0,0	3,0	3,0	0,1	3,1	3,0	0,0
-Prodotti ceramici e laterizi	0,7	0,7	0,0	0,7	0,7	0,0	0,7	0,6	0,2
Altre attività: pasta per carta e cartoni	5,1	5,1	0,0	5,2	5,1	0,0	5,3	5,1	0,1
TOTALE	219,5	226,1	-6,6	216,4	228,1	-11,6	218,4	226,5	-8,1

(A) Allocazioni comprensive delle assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 11/07 e da delibera n. 8/08 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. 1.18

**Riserve per i nuovi
entranti e allocazioni
ai nuovi entranti
dal 2005 al 2007**MtCO₂

	2005			2006			2007		
	Riserva nuovi entranti ^(A)	Alloc. nuovi entranti ^(B)	Differ.	Riserva nuovi entranti ^(A)	Alloc. nuovi entranti ^(B)	Differ.	Riserva nuovi entranti ^(A)	Alloc. nuovi entranti ^(B)	Differ.
Attività energetiche	5,5	3,1	2,4	20,5	10,6	9,9	17,6	13,5	4,1
Termoelettrico	4,9	2,5	2,5	19,9	9,6	10,3	16,9	12,1	4,7
Altri impianti di combustione	0,5	0,6	-0,1	0,6	1,0	-0,4	0,7	1,4	-0,6
Raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Attività industriali	1,0	0,2	0,8	1,0	0,8	0,2	1,1	1,6	-0,5
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	0,4	-	0,4	0,2	0,0	0,2	0,0	0,3	-0,3
Industria dei prodotti minerali	0,5	0,0	0,5	0,6	0,5	0,1	0,8	1,0	-0,1
Altre attività: pasta per carta e cartoni	0,1	0,2	-0,1	0,2	0,3	-0,1	0,3	0,4	-0,1
TOTALE	6,5	3,3	3,1	21,5	11,4	10,2	18,7	15,1	3,6

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

(B) Assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 11/07 e da delibera n. 8/08 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

Il prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2007

Nel corso del 2007 il prezzo della tonnellata di CO₂ ha seguito la tendenza ribassista iniziata nella seconda metà di aprile del 2006, a seguito della pubblicazione dei primi dati relativi alle emissioni nel 2005. Mentre a gennaio del 2007 il prezzo della tonnellata di CO₂ era pari a circa 5,5 €/tCO₂, a dicembre dello stesso anno il prezzo è sceso verso 0,03 €/tCO₂. Il prezzo è sceso per la prima volta sotto il valore di 1 €/tCO₂ nel corso del mese di febbraio per poi iniziare un trend di avvicinamento al valore di zero. Questo ulteriore crollo dei prezzi, rispetto alla dinamica già evidenziata nel corso del 2006, trova giustificazione nella persistente condizione di eccesso di offerta di quote rispetto alla loro domanda.

Nel corso del 2007, il prezzo medio ponderato della tonnellata di CO₂ nella borsa francese Powernext è risultato pari a 0,68 €/tCO₂, in netta diminuzione rispetto alla media del 2006, pari a 15,08 €/tCO₂ e allineato al prezzo sulla borsa tedesca EEX (0,66 €/tCO₂). Nei primi tre mesi del 2008 la media del prezzo è risultata pari a 0,02 €/tCO₂.

Con riferimento ai volumi scambiati, nel 2007 in Powernext sono stati scambiati diritti su base *spot* per poco meno di 24 MtCO₂, in riduzione del 24% rispetto al 2006. Anche sulla borsa EEX si è registrata una forte riduzione dei volumi scam-

biati, che sono risultati pari a circa 5 MtCO₂.

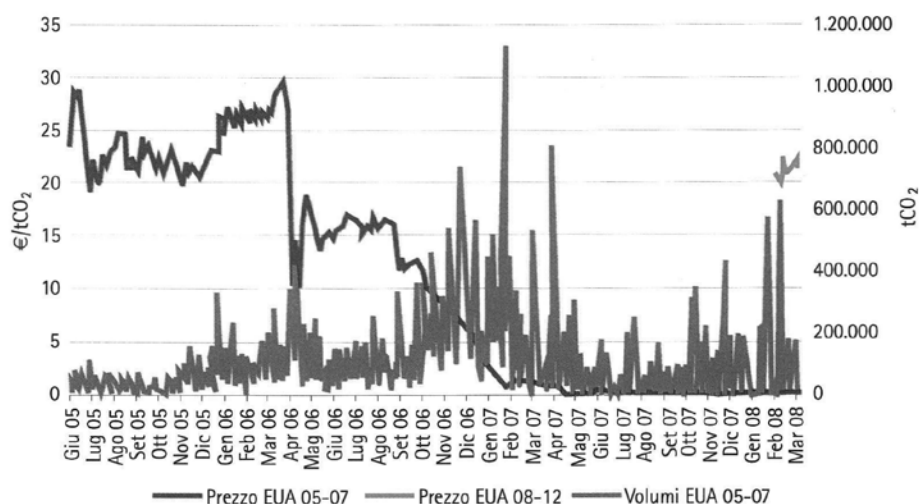
A partire da fine febbraio 2008 sono iniziati gli scambi anche per le quote relative al secondo periodo di funzionamento dell'EU ETS; le prime quotazioni evidenziano un prezzo nell'ordine di 21 €/tCO₂.

L'andamento del prezzo *spot* delle quote relative al periodo 2005-2007 si è riflesso nell'andamento dei prezzi *future* per il primo periodo di funzionamento dell'EU ETS.

In particolare, a seguito del crollo delle quotazioni *spot* nel mese di aprile 2006, i prezzi dei *future* per il primo periodo nella borsa ECX²¹ sono scesi rapidamente, fino a raggiungere un tetto di poco superiore a 15 €/tCO₂ nella seconda metà dell'anno. Nello stesso periodo si è verificata una riduzione del prezzo *future* delle quote relative al periodo 2008-2012, che è tuttavia rimasto superiore al prezzo *future* delle quote della Fase 1 di circa 5 €/tCO₂. Dopo una lenta fase di riallineamento dei prezzi, a settembre 2006 le quotazioni *future* relative ai due periodi hanno ricominciato a divaricarsi; mentre il prezzo *future* per le quote del periodo 2005-2007 è sceso verso il valore zero, i prezzi delle quote relative alla Fase 2 dopo una discesa verso il valore di 15 €/tCO₂ nel mese di febbraio 2007 sono risaliti portandosi su valori compresi tra 20 e 25 €/tCO₂ nella seconda parte dell'anno.

FIG. 1.22

Andamento del prezzo *spot* della CO₂ nella borsa Powernext
€/tCO₂; tCO₂



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Powernext.

21 L'European Climate Exchange gestisce i mercati del carbonio che sono trattati sulla piattaforma elettronica europea ICE (InterContinental Exchange).

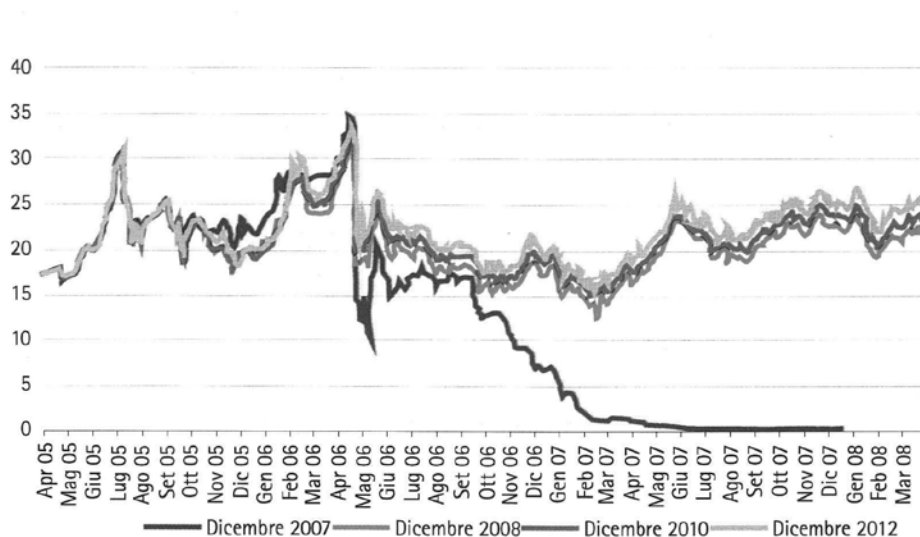


FIG. 1.23

Andamento dei prezzi future della CO₂ nella borsa ECX
€/tCO₂

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

I piani di assegnazione nazionali per il periodo 2008-2012

A partire da novembre 2006 la Commissione europea ha approvato i piani di assegnazione relativi al periodo 2008-2012, richiedendo, con le sole eccezioni di Francia, Regno Unito, Slovenia e Danimarca, una riduzione dell'ammontare delle quote assegnate dai Piani inizialmente presentati dagli Stati membri, particolarmente rilevante per Polonia e Germania²².

Nel corso del 2007 la Commissione europea ha portato a termine la procedura di approvazione dei piani di assegnazione di tutti i 27 paesi che partecipano alla seconda fase dell'EU ETS. Il 15 maggio 2007, in particolare, la Commissione si è pronunciata anche in merito al Piano italiano relativo alla Fase 2, imponendo una riduzione delle quote pari a 13,25 MtCO₂ su base media annuale. Nel corso dell'anno la Commissione ha inoltre approvato i piani di assegnazione per l'anno 2007 di Bulgaria e Romania, che inizialmente non avevano preso parte alla Fase 1 del meccanismo.

Complessivamente il tetto di quote a livello europeo per il periodo 2008-2012 risulta così di 2,08 miliardi di tCO₂ su base media annuale, inferiore del 3,5% rispetto al tetto valido per la Fase 1²³.

Nella tavola 1.19 vengono riportate le allocazioni medie annuali approvate per il periodo 2008-2012, confrontate con le allocazioni medie previste per la Fase 1 e con le emissioni effettive risultanti dai registri nazionali delle emissioni per gli anni 2005 e 2006, senza una stima delle emissioni relative alle installazioni che non hanno dato la relativa comunicazione.

Nel novembre del 2007 il tribunale di primo grado dell'Unione europea ha annullato la decisione con cui la Commissione ha vietato nel piano di assegnazione tedesco la possibilità di ridurre, in alcuni casi specifici²⁴, il numero di quote assegnate a un impianto durante il periodo di assegnazione. Inoltre, è stata riconosciuta la compatibilità con la Direttiva 2003/87/CE della possibilità di trasferire alla riserva a favore dei nuovi entranti le quote di emissione non rilasciate o ritirate.

²² In particolare, la Commissione europea ha richiesto una riduzione dell'ammontare di quote allocate nel Piano della Polonia di più di 76 MtCO₂ e una riduzione di quote nel Piano della Germania di quasi 29 MtCO₂.

²³ Occorre evidenziare che l'incidenza della riduzione del tetto risulta ridimensionata a seguito della decisione del Regno Unito di estendere a nuovi settori l'applicazione dell'ETS e quindi di aumentare nel complesso le allocazioni rispetto al Piano previsto per il periodo 2005-2007.

²⁴ Gli adeguamenti *ex post* sono previsti, per esempio, nel caso le emissioni annuali di un impianto rappresentino meno del 60% delle emissioni durante il periodo di riferimento, nel caso di un nuovo impianto che sostituisce un vecchio impianto avente una maggiore capacità produttiva o nel caso in cui il livello di attività effettivo di un impianto, la cui gestione sia iniziata a partire dal 2005, sia inferiore a quello inizialmente previsto.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Da evidenziare è anche la decisione della Commissione europea in data 26 ottobre 2007 di approvare la richiesta della Germania di aumentare fino al 22%, con riferimento alle quote assegnate a titolo gratuito, il volume massimo di Certificati di riduzione delle emissioni (CER), derivanti da *Clean Development Mechanisms*, e di Unità di riduzione delle emissioni (ERU), derivanti da progetti di *Joint Implementation*, che potranno essere utilizzate dagli operatori per adempiere ai loro obblighi con riferimento a ciascun impianto.

Tra gli altri aspetti di rilievo dei piani di assegnazione nazionali occorre mettere in evidenza la decisione del governo britan-

nico di cedere a titolo oneroso il 7% delle quote di emissione, altrimenti riservate al settore dei grandi impianti elettrici a titolo gratuito, a cui si aggiunge un ulteriore 3% derivante dal surplus di quote di riserva per i nuovi entranti e dalla chiusura di alcuni impianti coperti dallo schema ETS.

Il Piano di assegnazione nazionale delle quote di CO₂ 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 consultazio-

TAV. 1.19

Piani di assegnazione nazionale per il periodo 2008-2012 approvati dalla Commissione europea al 31 marzo 2008

MtCO₂

STATO MEMBRO	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE 2005-2007	EMISSIONI CO ₂ VERIFICATE NEL 2005	EMISSIONI CO ₂ VERIFICATE NEL 2006	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE APPROVATA 2008-2012
Austria	33,0	33,4	32,4	30,7
Belgio	62,1	55,4	54,8	58,5
Bulgaria	-	-	-	42,3
Cipro	5,7	5,1	5,3	5,5
Danimarca	33,5	26,5	34,2	24,5
Estonia	19,0	12,6	12,1	12,7
Finlandia	45,5	33,1	44,5	37,6
Francia	154,9	131,3	127,0	132,8
Germania	497,7	475,0	478,0	453,1
Grecia	74,4	71,3	70,0	69,1
Irlanda	22,3	22,4	21,7	21,2
Italia	223,1	225,9	227,4	195,8 ^(A)
Lettonia	4,6	2,9	2,9	3,4
Lituania	12,3	6,6	6,5	8,9
Lussemburgo	3,4	2,6	2,7	2,5
Malta	2,9	2,0	2,0	2,1
Paesi Bassi	88,9	80,4	76,7	85,8
Polonia	238,4	202,8	209,3	208,5
Portogallo	38,2	36,4	33,1	34,8
Regno Unito	224,9	242,5	251,1	246,2 ^(B)
Repubblica Ceca	97,3	82,5	83,6	86,8
Romania	-	-	-	75,9
Slovacchia	30,5	25,2	25,5	32,6
Slovenia	8,8	8,7	8,8	8,3
Spagna	179,8	183,6	179,7	152,3
Svezia	23,2	19,4	19,9	22,8
Ungheria	31,7	26,0	25,8	26,9
Totale	2.156,1	2.013,6	2.035,0	2.081,6

(A) Il valore definito nella Decisione della Commissione europea è al netto delle assegnazioni integrative a favore degli impianti non inclusi nel Piano notificato nel dicembre 2006 e relative a impianti di combustione supplementari 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.

(B) L'aumento delle quote allocate rispetto alla Fase 1 è legato all'estensione su base volontaristica del meccanismo a settori precedentemente non inclusi, quali i settori chimico, alimentare, dell'alluminio, dei servizi, aerospaziale, dei veicoli, dei semi-conduttori, tessile, delle gomme, del tabacco e di altri minerali non-metallici.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL e Commissione europea.

ne avviato il 13 luglio 2006 sullo schema di Piano di assegnazione nazionale.

Sulla base del Piano inizialmente proposto, l'allocazione media annuale di quote di emissione sarebbe dovuta diminuire di circa 14 MtCO₂ rispetto alla Fase 1, attestandosi su un valore medio annuo di 209 MtCO₂.

A seguito dei rilievi avanzati dalla Commissione europea nella decisione del 15 maggio 2007 e del processo di consultazione sullo *Schema di decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012* avviato il 10 gennaio 2008, il 20 febbraio 2008 è stata elaborata la *Decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012*. Le quote complessivamente allocate sono pari a 201,6 MtCO₂, di cui 16,9 MtCO₂ assegnate a favore della riserva per i nuovi entranti.

La Commissione ha tuttavia imposto una riduzione delle quote previste nel Piano notificato il 15 dicembre 2006 pari a 13,25 MtCO₂ su base media annuale. Ulteriori cambiamenti richiesti al Piano notificato alla Commissione hanno riguardato 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 membri²⁵, l'eliminazione dei meccanismi di aggiustamento *ex post*²⁶ e la riduzione del contributo dei meccanismi flessibili al perseguimento degli obiettivi di Kyoto sotto il limite del 15% su base annuale.

La riduzione rispetto al tetto originario di 209 MtCO₂ scaturisce dalla richiesta di riduzione delle quote da parte della Commissione, solo in parte bilanciata da un aumento delle quote a seguito dell'allargamento del campo di applicazione del meccanismo a impianti originariamente esclusi nel Piano notificato alla Commissione, pari a 6,28 MtCO₂. Il taglio del tetto imposto dalla Commissione è stato aumentato a 13,65 MtCO₂ per mantenere invariata la riduzione percentuale del tetto complessivo a seguito dell'allargamento dello schema a nuovi impianti; gran parte dello sforzo aggiuntivo in termini di riduzione delle emissioni è stato posto a carico del settore termoelettrico, che ha visto ridotte le proprie quote di 9,5 MtCO₂ per ovviare al taglio del tetto imposto dalla Commissione e di

ulteriori 5,9 MtCO₂ a seguito di una revisione delle procedure di redistribuzione delle quote tra settori soggetti all'ETS. Come esito, al settore termoelettrico sono state assegnate quote pari a 85,3 MtCO₂, in forte riduzione rispetto al piano notificato alla Commissione nel dicembre del 2006 (100,7 MtCO₂) e, soprattutto, rispetto alle assegnazioni medie relative al periodo 2005-2007 (131,1 MtCO₂).

Nel piano è stata prevista una quota massima di utilizzo dei meccanismi flessibili ai fini del rispetto degli obblighi differenziata per settore. La differenziazione tra attività è stata effettuata in modo tale da rispettare il limite massimo di CERs (*Certified Emissions Reductions*) ed ERUs (*Emission Reduction Unit*) imposto dalla Commissione europea con la decisione del 15 maggio 2007, pari al 15% e in modo tale da andare maggiormente a beneficio dei settori sui quali è stata posta la maggior parte dello sforzo aggiuntivo in termini di riduzione delle emissioni rispetto al piano notificato alla Commissione. Per questo motivo il limite fissato per il settore termoelettrico risulta pari al 19,3%, mentre quello definito per gli altri impianti di combustione, per l'industria dei prodotti minerali e per il settore cartario risulta pari al 7,5%.

Con riferimento ai nuovi entranti è stata istituita una riserva indifferenziata, pari a 16,9 MtCO₂, allo scopo di garantire una gestione più efficiente delle risorse disponibili. La riserva iniziale viene alimentata dalle quote non rilasciate assegnate agli impianti chiusi. L'assegnazione è riconosciuta a titolo gratuito a seguito della valutazione del Comitato nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE; il calcolo dell'assegnazione viene effettuato applicando metodologie standardizzate basate su criteri e parametri settoriali fissati *ex ante*. In caso di esaurimento delle riserve il Governo si impegna comunque ad assicurare la disponibilità delle quote spettanti ai nuovi entranti.

La revisione dell'EU ETS a partire dal 2013

Nel novembre del 2006 la Commissione europea ha pubblicato un primo rapporto al Consiglio e al Parlamento europeo sul

²⁵ 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.

²⁶ 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 di attività" e, nella misura in cui i gestori mantengano una parte delle quote assegnate, di "chiusure per processi di razionalizzazione delle produzioni".

funzionamento dello schema EU ETS, in ottemperanza all'art. 30 della Direttiva 2003/87/CE. Nel documento la Commissione ha analizzato come il sistema abbia funzionato nei primi due anni di operatività, evidenziando le aree tematiche verso le quali indirizzare un processo di revisione del meccanismo a partire dal 2013.

Nel marzo del 2007, il Consiglio europeo ha definito un obiettivo di riduzione del 30% delle emissioni di gas climalteranti al 2020 rispetto a quelle registrate nel 1990, nel caso altri paesi sviluppati adottino vincoli comparabili e i paesi in via di sviluppo più avanzati contribuiscano adeguatamente alla riduzione delle emissioni in relazione alle loro responsabilità e rispettive capacità. Il Consiglio ha anche assunto l'impegno unilaterale di ridurre le emissioni di gas climalteranti del 20% al 2020, indipendentemente da qualsiasi accordo internazionale. Con riferimento al più lungo periodo, il Consiglio ha riaffermato la necessità che al 2050 i paesi sviluppati riducano le loro emissioni del 60-80% rispetto al 1990.

Alla luce di questi obiettivi, il 23 gennaio 2008 la Commissione europea ha adottato una proposta²⁷ volta a emendare la Direttiva 2003/87/CE, con gli obiettivi prioritari di:

- estendere la copertura del meccanismo, in termini di settori e gas sottoposti all'EU ETS;
- incrementare il livello di armonizzazione e la prevedibilità del sistema;
- introdurre regole uniformi per il monitoraggio e la certificazione delle emissioni;
- favorire il coinvolgimento di paesi terzi, attraverso l'ipotesi di *linking* dell'EU ETS con altri sistemi di *trading* delle emissioni e 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*.

In tema di copertura del meccanismo, la Commissione ha proposto l'inclusione del settore petrolchimico e degli impianti per la produzione di ammoniaca e di alluminio; inoltre, il meccanismo dovrebbe essere esteso alle emissioni di N₂O (protossido di azoto) e di CH₄ (metano). Questi provvedimenti dovrebbero incrementare la copertura del meccanismo del 4,6% circa rispetto alla Fase 2 dell'EU ETS. Allo stesso tempo sono state definite regole di det-

taglio per l'inclusione nel meccanismo degli impianti di combustione ed è stato riconosciuto il contributo delle attività di cattura e di stoccaggio geologico della CO₂ attraverso una riduzione degli obblighi di restituzione delle quote di emissione da parte delle installazioni che intraprendano tali attività.

Al fine di incrementare l'armonizzazione e la prevedibilità del meccanismo, la Commissione ha proposto la definizione di un tetto unico europeo, superando così l'attuale sistema basato sulla definizione di tetti a livello nazionale. Un sentiero lineare di aggiornamento su base annuale del tetto unico dovrebbe garantire il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni del 20% al 2020.

Inoltre, la Commissione ha riconosciuto nelle aste lo strumento di base per effettuare le allocazioni ai singoli impianti; tuttavia mentre per il settore termoelettrico è previsto un sistema di *full auctioning* già dal 2013, negli altri settori è proposta una transizione graduale verso tale sistema, partendo da una quota del 20%, soggetta ad asta nel 2013, che andrebbe a crescere fino a raggiungere il 100% nel 2020. La proposta di Direttiva definisce le quote delle allocazioni complessive che i singoli paesi dovrebbero sottoporre ad asta, seguendo un approccio che lega per il 90% l'ammontare dei diritti di asta a disposizione dei paesi alle emissioni effettive nel 2005. Infine, è stata prevista la costituzione di un'unica riserva per i nuovi entranti a livello europeo, le cui relative allocazioni dovrebbero seguire le stesse regole definite per le allocazioni a favore degli impianti esistenti.

Con riferimento alle regole per il monitoraggio, la reportistica e la verifica delle emissioni, la Commissione ha proposto una revisione delle attuali *guideline*, attraverso una procedura di comitologia, al fine di favorire una maggiore armonizzazione degli approcci seguiti dai diversi paesi.

Un ulteriore aspetto di interesse della proposta di direttiva riguarda il coinvolgimento di paesi terzi nell'ambito dell'EU ETS. Nella proposta della Commissione il meccanismo dovrebbe essere in grado di stabilire un link operativo con altri sistemi di *capping* delle emissioni su base obbligatoria in paesi terzi, attraverso accordi che garantiscano il riconoscimento delle quote di emissione nei rispettivi sistemi di scambio delle quote di emissione.

²⁷ Si veda anche il Capitolo 1 del Volume 2, in cui le proposte di revisione dell'EU ETS sono inserite nel più ampio quadro della nuova politica energetica europea avviata dal Consiglio nel marzo 2007.

Occorre infine evidenziare che nella proposta di Direttiva sono previsti alcuni aggiustamenti automatici in caso di effettiva stipula di accordi internazionali in tema di riduzione delle emissioni, per raggiungere l'auspicato target di una loro diminuzione del 30% al 2020; gli aggiustamenti riguardano il meccanismo di allocazione, la definizione del tetto unico europeo, l'utilizzo di crediti derivanti da *Clean Development Mechanisms* e da progetti di *Joint Implementation* e potenziali tipologie di crediti e meccanismi addizionali rispetto a quelli attualmente contemplati.

Il sistema europeo ETS è attualmente lo schema operativo per lo scambio di permessi di emissione di gas a effetto serra più importante a livello mondiale.

Lo scorso anno ha contribuito con 2.061 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti al 70% del mercato mondiale dei gas a effetto serra. Se misurata in valore, con 50 miliardi di dollari (37 miliardi di euro) la quota dell'EU ETS è stata ancora maggiore (78%).

Il fatto di aver contribuito in larga misura ad assegnare un prezzo alle emissioni di gas climalteranti, attraverso meccanismi di mercato, rappresenta indubbiamente l'elemento di maggior rilievo di questo sistema.

Come descritto in un recente rapporto dell'Ocse *Emission Trading: Trends and Prospects* altri paesi stanno sviluppando sistemi analoghi. In particolare gli Stati Uniti, pur non avendo sottoscritto il Protocollo di Kyoto, stanno studiando uno schema regionale di tipo *cap-and-trade* che raggrupperà gli Stati del Nord-Est e che dovrebbe diventare operativo nel 2009. Il governo australiano ha annunciato nel giugno 2007 il lancio di un sistema di *emission trading* entro il 2012 che riguarderà sia i produttori e gli importatori di combustibili fossili sia i settori a valle che emettono gas climalteranti. In Nuova Zelanda il governo ha annunciato nel settembre 2007 l'adozione graduale di un sistema *cap-and-trade* che sarà esteso a tutti i settori dell'economia entro il 2013 e che riguarderà le emissioni dei sei principali gas a effetto serra. In Canada è stato presentato nell'aprile 2007 un sistema di tipo *rate-based trading*, basato cioè su riduzioni percentuali rispetto a un livello base anziché su un tetto in valore assoluto alle emissioni.

Allo scopo di facilitare lo scambio di esperienze tra i diversi governi sul disegno dei sistemi ETS nazionali e regionali e in vista di una loro futura integrazione, l'Unione europea, alcuni Stati degli Stati Uniti, il Canada, la Nuova Zelanda e la

Norvegia hanno dato vita il 29 ottobre 2007 al forum *International Carbon Action Partnership*.

Da tutti questi sviluppi emerge chiaramente un impegno significativo da parte dei paesi industrializzati nella lotta al cambiamento climatico. L'Unione europea, in particolare, ha adottato obiettivi molto ambiziosi di riduzione delle emissioni entro il 2020 che poggiano, in larga misura, sull'evoluzione dell'attuale sistema ETS nel periodo post 2012. Questi obiettivi, oltre che in termini di fattibilità, devono tuttavia essere valutati anche in termini di efficacia rispetto all'obiettivo globale di riduzione delle emissioni. Sulla base dell'ultimo rapporto previsivo dell'AIE (*World Energy Outlook 2007*) Stati Uniti, Cina, Russia e India contribuiranno a due terzi dell'aumento delle emissioni di CO₂ legate ai processi di combustione per uso energetico. La Cina, in particolare, dovrebbe sorpassare gli Stati Uniti in termini di emissioni annuali già nel 2007 mentre l'India si collocherebbe al terzo posto, dopo Cina e Stati Uniti, intorno al 2015.

Una riduzione del 20% del livello di emissioni europee nel 2020 rispetto al 1990 equivale a una riduzione del 13% rispetto al 2005 e, in valore assoluto, a un taglio di circa 1.100 milioni di tonnellate di CO₂. Cina e Stati Uniti, nello scenario più virtuoso dell'AIE, nel 2015 dovrebbero emettere, rispettivamente, 8.100 e 6.200 milioni di tonnellate di CO₂ con aumenti del 60% e del 7% rispetto al livello del 2005. Il citato rapporto AIE evidenzia anche come una quota significativa delle emissioni cinesi legate ai processi di combustione per uso energetico sia incorporata nei manufatti destinati all'esportazione (circa il 34% nel 2004). In particolare, nel 2004 le apparecchiature industriali e commerciali e i prodotti elettronici di largo consumo coprivano circa il 40% dell'energia complessiva utilizzata per la produzione destinata ai mercati internazionali che, a sua volta, era pari a circa il 28% dell'energia consumata nel paese.

Non sorprende che un paese povero di risorse naturali come la Cina abbia concentrato gli sforzi maggiori, nella prima fase del proprio sviluppo interno, sulle produzioni *labor intensive* incentivando la delocalizzazione di impianti produttivi dei paesi industrializzati e destinando una larga quota della propria produzione alle esportazioni. In questo modo, tuttavia, i paesi industrializzati importano manufatti che sono stati prodotti con impianti meno efficienti dal punto di vista energetico e più inquinanti sia a livello locale, sia a livello globale.

Il tema del coordinamento tra politiche commerciali e politiche ambientali è pertanto di grande attualità. Gli sforzi multilaterali per liberalizzare gli scambi commerciali e per combattere il cambiamento climatico hanno finora seguito strade separate. Tuttavia, queste politiche si influenzano a vicenda. La liberalizzazione degli scambi commerciali ha fatto da traino alla crescita economica e, di conseguenza, ha contribuito all'aumento delle emissioni di gas a effetto serra. Nello stesso tempo aumentando i redditi disponibili delle popolazioni e favorendo la diffusione dell'innovazione tecnologica può fornire gli strumenti per ridurre l'intensità energetica dello sviluppo economico. Le politiche ambientali a loro volta possono creare discriminazioni tra i paesi che adottano interventi forti e paesi che seguono approcci più laschi, spingendo i primi ad adottare misure di compensazione per salvaguardare la competitività delle proprie industrie esposte alla concorrenza internazionale.

Un altro tema che sta ricevendo maggiore attenzione rispetto al passato riguarda la scelta degli strumenti economici per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. Di fronte alle incertezze contenute nella nuova proposta di Direttiva per l'*emission trading* europeo, con particolare riferimento al trattamento riservato ai settori *energy intensive* e al possibile utilizzo dei meccanismi flessibili di Kyoto nel periodo post 2012, c'è chi propone di sostituire *tout court* il sistema attuale con l'impo-

sizione di una *carbon tax* sui combustibili fossili. Tale approccio avrebbe il vantaggio di istituire un sistema certo e più trasparente, anche se probabilmente più difficile da accettare da parte dei consumatori finali.

Un sistema alternativo sia al sistema EU ETS sia al Protocollo di Kyoto potrebbe infine basarsi sull'imposizione di una *carbon tax* sul contenuto di carbonio dei singoli manufatti, sia di produzione interna sia di importazione, al momento del loro consumo anziché sui processi produttivi o sui combustibili fossili (si veda anche quanto segnalato dall'Autorità nell'ambito dell'audizione parlamentare del maggio 2007, illustrata nel secondo Volume di questa *Relazione Annuale*). Un intervento di questo tipo avrebbe l'indubbio vantaggio di una maggiore efficacia a livello globale nella riduzione delle emissioni, anche se dal punto di vista implementativo e del diritto internazionale richiede interventi sulle norme del *General Agreement on Tariffs and Trade* (GATT), adottate dal WTO (l'organizzazione mondiale del commercio).

La sfida dei prossimi anni, se si vorrà conciliare il raggiungimento di risultati concreti nella lotta al cambiamento climatico con lo sviluppo economico dei paesi emergenti e sottosviluppati, dovrà probabilmente concentrarsi di più sul disegno di un approccio integrato delle politiche commerciali e ambientali a livello internazionale e su una più attenta valutazione di tutti gli strumenti economici a disposizione dei *policy maker*.

2.

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2007

Nel 2007 la domanda di energia elettrica è aumentata di un modesto 0,7% rispetto all'anno precedente a fronte di una crescita dell'economia italiana dell'1,5%. La diversa dinamica della domanda elettrica rispetto a quella del PIL è legata sia all'effetto delle temperature relativamente miti del 2007 sia alla stagnazione della produzione industriale. Di conseguenza l'intensità elettrica è diminuita lo scorso anno dopo 20 anni di evoluzione positiva.

Sulla base dei dati preliminari pubblicati da Terna Rete elettrica nazionale Spa il fabbisogno 2007 è stato coperto per l'86,5% con la produzione nazionale destinata al consumo ed per la restante parte (13,5%) dal saldo estero.

Nella tavola 2.1 il bilancio dell'energia elettrica in Italia per il 2007 è stato disaggregato sulla base delle vendite finali (in volume) degli operatori nel mercato al dettaglio, evidenziando separatamente i 3 principali gruppi elettrici: Enel, Edison ed Electrabel/Acea. I dati riportati nella tavola sono dati provvisori basati sull'indagine condotta dall'Autorità presso gli operatori elettrici (produttori, grossisti, società di vendita e gestori di rete); i valori totali possono differire dai corrispondenti valori preliminari pubblicati da Terna o dal Gestore del mercato elettrico Spa (GME) sia in funzione di aspetti metodologici

connessi alla rilevazione sia in quanto alcuni gruppi aziendali non hanno risposto all'indagine.

Mentre il gruppo Enel si conferma il principale produttore del paese è interessante notare come circa il 30% della generazione elettrica faccia capo ad aziende che non operano nel segmento finale della vendita.

Sul totale delle vendite intermedie (ingrosso) il contributo di Enel ha pesato per oltre un quarto mentre il contributo dei *trader* che non vendono nel mercato *retail* (compreso l'Acquirente Unico Spa) è stato pari a poco più di un terzo. Gli altri due gruppi principali, Edison ed Electrabel/Acea, hanno raggiunto in questo segmento delle quote pari, rispettivamente, al 12,6% e al 3,4%.

Nel mercato delle vendite finali (dettaglio) la quota complessiva del gruppo Enel è risultata pari al 47,5% (di cui il 32,6% con riferimento alle vendite nel mercato vincolato, poi tutelato e di salvaguardia, e il 14,9% con riferimento alle vendite nel mercato libero). Le vendite finali del gruppo Edison, concentrate nel mercato libero, hanno pesato per il 6,9% mentre quelle del gruppo Electrabel/Acea hanno contribuito al 6,2% del mercato finale complessivo, ripartito tra il 3,2% del mercato libero e il 2,9% del mercato vincolato.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.1

**Bilancio degli operatori
del settore elettrico**

Anno 2007; TWh

	Enel	Edison	Electra- bel/Acea	Oltre 5 TWh	1-5 TWh	< 1 TWh	Senza vendite	AU	Totale
Produzione nazionale netta	94,2	41,2	4,7	41,7	9,3	4,9	83,5	-	279,6
Energia destinata ai pompaggi	7,5	-	-	-	-	0,0	0,0	-	7,5
Importazioni nette	2,9	0,8	2,1	5,6	5,7	3,1	9,2	8,2	37,7
Importazioni ^(A)	3,3	1,2	2,2	6,2	5,8	3,6	9,7	8,2	40,1
Esportazioni	0,4	0,4	0,1	0,6	0,1	0,5	0,5	-	2,4
Acquisti intermedi	232,1	70,3	35,0	104,3	76,9	35,7	39,7	116,5	710,5
Borsa elettrica	72,7	8,7	5,9	27,7	15,7	6,8	8,6	106,5	252,7
Contratti bilaterali ^(B)	66,4	29,3	18,9	23,5	49,4	16,7	29,8	1,9	236,0
Sbilanciamenti ^(C)	1,5	1,0	0,5	3,2	3,3	1,6	1,3	2,0	14,3
Tolling e Mandato	-	31,3	1,1	44,6	5,1	7,3	-	-	89,4
Acquirente Unico	91,5	-	8,6	5,4	3,4	3,2	-	-	112,1
Decreto legislativo n. 387/03	-	-	-	-	-	-	-	6,1	6,1
Vendite intermedie	183,2	86,9	23,2	94,2	38,9	21,8	124,7	117,0	689,9
Borsa elettrica	101,5	32,3	5,0	28,7	9,2	6,6	41,8	-	225,2
- di cui CIP6 ed eccedenze (del. n. 108/97)	1,8	18,1	-	1,0	1,0	0,1	17,1	-	39,1
Contratti bilaterali ^(B)	69,5	53,2	13,4	26,2	24,7	11,4	54,2	-	252,4
Sbilanciamenti ^(C)	7,8	1,3	0,1	2,9	4,3	2,5	2,0	-	20,9
Tolling e mandato	-	-	4,5	36,5	0,5	1,0	24,2	-	66,6
Scambio sul posto	2,6	-	-	0,0	0,1	0,0	1,2	-	4,0
Eccedenze (del. n. 34/05)	1,8	-	0,2	0,0	0,1	0,4	1,4	-	3,9
Distributori/Venditori tutelato								117,0	117,0
Trasferimenti netti	4,3	-1,0	0,0	-1,2	-2,1		-2,3	-7,7	10,6
Perdite di rete	-	-	-	-	-	-	-	-	21,6
Autoconsumi ^(D)	-	3,5	-	5,4	2,5	1,5	5,5	-	18,4
Vendite finali	142,8	20,8	18,5	50,8	48,5	19,5	-	-	301,0
- Mercato libero	44,7	20,8	9,7	45,2	45,1	16,2	-	-	181,7
- Mercato vincolato	98,1	-	8,8	5,6	3,4	3,3	-	-	119,3
di cui Vincolato I sem.	51,3	-	3,0	2,9	1,7	1,7	-	-	60,6
di cui Maggior tutela II sem.	38,4	-	5,5	2,3	1,5	1,5	-	-	49,2
di cui Salvaguardia II sem.	8,4	-	0,3	0,4	0,2	0,2	-	-	9,5

(A) Il valore totale delle importazioni differisce da quello preliminare pubblicato da Terna in quanto alcuni operatori esteri non hanno risposto all'indagine.

(B) La voce include sia i contratti bilaterali registrati sulla Piattaforma bilaterali/Piattaforma conto energia sia i contratti non registrati su tali piattaforme.

(C) Sono inclusi sia gli sbilanciamenti sia gli sbilanciamenti a programma.

(D) Sono incluse negli autoconsumi sia le vendite ai clienti finali dei consorzi di autoproduzione sia le vendite ai clienti finali delle reti interne d'utenza.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Come evidenziato dalla tavola 2.2, nel corso del 2007 la produzione lorda totale è rimasta sostanzialmente stabile sul livello di un anno prima. I dati disaggregati per fonte evidenziano una crescita della produzione termoelettrica dell'1,1%, risultando pari a circa 258 TWh. La produzione da gas naturale è aumentata invece del 6,4%, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-23,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è diminuita del 3,5%. Accanto a un decremento della produzione idroelettrica da apporti naturali, va evidenziato un forte aumento della produzione eolica (39,5%) e da fotovoltaico.

Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione dei

principali operatori nel 2007 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il trend degli ultimi anni, si evidenziano un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa il 3% e una variazione in aumento per i gruppi Edison ed Eni.

Il calcolo dell'Indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2007 assume valore pari a 1.440¹, mentre nel 2006 era 1.660.

Per quanto riguarda la capacità produttiva installata, dall'anno 2002 sono state rilasciate autorizzazioni per la costruzione/trasformazione di centrali termoelettriche per complessivi 21.402 MWe a fronte di richieste di autorizzazione per circa 27.000 MWe (Tav. 2.3).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte 2000-2007
GWh

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Produzione termoelettrica	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.356
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	45.000
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	168.200
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	25.860
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.296
Produzione da fonti rinnovabili	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.893	52.239	50.423
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	7.200
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.144
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	2	40
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.570
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	33.469
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.431	5.574
Produzione totale	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	314.090	314.353
<i>Per memoria:</i>								
Produzione idroelettrica totale	50.900	53.926	47.262	44.277	49.908	42.927	43.425	39.043

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2007 sono provvisori.

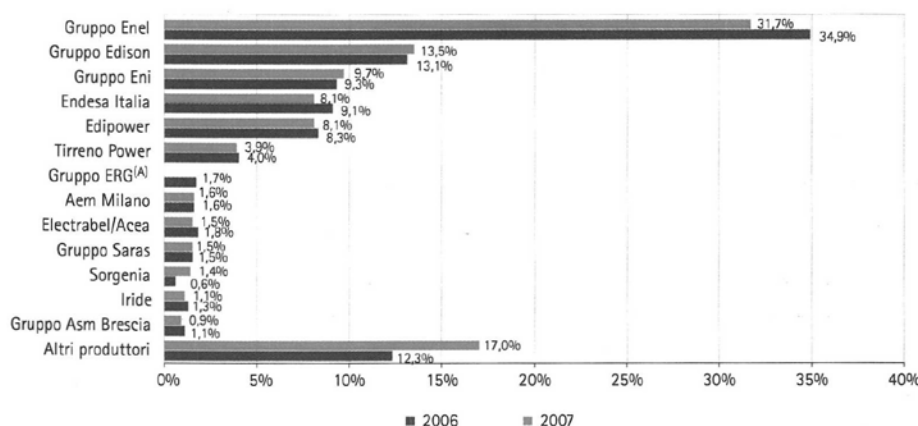
¹ Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e della società Elettra.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2006-2007, dati in percentuale



(A) I dati relativi alla produzione 2007 del gruppo ERG non sono stati comunicati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.3

Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)

Situazione aggiornata all'1 giugno 2007; l'elenco esclude le iniziative ritirate e archiviate

REGIONE	RICHIESTE IN CORSO DI AUTORIZZAZIONE		AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL 2002	
	INIZIATIVE	POTENZA (MWt)	IMPIANTI	POTENZA (MWt)
VALLE D'AOSTA	-			
PIEMONTE	5	3.012	4	2.200
LIGURIA	1	460	1 ^(A)	
LOMBARDIA	11 ^(A)	4.300	8 ^(A)	3.660
TRENTINO ALTO ADIGE	-			
VENETO	7 ^(A)	3.090	-	
FRIULI VENEZIA GIULIA	1		1	800
EMILIA ROMAGNA	3	1.790	4 ^(A)	1.712
TOSCANA	1	250	3 ^(A)	790
LAZIO	5	2.000	2 ^(A)	750
MARCHE	2	950		
UMBRIA	1	800		
ABRUZZO	1	980	2	830
MOLISE	2	1.180	1	750
CAMPANIA	5	2.721	5	3.160
PUGLIA	5	3.410	6 ^(A)	2.670
BASILICATA	3	1.550		
CALABRIA	3 ^(A)	1.190	5	4.000
SICILIA	-			
SARDEGNA	1 ^(A)		2 ^(A)	80
TOTALE ITALIA		27.683		21.402

(A) Sono incluse le modifiche agli impianti.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel corso del 2007 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 1.700 MW, in gran parte costituita da impianti termoelettrici di Enel, Edipower Spa ed Edison (Fig. 2.2). Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2007 una disponibilità di capacità di

generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a circa l'88% della relativa capacità installata (Fig. 2.3).

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'ener-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

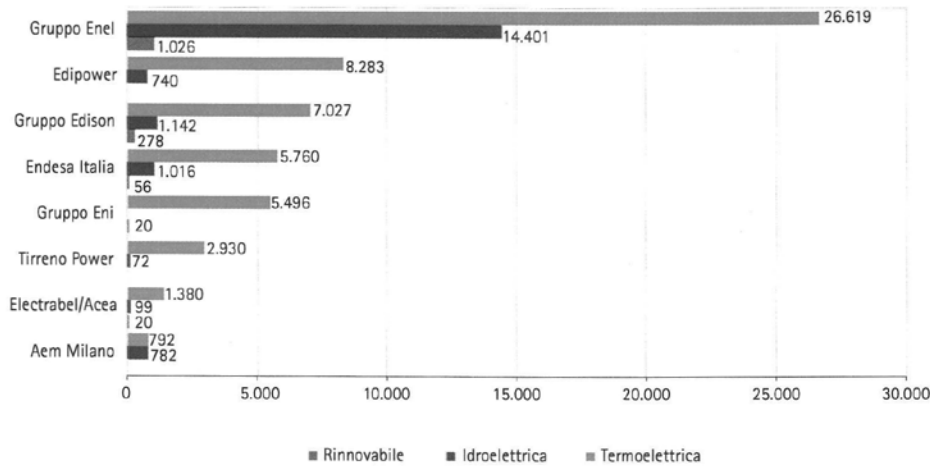


FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi
MW, anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

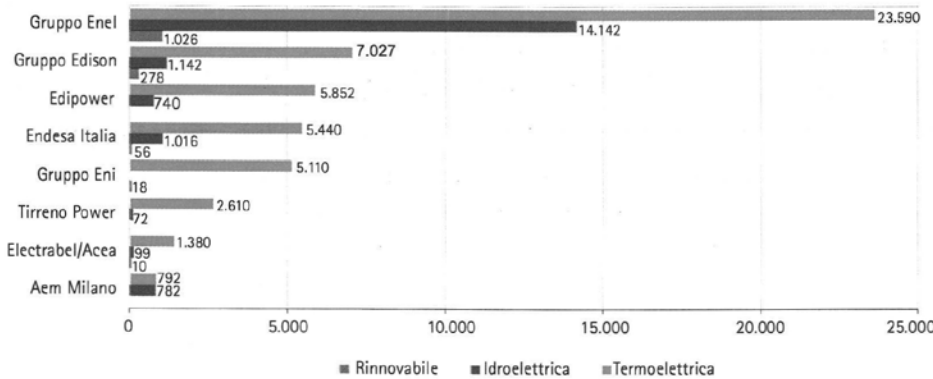


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi
MW, anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

già ceduta dalla società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE) al mercato a seguito dei ritiri obbligati, al netto dell'energia destinata ai pompaggi e delle esportazioni. Si evidenzia, rispetto al 2006, una diminuzione della quota di mercato di Enel di circa 3,6 punti percentuali a favore di Eni e di Edison.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2006; l'indice HHI nel 2007 risulta pari a 1.639², in diminuzione dal valore di 1.891 del 2006.

La figura 2.5 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica da gas naturale confrontato con l'anno 2006.

Enel si conferma primo produttore di energia elettrica prodotta da questa fonte, seguita da Edison ed Eni, sebbene la loro quota sia diminuita rispetto al 2006.

Nel settore delle energie rinnovabili, Enel è il primo produttore per quanto riguarda sia la produzione idroelettrica sia la quota di energia geotermica, della quale mantiene il quasi totale controllo (Tab. 2.4).

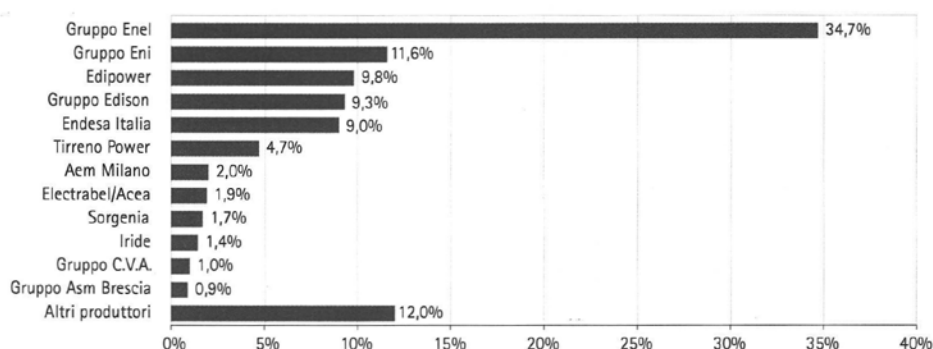
² Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e della società Elettra.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.4

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

Dati in percentuale; anno 2007

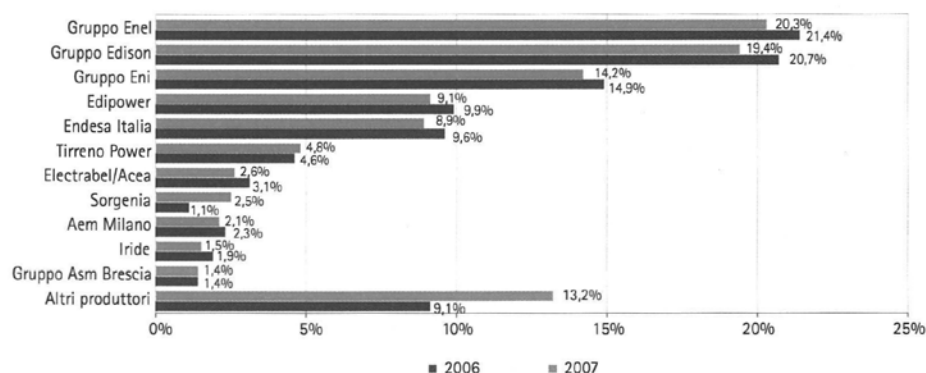


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.5

Contributo dei principali operatori alla generazione termoelettrica da gas naturale

Confronto 2006-2007; dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale, anno 2007

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	43,7	100,0	11,4	0,8
Gruppo Edison	8,3	0,0	12,6	0,0
Gruppo C.V.A.	8,0	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	4,0	0,0	2,2	0,0
Edipower	5,2	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,4	0,0	0,0	0,0
International Power	0,0	0,0	24	0,0
IVPC	0,0	0,0	9,2	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	6,7
Iride	1,9	0,0	0,0	0,0
Electrabel/Acea	0,7	0,0	0,4	0,0
Amsa Holding	0,0	0,0	0,0	5,4
Api	0,0	0,0	0,0	6,4
Altri operatori	23,7	0,02	40,2	80,7
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Primo operatore nel settore della produzione di energia eolica è la società International Power, mentre il gruppo Asm Brescia Spa (ora A2A Spa) si conferma il primo produttore di energia da biomassa, biogas e rifiuti con una quota del 6,7% circa. A seguire le società Amsa Holding Spa e Api Spa. Questo segmento si caratterizza per una presenza significativa di imprese di piccole dimensioni che detengono esigue quote di mercato.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

In Italia, dal settembre 2005, è attivo il meccanismo d'incentivazione in "Conto Energia" per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; in particolare, il Conto Energia prevede tariffe incentivanti per l'energia prodotta da tali impianti per un periodo di venti anni. Questo meccanismo, già previsto dal decreto legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Il 19 febbraio 2007, i Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare hanno emesso un nuovo decreto ministeriale che ha introdotto radicali modifiche e semplificazioni allo schema originario. Il nuovo decreto è diventato operativo dopo la pubblicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 90 dell'11 aprile 2007, che ha definito le condizioni e le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.

Le modifiche più significative rispetto alla precedente disciplina riguardano:

- l'abolizione della fase istruttoria preliminare all'ammissione alle tariffe incentivanti; in base al nuovo decreto,

infatti, la richiesta di incentivo deve essere inviata al GSE solo dopo l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici;

- l'abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza incentivabile, pari a 1.200 MW;
- una maggiore articolazione delle tariffe, con l'intento di favorire le installazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici³;
- l'introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Il decreto del 2007 ha stabilito inoltre il superamento di due vincoli tecnici introdotti dai precedenti decreti:

- il limite di 1.000 kW, quale potenza massima incentivabile per un singolo impianto;
- le limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica.

Il nuovo Conto Energia prevede che l'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio dopo il 13 aprile 2007 e prima del 31 dicembre 2008 abbia diritto a una tariffa incentivante articolata secondo i valori indicati nella tavola 2.5. Le tariffe sono erogate per un periodo di venti anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e rimangono costanti in moneta corrente per l'intero periodo. Gli impianti che beneficiano di un incentivo maggiore sono quelli domestici fino a 3 kW e che risultano integrati architettonicamente.

Per gli impianti che entreranno in esercizio dall'1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2010, i valori indicati nella tavola 2.5 saranno decurtati del 2% per ciascuno degli anni di calendario

³ Il decreto del febbraio 2007, in particolare, definisce tre tipologie d'integrazione ai fini della determinazione della tariffa incentivante da riconoscere a ciascun impianto fotovoltaico:

1. impianto non integrato;
2. impianto parzialmente integrato;
3. impianto con integrazione architettonica.

L'impianto fotovoltaico non integrato è l'impianto con moduli installati al suolo, ovvero collocati sugli elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri degli edifici, di fabbricati e strutture edilizie di qualsiasi funzione e destinazione con modalità diverse da quelle previste per le tipologie 2 e 3.

Per il riconoscimento della parziale integrazione l'Allegato 2 del citato decreto ministeriale descrive tre specifiche tipologie d'intervento, mentre per il riconoscimento dell'integrazione architettonica l'Allegato 3 del decreto descrive dieci specifiche tipologie d'intervento. Il GSE ha pubblicato una guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica, illustrando in apposite schede le tredici tipologie specifiche d'interventi e definendo i requisiti minimi, funzionali e architettonici che ciascun impianto dovrà soddisfare per ottenere il riconoscimento della parziale o totale integrazione architettonica.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.5

Tariffe incentivanti
nel nuovo Conto Energia
(DM 19/02/2007)

POTENZA NOMINALE (kW)	TIPOLOGIA DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
	NON INTEGRATO (c€)	PARZIALMENTE INTEGRATO (c€)	INTEGRATO (c€)
1 ≤ P ≤ 3	0,40	0,44	0,49
3 < P ≤ 20	0,38	0,42	0,46
P > 20	0,36	0,40	0,44

Fonte: GSE.

successivi al 2008, rimanendo poi costanti per il periodo di venti anni di erogazione dell'incentivo. I Ministeri dello sviluppo economico e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ridefiniranno con successivi decreti le tariffe incentivanti per gli impianti che entreranno in esercizio negli anni successivi al 2010.

Si evidenzia che gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW operanti in regime di scambio sul posto, nel caso si effettuino interventi di efficienza energetica sull'edificio al quale tali impianti sono asserviti tali da comportare una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno di energia primaria dell'edificio stesso, hanno diritto a un premio, consistente in una maggiorazione della tariffa di base riconosciuta, pari alla metà della percentuale di riduzione del fabbisogno primario di energia effettivamente conseguita dall'edificio (premio massimo previsto pari al 30%).

In aggiunta all'incentivo, il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico può beneficiare di ulteriori vantaggi economici, derivanti dalla cessione in rete dell'energia prodotta e dalla copertura dei propri autoconsumi, parziali o totali. Per la cessione dell'energia prodotta dall'impianto, in particolare, il soggetto responsabile può utilizzare una modalità di vendita "indiretta", mediante la stipula di una convenzione di ritiro dedicato con il GSE, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 280 del 6 novembre 2007.

Lo scambio sul posto, disciplinato dalla delibera dell'Autorità n. 28 del 10 febbraio 2006, rappresenta una alternativa alla vendita dell'energia prodotta e immessa dall'impianto. Questo servizio, che può essere erogato dal gestore di rete locale solo per gli impianti con una potenza sino a 20 kW⁴, consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dalla rete (*net*

metering) nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica dalla rete coincidano. Qualora il saldo annuale risulti maggiore di zero, questo è riportato a credito per la compensazione, in energia, di un eventuale saldo negativo relativo all'anno successivo. Il saldo positivo di un dato anno, può essere utilizzato a compensazione di eventuali saldi negativi per un massimo di 3 anni: se la compensazione in energia non viene effettuata entro il terzo anno successivo a quello in cui viene maturato il credito, questo viene annullato.

Si sottolinea che, contrariamente a quanto stabilito per il vecchio conto energia, per gli impianti fino a 20 kW che si avvalgano del servizio di scambio sul posto, il decreto del 2007 riconosce la tariffa incentivante alla totalità dell'energia elettrica prodotta e non solo a quella autoconsumata.

Nella tavola 2.6 si riportano il numero e la potenza degli impianti in esercizio a seguito dell'introduzione del primo Conto Energia, con il dettaglio della loro ripartizione regionale, mentre nella tavola 2.7 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del secondo Conto Energia. La Lombardia registra il maggior numero di iniziative, complessivamente pari a 1.817, e il maggior livello di potenza installata, di poco inferiore a 14 MW, seguita dalla Puglia (11,7 MW), dal Trentino Alto Adige (10,6 MW), dall'Emilia Romagna (10,2 MW) e dalla Toscana (7,9 MW).

Relativamente al nuovo Conto Energia, occorre inoltre evidenziare che, all'1 maggio 2008, la maggioranza degli impianti, tanto in termini di numerosità quanto di potenza, ricade nella categoria delle installazioni "parzialmente integrate".

⁴ La legge n. 244 del 24 dicembre 2007 ha esteso a 200 kW la potenza massima fino a cui gli impianti alimentati a fonti rinnovabili potranno accedere allo scambio sul posto. Tale norma sarà operativa dopo la pubblicazione di una delibera dell'Autorità che dovrà ridefinire le regole e le modalità per usufruire di questo servizio.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1kW ≤ P ≤ 20kW		20kW < P ≤ 50kW		50kW < P ≤ 1.000kW			
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
VALLE D'AOSTA	-	-	1	46	-	-	1	46
PIEMONTE	206	1.445	49	1.950	3	1.147	258	4.542
LIGURIA	89	431	3	149	-	-	92	580
LOMBARDIA	596	3.327	57	2.365	3	235	656	5.928
TRENTINO ALTO ADIGE	164	1.010	60	2.595	8	3.698	232	7.303
VENETO	387	2.322	41	1.608	1	74	429	4.004
FRIULI VENEZIA GIULIA	202	1.058	5	230	1	509	208	1.797
EMILIA ROMAGNA	447	2.386	84	3.558	3	412	534	6.356
TOSCANA	227	1.679	22	920	3	2.080	252	4.679
LAZIO	268	1.711	25	1.149	1	470	294	3.330
MARCHE	221	1.373	26	1.114	2	210	249	2.697
UMBRIA	151	1.173	51	2.183	2	560	204	3.916
ABRUZZO	54	459	20	931	1	212	75	1.602
MOLISE	11	80	1	30	-	-	12	110
CAMPANIA	97	885	11	515	1	996	109	2.396
PUGLIA	297	1.775	45	2.110	8	5.920	350	9.805
BASILICATA	48	470	8	338	1	84	57	892
CALABRIA	69	500	7	330	5	4.407	81	5.237
SICILIA	216	1.224	13	637	4	3.083	233	4.943
SARDEGNA	90	525	2	99	3	2.992	95	3.616
TOTALE ITALIA	3.840	23.834	531	22.856	50	27.088	4.421	73.778

Fonte: GSE.

	CLASSE 1		CLASSE 2		CLASSE 3		TOTALE	
	1kW ≤ P ≤ 3kW		3kW < P ≤ 20kW		P > 20kW			
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
VALLE D'AOSTA	2	5	4	65	-	-	6	70
PIEMONTE	359	923	185	1.442	12	671	556	3.037
LIGURIA	58	141	21	124	1	46	80	311
LOMBARDIA	687	1.709	448	3.258	26	3.030	1.161	7.997
TRENTINO ALTO ADIGE	152	401	147	1.353	25	1.516	324	3.270
VENETO	387	1.007	221	1.448	6	206	614	2.662
FRIULI VENEZIA GIULIA	137	364	130	777	5	248	272	1.389
EMILIA ROMAGNA	498	1.274	226	1.777	10	770	734	3.822
TOSCANA	327	821	195	1.628	8	746	530	3.195
LAZIO	206	525	111	717	6	315	323	1.557
MARCHE	143	369	57	439	5	385	205	1.193
UMBRIA	44	113	34	271	3	1.179	81	1.563
ABRUZZO	37	90	47	307	2	80	86	476
MOLISE	5	14	6	31	-	-	11	45
CAMPANIA	53	137	33	245	1	30	87	412
PUGLIA	236	598	160	1.094	5	216	401	1.908
BASILICATA	13	37	17	133	1	49	31	219
CALABRIA	31	87	43	362	2	68	76	517
SICILIA	140	364	89	675	-	-	229	1.038
SARDEGNA	130	349	31	198	-	-	161	547
TOTALE ITALIA	3.645	9.329	2.205	16.344	118	9.557	5.968	35.229

Fonte: GSE.

TAV. 2.6

Il primo Conto Energia (DM 28/07/2005 e 06/02/2006)

Impianti in esercizio all'1 maggio 2008

TAV. 2.7

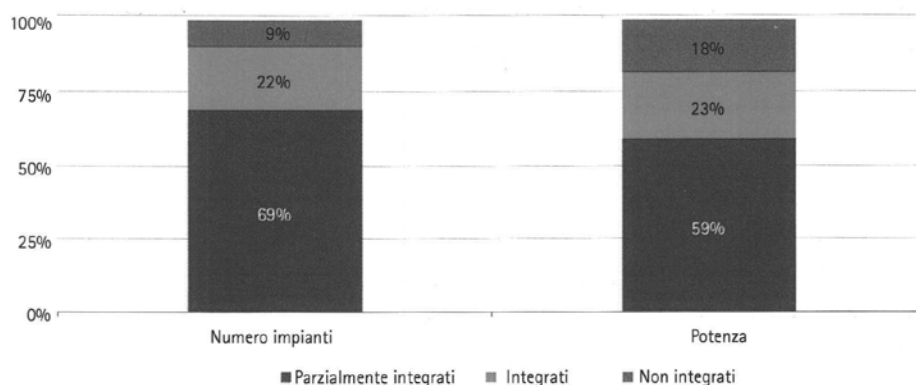
Il nuovo Conto Energia (DM 19/02/2007)

Impianti in esercizio all'1 maggio 2008

FIG. 2.6

**Il nuovo Conto Energia:
ripartizione percentuale
per tipologia di impianti**

Impianti in esercizio
all'1 maggio 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri obbligati

Nel 2007 l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, è risultata pari a 46.577 GWh, corrispondente al 15,4% della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che hanno riguardato quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti di circa 2,5 TWh rispetto all'anno precedente, a seguito di una

diminuzione di energia in convenzione per circa 1,9 TWh e di una diminuzione di circa 0,6 TWh di energia ritirata ai sensi della delibera n. 108 del 28 ottobre 1997.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2007, pari a 0,8 TWh, sia stata determinata in gran parte dalla diminuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi, mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta

TAV. 2.8

Ritiri obbligati del GSE

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007
CIP6	50.361	52.398	50.296	48.340	46.462
di cui assimilata	40.723	42.268	40.463	39.068	38.268
di cui rinnovabile	9.638	10.131	9.833	9.272	8.194
Delibera n. 108/97	1.140	1.218	966	689	115
Delibera n. 62/02	2.411	3.064	-	-	-
Totale	53.912	56.680	51.262	49.029	46.577

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.9

**Dettaglio dei ritiri
di energia da fonti
assimilate negli anni
2003-2007**

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007
Impianti nuovi	33.963	34.182	25.097	20.465	16.935
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.530	17.773	12.891	13.290	12.929
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	17.433	16.409	12.206	7.175	4.006
Impianti esistenti	6.760	8.086	15.366	18.603	21.333
Totale	40.723	42.268	40.463	39.068	38.268

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

essere aumentata di circa 2,7 TWh nel corso dell'anno.

L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2007 il 15% circa della produzione termoelettrica nazionale.

La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2007, pari a circa 1,1 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti nuovi idroelettrici a serbatoio, a bacino e fluenti con potenza oltre 3 MW (-0,4 TWh) e della generazione da impianti nuovi eolici e geotermici (-0,3 TWh).

Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno ricoperto il 16,7% della generazione complessiva da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 18% circa del 2006.

Nel 2007 i costi totali dei ritiri obbligati del GSE, evidenziati nella tavola 2.11, sono stimabili in 5,3 miliardi di euro, in gran parte (circa il 71%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati.

I ricavi connessi, derivanti principalmente dalla vendita dell'ener-

gia elettrica sul mercato del giorno prima (MGP) al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenze e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2,8 miliardi di euro, in aumento di poco meno di 100 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Il costo da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi legati ai ritiri obbligati, è risultato pari a circa 2,4 miliardi di euro, in significativa diminuzione rispetto al 2006 (3,7 miliardi di euro). Nella tavola 2.12 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate dal meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. La riduzione dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2006, superiore a 600 milioni di euro, risulta in buona parte da una diminuzione dei costi per i ritiri di energia prodotta da impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi, dell'ordine di 400 milioni di euro; tale riduzione è scaturita tanto da una diminuzione delle quantità ritirate, quanto da una diminuzione della remunerazione unitaria, di circa il 12%.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, la riduzione dei costi, di poco inferiore a 300 milioni di euro, ha riguardato in pre-

	2003	2004	2005	2006	2007
Impianti nuovi	9.547	10.031	9.685	8.958	7.858
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.450	1.397	1.181	987	591
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	383	334	184	137	88
di cui impianti eolici e geotermici	3.850	3.418	3.040	2.566	2.217
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	3.666	4.648	5.084	5.198	4.949
di cui impianti idroelettrici potenziati	199	234	196	70	13
Impianti esistenti	90	100	148	314	337
Totale	9.638	10.131	9.833	9.272	8.194

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.10

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti rinnovabili negli anni 2003-2007

GWh

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	3.746,5
Remunerazione impianti rinnovabili	1.476,7
Totale remunerazione energia CIP6	5.223,2
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	13,9
Costi delibera n. 34/05 (acquisti GSE)	9,0
Remunerazione energia delibera n. 108/97	11,5
Totale costi ritiri	5.257,7
Ricavi da cessione energia	2.834,6
Ricavi da cessione certificati verdi	-0,1
Totale ricavi	2.834,5
Costo da recuperare in tariffa (componente A₃)	2.423,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.11

Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2007

Milioni di euro

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.12

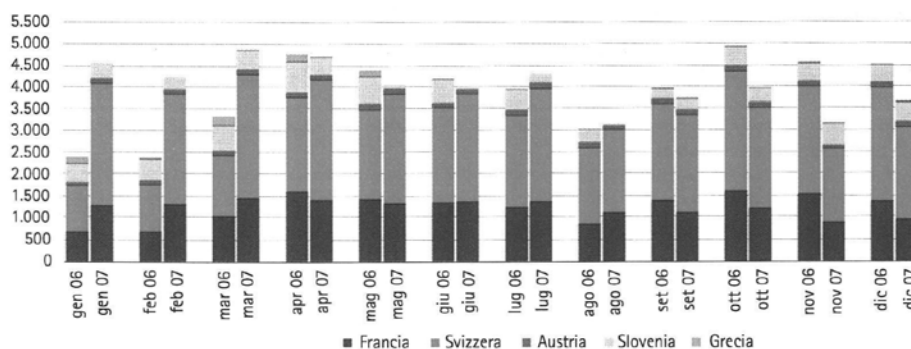
Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2007

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	3.746,5	38.268	97,9
Fonti assimilate nuove	1.949,7	16.935	115,1
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.565,0	12.929	121,0
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	384,6	4.006	96,0
Fonti assimilate esistenti	1.796,8	21.333	84,2
Fonti rinnovabili	1.476,7	8.194	180,2
Fonti rinnovabili nuove	1.447,2	7.858	184,2
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	81,6	591	138,1
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	10,8	88	123,4
di cui impianti eolici e geotermici	323,2	2.217	145,8
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.030,3	4.949	208,2
di cui impianti idroelettrici potenziati	1,3	13	100,1
Fonti rinnovabili esistenti	29,5	337	87,4
TOTALE	5.223,2	46.462	112,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2006 e nel 2007
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

valenza i ritiri di energia da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU (rifiuti solidi urbani) e impianti a questi equiparati, per un ammontare di circa 100 milioni di euro, e i ritiri di energia idroelettrica, per circa 90 milioni di euro. Anche in questo caso tale riduzione è derivata sia da una diminuzione delle quantità ritirate, sia da una diminuzione della remunerazione unitaria.

Importazioni

Il saldo estero per il 2007 è ammontato a 45.930 GWh quale

differenza tra le importazioni pari a 48.570 GWh (+4,2%) e le esportazioni pari a 2.640 GWh (+63,9%). Rispetto al 2006 il saldo estero è diminuito del 2,1%; esso ha garantito nel 2007 la copertura del fabbisogno nella misura del 13,5%.

Le importazioni dalla Svizzera sono aumentate del 20,6%, mentre quelle dalla Slovenia e dalla Grecia sono diminuite rispettivamente del 40,4% e dell'82,6%.

Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato principalmente dal contributo della Grecia (1.134 GWh) e della Slovenia (289 GWh), come evidenziato nella figura 2.8.

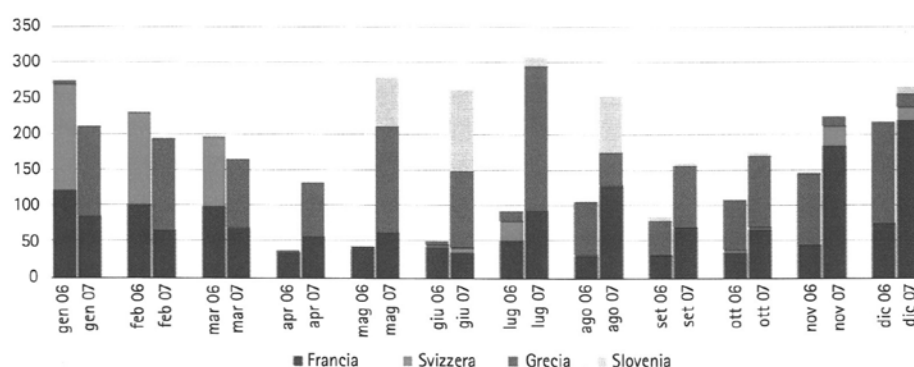


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2006 e nel 2007
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Nel novembre 2005, con la trasformazione della società Terna è divenuta operativa la riunificazione di proprietà e gestione della Rete di trasmissione nazionale (RTN).

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 98% della RTN, disponendo di circa 39.500 km di linee, 366 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione.

La quota di infrastrutture detenuta da Terna è significativamente aumentata nel corso del 2006 con l'acquisizione, attraverso la società interamente controllata Rete Trasmissione Locale R.T.L. Spa, dell'intero capitale sociale di Edison Rete Spa e il 99,99% del capitale di Aem Trasmissione Spa. Nel 2007 ha anche acquisito l'intero capitale di Aem Trasporto Energia Srl Torino.

Nel gennaio 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

Piano si pone l'obiettivo di incrementare l'interconnessione con l'estero e di ridurre le congestioni di rete.

Nel Piano di sviluppo 2008, si propone un'analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni, miglioramento della qualità del servizio.

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 Spa la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, ormai in via di esaurimento.

Nella tavola 2.13 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. È interessante notare l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta il 2% circa del totale nazionale. Nella tavola 2.14 vengono riportate le quote percentuali dei principali gruppi operanti nella distribuzione di energia elettrica nell'anno 2007.

Enel risulta il maggior operatore, con l'86% circa dei volumi distribuiti, seguito dagli altri operatori che detengono invece

quote marginali.

Nella tavola 2.15 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per numero di punti di prelievo con relativi volumi distribuiti, punti di prelievo e volumi medi per operatore.

Gli operatori con più di 500.000 clienti sono Enel, Electrabel/Acea, Aem Milano Spa e Iride Spa, mentre da segnalare il gran numero, ben 52, con meno di 1.000 clienti. Dieci di questi 52 operatori hanno meno di 100 punti di prelievo.

TAV. 2.13

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2007

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Val d'Aosta	56	1.483	2.547	3
Piemonte	1.497	28.061	63.263	6
Liguria	832	6.981	21.080	2
Lombardia	3.524	40.700	81.292	14
Trentino Alto Adige	497	7.904	14.744	70
Veneto	2.200	26.051	60.888	3
Friuli Venezia Giulia	539	7.976	14.517	5
Emilia Romagna	1.923	31.287	66.257	3
Toscana	1.154	26.200	57.299	2
Lazio	1.776	27.964	64.160	5
Marche	565	11.487	29.490	6
Umbria	57	8.512	20.084	2
Abruzzo	531	9.719	24.847	4
Molise	45	3.602	7.696	1
Campania	1.215	23.984	58.155	3
Puglia	1.719	28.396	59.514	3
Basilicata	629	9.755	14.659	1
Calabria	489	17.579	40.592	1
Sicilia	1.161	35.755	74.156	10
Sardegna	498	17.687	32.931	5
TOTALE	20.907	371.083	808.171	149

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.14

Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2007

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel	254.671	86,4
Electrabel/Acea	10.616	3,6
Aem Milano	7.526	2,6
Asm Brescia	4.506	1,5
Iride	3.412	1,2
Trentino Servizi	2.263	0,8
Hera	2.237	0,8
Agsm Verona	1.928	0,7
Altri operatori	7.764	2,4
TOTALE	294.923	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEI PUNTI DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	276.225	33.482.844	69.056	8.370.711
100.000 -500.000	7	13.239	1.272.778	1.891	181.825
50.000 -100.000	2	1.481	131.797	740	65.899
20.000 -50.000	10	2.070	307.286	207	30.729
5.000 -20.000	21	1.265	213.675	60	10.175
1.000 -5.000 i	42	567	97.500	14	2.321
< 1.000	52	75	20.323	1	391
TOTALE	138	294.922	35.526.205	2137	257.436

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.15

**Attività dei
distributori**

Anno 2007

Mercato all'ingrosso

Il mercato regolamentato gestito dal 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 il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN (Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa) 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, prorogate per l'anno 2007 e 2008, stabiliscono che essa partecipi solamente al MGP. La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso necessario attivare meccanismi transitori per compensare la ridotta flessibilità di negoziazione dovuta all'impossibilità di partecipare al MA e al 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 sul 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.

Un elemento che apporta ulteriore flessibilità al sistema è l'entrata in vigore, da maggio 2007, della Piattaforma conti energia (PCE) che, in pratica, sostituisce la precedente Piattaforma bilaterali. Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111 (e successive modifiche e integrazioni) e dal Regolamento emanato dal GME.

Per l'anno 2007, è stato previsto un abbassamento della soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento, che passa dal 7% per l'anno 2006 al 3% per il 2007. Questo meccanismo, finalizzato ad agevolare gli operatori nella fase di programmazione della domanda, non risulta essere compatibile con l'assetto definitivo del mercato, per cui, a regime, dovrebbe essere rimosso. In realtà con delibera 28 dicembre 2007, n. 350, l'Autorità ha deciso di mantenere invariate per il 2008 le modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento previste transitoriamente per il 2007.

Per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento al fine di gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che Terna potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante dal MGP non si discostasse di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni. Con riferimento all'anno 2007 tale meccanismo è stato prorogato con una soglia del 2%.

Insieme alla conferma delle fasce di tolleranza, la delibera n. 350/07 prevede, anche per l'anno 2008, la possibilità per Terna di presentare offerte integrative al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse del dispacciamento. Il meccanismo delle offerte integrative non è ritenuto compatibile con l'apertura del mercato di aggiustamento alla domanda, la quale, per questo motivo, viene rinviata a dopo il 2008.

Borsa elettrica: domanda

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2007 è stata pari a 329,9 TWh, con una crescita dello 0,05% rispetto al 2006. La domanda nazionale è aumentata dello 0,3% con incrementi a livello zonale abbastanza contenuti: il più elevato risulta essere quello relativo alla zona Sud (1,3%) mentre si rileva una diminuzione del 6,3% nella macrozona Sardegna. L'andamento degli acquisti dalle zone estere, in controtendenza rispetto al 2006, presenta un decremento pari all'8,6%.

Si evidenzia inoltre una flessione della domanda nel primo trimestre 2007 (-4,4%) rispetto al medesimo periodo per l'anno

2006. Tale riduzione risulta essere particolarmente consistente nel mese di marzo (-5,7%).

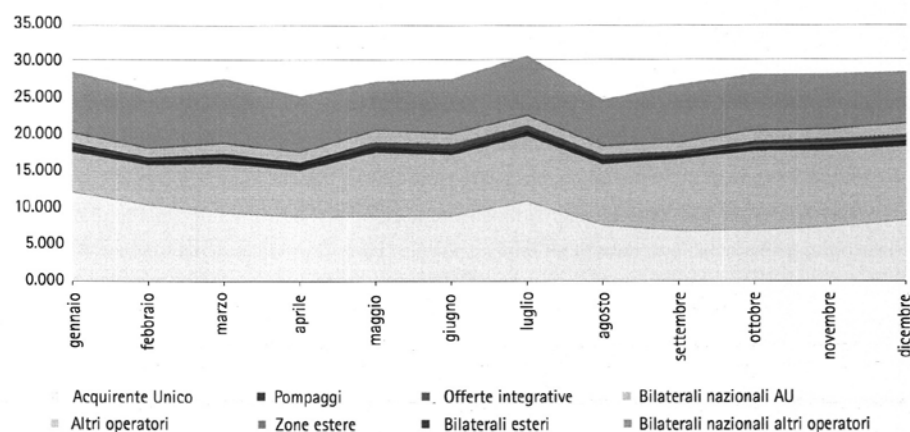
Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 221,3 TWh, in aumento del 12,6% rispetto all'anno precedente; di conseguenza risulta aumentata anche la liquidità media del mercato pari per il 2007 a 67,1% contro il 59,6% del 2006. L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla borsa, è essenzialmente imputabile all'incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acquisto da parte di operatori non istituzionali (diversi dall'Acquirente Unico, dal GSE e da Terna) che si concentrano soprattutto nel secondo semestre del 2007. Un ulteriore elemento che ha sostenuto l'incremento dei volumi scambiati in borsa rispetto ai volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia, è stata la crescita delle transazioni sulle zone estere e, limitatamente ai mesi di ottobre, novembre e dicembre, l'aumento delle esportazioni dovuto a un considerevole incremento dei prezzi delle principali borse europee (soprattutto in Francia su Powernext).

In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 19,4%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori che risulta essere pari a 99,76 TWh contro i 49,7 TWh dell'anno 2006.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 18,5% sul 2006 risultando pari a

FIG. 2.9

Andamento mensile della domanda di energia elettrica nel 2007
GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

108,7 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 43,1% rispetto al 2006 e in misura solo relativamente minore i contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico (-23,1%) e quelli conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-17,3%).

Borsa elettrica: offerta

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia una crescita del 15,7% rispetto al 2006 delle offerte degli operatori

nazionali che, per l'intero 2007, ammontano complessivamente a 143 TWh. A ciò si aggiunge un'ulteriore crescita del peso dell'offerta estera complessivamente pari a 8,8 TWh, che si distribuisce in maniera omogenea nell'arco dei 12 mesi. Soltanto l'offerta da parte dei soggetti titolari di impianti CIP6 presenta una lieve diminuzione per un totale di circa 3 TWh.

Gli sbilanciamenti a programma sono stati pari a 10,6 TWh, in netta diminuzione rispetto all'anno precedente (-22%). Tale decremento è imputabile in larga misura all'entrata in vigore della PCE.

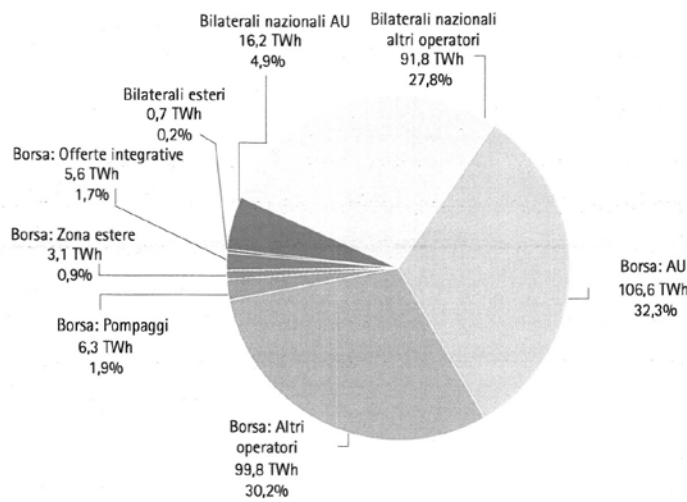


FIG. 2.10

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

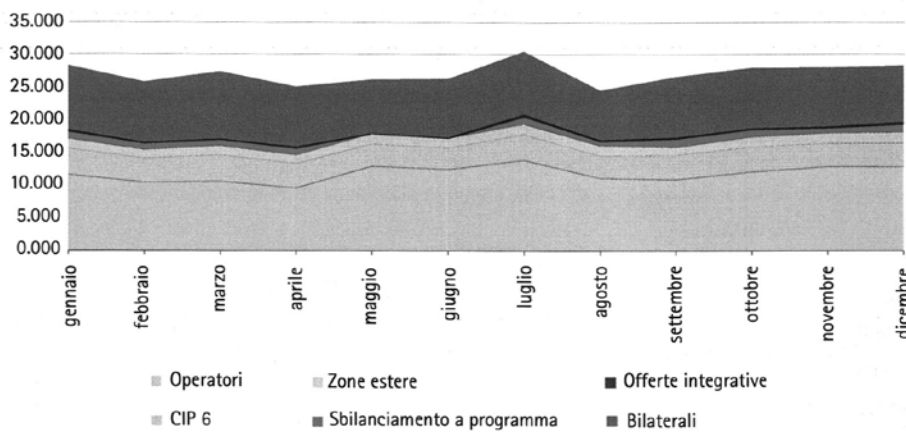


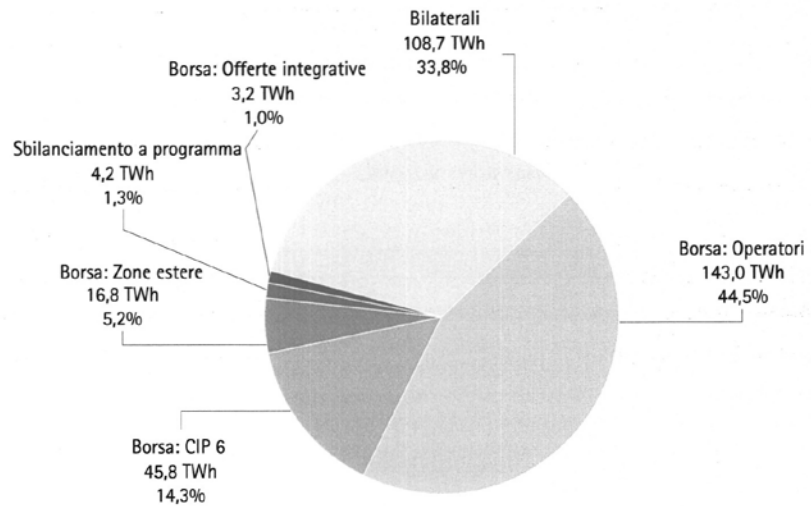
FIG. 2.11

Andamento mensile dell'offerta di energia elettrica nel 2007
GWh

Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

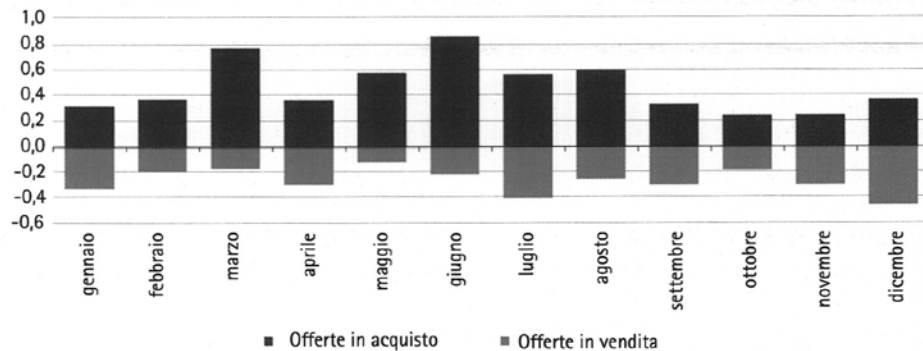
Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.13

Offerte integrative di Terna in acquisto e vendita nel 2007
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,2 TWh, in aumento del 4,7% rispetto al 2006. Nella figura 2.13 si riporta il profilo mensile delle offerte integrative di Terna in vendita, confrontate con le offerte lato domanda; quest'ultime risultano essere pari a 5,6 TWh, in aumento di circa il 46,6% rispetto all'anno precedente.

Mentre le offerte di acquisto hanno raggiunto il massimo, in termini relativi sulla domanda complessiva sul MGP, nei mesi di maggio e giugno, rispettivamente pari al 2,8% e al 3,1%, le offerte di vendita hanno fatto registrare il valore più elevato nel mese di dicembre (1,6%).

Per concludere, si può notare come l'aumento complessivo delle offerte integrative presentate sul MGP da Terna nel 2007 rispetto al 2006 non abbia dato chiari segnali di stabilizzazione nel corso dei mesi, a seguito di un progressivo apprendimento organizzativo e previsto da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il Prezzo medio di acquisto nella borsa elettrica italiana (PUN) è stato pari a 70,99 €/MWh, in diminuzione di 3,8 €/MWh rispetto al 2006 (-5,0%).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

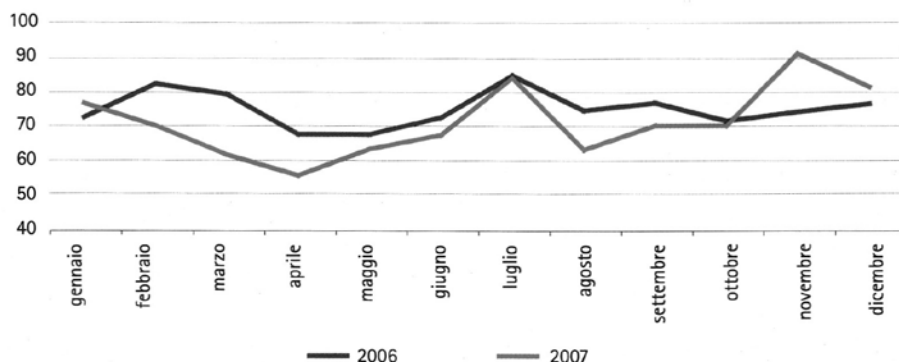


FIG. 2.14

Andamento del prezzo unico nazionale €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

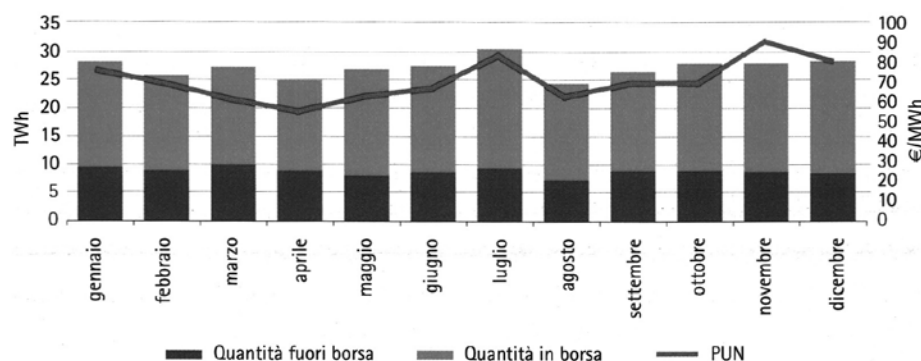


FIG. 2.15

Volumi scambiati sull'MGP nel 2007 TWh; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La diminuzione del PUN verificatasi nei primi mesi nel 2007 è imputabile in parte al temporaneo allentamento delle tensioni sui mercati petroliferi internazionali nella prima parte dell'anno e al parallelo contenimento dei prezzi all'importazione del gas naturale in Europa. Un'ulteriore variabile di natura congiunturale, che si deve tener presente, è la diminuzione registrata dalla domanda (-4,4%) nel primo trimestre del 2007 rispetto al primo trimestre 2006.

Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di novembre quando il prezzo medio d'acquisto ha toccato il massimo storico di 90,82 €/MWh (+22,7% rispetto al mese di novembre 2006) per effetto delle tensioni sui prezzi delle borse del Centro Europa. L'aumento del livello e della volatilità dei prezzi si è infatti concentrato nei giorni centrali del mese, in corrispondenza del rilevante calo delle importazioni

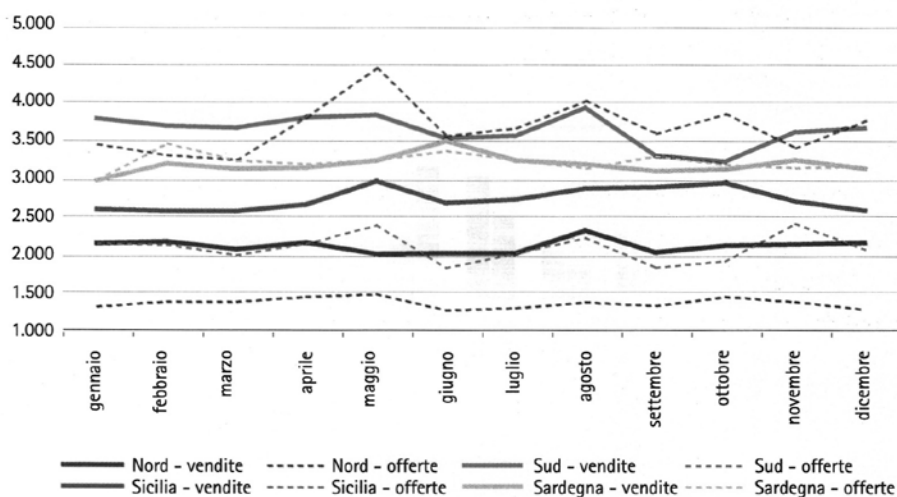
nette (che in alcune ore ha dato luogo a fenomeni di esportazione) dovuto agli alti prezzi registrati nelle borse europee limitrofe.

L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), mette in evidenza la presenza di criticità di natura strutturale, legate al livello di sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta. Tale dinamica è particolarmente visibile nelle 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 figura 2.17 segnala un leggero miglioramento della situazione concorrenziale nel 2007 rispetto al 2006: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato l'80% a livello

FIG. 2.16

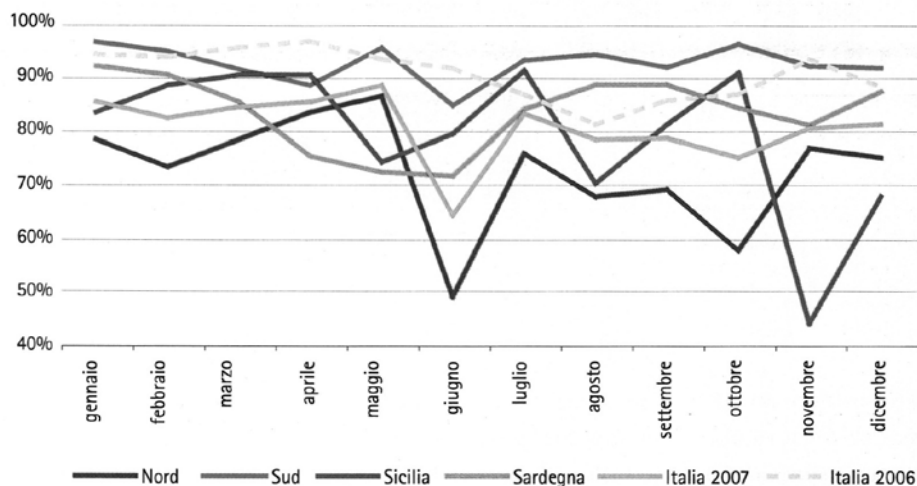
Valori dell'indicatore HHI nel 2007



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.17

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.

nazionale in tutti i mesi dell'anno 2006, nell'anno successivo tale percentuale è scesa sotto l'80% in cinque mesi.

I prezzi zionali di vendita sono variati tra 68,47 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e 79,51 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2006, i prezzi hanno avuto decrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il -7% del Nord e Sardegna e il -3% delle restanti macrozone, a eccezione della Sicilia dove si è verificato un incremento dell'1%.

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente crescita dei prezzi in tutte le zone, particolarmente evidente in Sicilia, nei mesi di luglio, novembre e dicembre in corrispondenza dei maggiori incrementi del prezzo medio d'acquisto. Particolarmente rilevante risulta essere l'incremento generalizzato dei prezzi di vendita in tutte le zone di mercato negli ultimi due mesi dell'anno. L'aumento del prezzo a Nord e nelle altre zone continentali si è verificato in concomitanza del calo

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

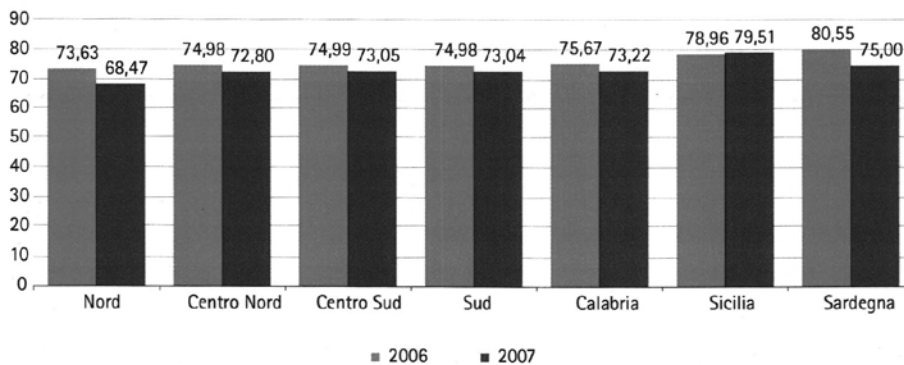


FIG. 2.18

Andamento dei prezzi zionali nel 2007

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

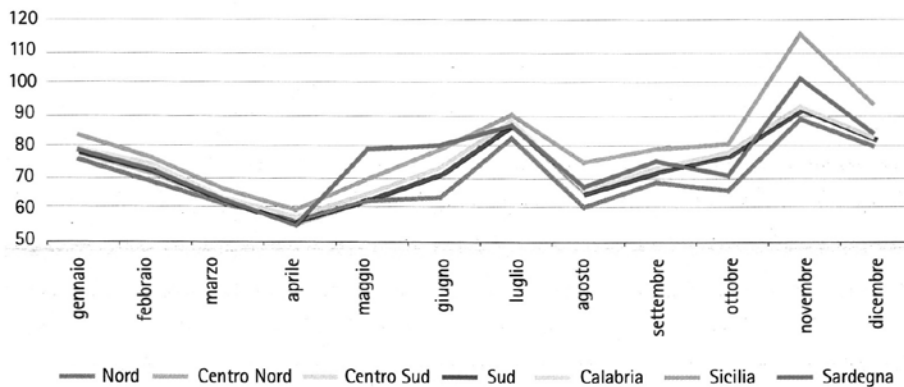


FIG. 2.19

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2007

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

delle importazioni nette causato dagli alti prezzi delle borse del centro Europa. Le frequenti tensioni sui prezzi nella zona Sicilia sono da collegarsi sia a brusche limitazioni delle quantità offerte (e la conseguente riduzione della riserva dell'isola) sia alle interruzioni con la rete continentale, limitatamente al mese di ottobre e novembre.

Per quanto riguarda le rendite da congestione, a livello nazionale la dinamica mensile segue da vicino il grado di differenziazione del prezzo del Nord rispetto alle altre zone; infatti le rendite raggiungono il picco nei mesi di giugno e ottobre, quando il prezzo nella zona Nord è risultato inferiore a quello delle altre zone continentali rispettivamente di 8 €/MWh e 12 €/MWh. Nel 2007 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa

81 milioni di euro a più di 121 milioni di euro. Il transito a livello nazionale maggiormente interessato da tale incremento è quello Nord-Centro Nord.

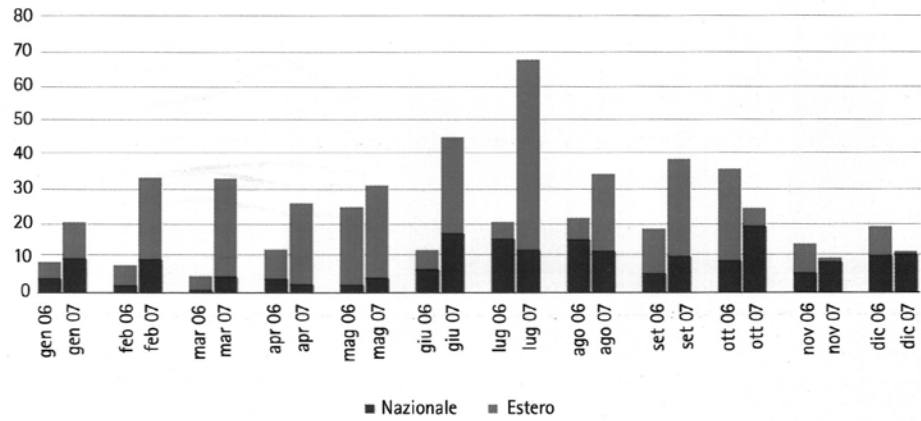
La rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del Regolamento 1228/2003/CE, è ammontata a circa 254 milioni di euro nel corso dell'anno 2007, in notevole aumento rispetto all'anno precedente, in cui è risultata pari a poco più di 119 milioni di euro. I valori più elevati della rendita estera si sono concentrati nei mesi di marzo, giugno, luglio e settembre sul transito Svizzera-Estero Nord-Ovest. Complessivamente le rendite da congestione, nazionale ed estera, sono aumentate in misura significativa nel 2007 passando da circa 200 milioni di euro a più di 375 milioni di euro.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.20

Rendita da congestione nel 2006 e nel 2007

Milioni di euro

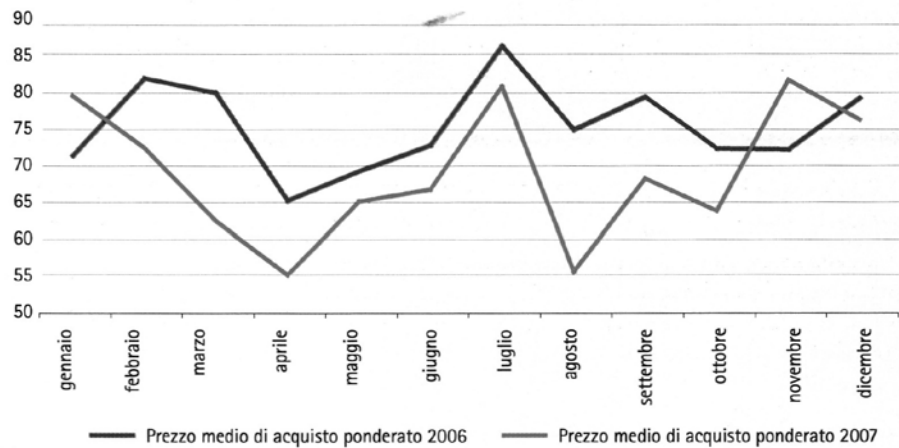


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.21

Andamento del prezzo medio ponderato sul MA

€/MWh

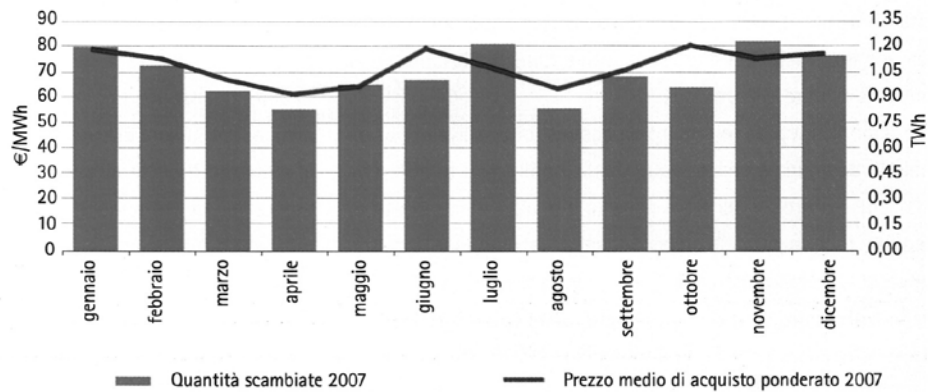


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.22

Andamento dei prezzi medi ponderati e delle quantità sul MA

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Nel corso del 2007 il prezzo medio mensile ponderato nel MA è risultato abbastanza correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate, per l'anno 2007 è risultato pari a circa 69,36 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2006, il prezzo medio ponderato nel MA presenta un decremento pari all' 8,2%.

I volumi di mercato in relazione ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 4,3% relativo al mese di agosto e un minimo del 3,4% per il mese di febbraio; in media i volumi sono risultati pari al 3,9% della domanda complessiva sul MGP.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 14,58 TWh, in aumento del 19,8% rispetto al 2006. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 11,65 TWh, in diminuzione di circa 2,7 TWh rispetto all'anno precedente. Rispetto alle quantità complessivamente scambiate sul MGP, tali volumi hanno rappresentato rispettivamente il 4,4% e il 3,5%, con una marcata variabilità mensi-

le. Le offerte a salire sono risultate maggiori in termini relativi nei mesi estivi di giugno e agosto (rispettivamente 5% e 5,6% della domanda mensile) e, similmente, le offerte a scendere hanno toccato il massimo in termini relativi nei mesi di giugno (4,3%) e luglio (3,8%).

Borsa elettrica: confronto con le principali borse europee

Per tutto il 2007 il prezzo medio mensile della borsa elettrica italiana (IPEX) si conferma il prezzo più alto rispetto ai livelli registrati nelle altre principali borse europee: il prezzo medio *base load* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato, infatti, pari a 37,97 €/MWh sulla borsa tedesca (EEX), 40,78 €/MWh sulla borsa francese (Powernext), 39,32 €/MWh sulla borsa spagnola (OMEL) e 43,03 €/MWh sulla borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con i 70,99 €/MWh registrati sulla borsa italiana nel MGP.

I differenziali di prezzo mostrano tuttavia un graduale avvicinamento del prezzo italiano ai prezzi prevalenti in Europa, soprattutto negli ultimi mesi del 2007. Si conferma inoltre la tendenza, già registrata negli scorsi anni, del prezzo italiano a reagire con maggiore lentezza alle oscillazioni delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali.

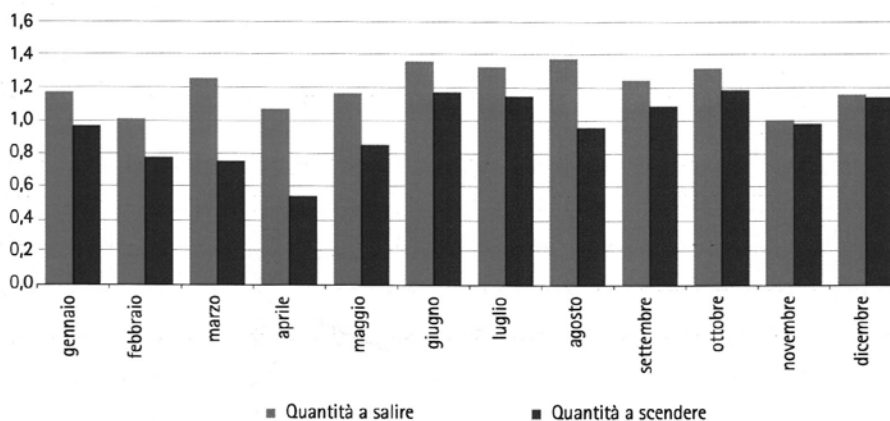


FIG. 2.23

Quantità sul mercato per il servizio di dispacciamento *ex ante* nel 2007

TWh

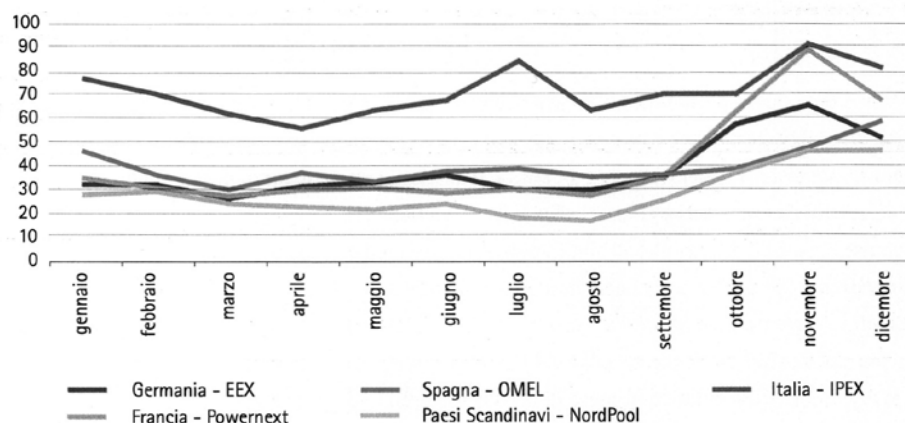
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.24

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee

Valori medi *base load*; €/MWh

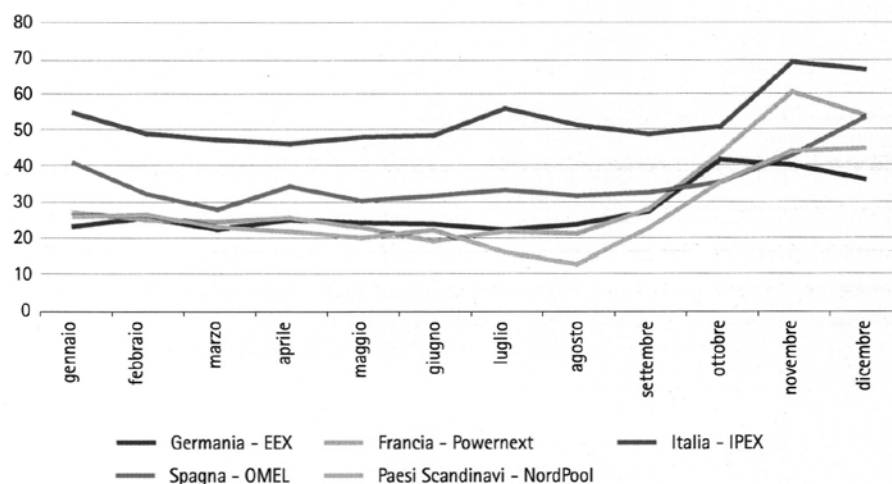


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

FIG. 2.25

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nelle ore *offpeak*

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Nei primi mesi del 2007, in un contesto caratterizzato da minori tensioni sui mercati petroliferi e da livelli di fabbisogno relativamente contenuti per via del clima eccezionalmente caldo, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso presentano una tendenza al contenimento in tutti i paesi europei, Italia compresa. Nell'ultimo quadrimestre dell'anno i prezzi europei riprendono a salire sulla scia degli aumenti del prezzo del petrolio.

Il divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre borse europee ha determinato nel corso dell'anno considerevoli flussi di importazione concentrati nelle ore di picco in corrispondenza dei differenziali di prezzo più elevati.

Tale dinamica, complessivamente stabile in tutto il 2007, subisce tuttavia un significativo ridimensionamento a partire dal mese di ottobre. Nel mese di novembre si assiste a una crescita sostenuta del prezzo in Francia, Italia e Germania. In particolare si registrano prezzi su Powernext superiori a quelli rilevati su IPEX che hanno determinato un incremento dei flussi di esportazione, soprattutto nelle ore di picco, e una conseguente riduzione delle importazioni sia nelle ore piene sia nelle ore vuote. Il notevole aumento dei prezzi sul mercato elettrico francese è sostanzialmente imputabile all'ondata di scioperi che ha interessato anche il settore energetico e a un guasto in una centrale nucleare.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo tra la fascia *peak* e *offpeak* particolarmente accentuata. Il prezzo medio nel 2007 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote, a 103,39 €/MWh e 52,97 €/MWh. Nelle altre borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa anche un differenziale minore tra prezzi di picco e prezzi fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 56,09 €/MWh e 27,87 €/MWh nella borsa tedesca, a 58,22 €/MWh e 31,00 €/MWh nella borsa francese, a 46,24 €/MWh e 35,48 €/MWh nella borsa spagnola, a 31,09 €/MWh e 26,20 €/MWh nella borsa scandinava.

Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali

La Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali (PAB) 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 2007 nella PAB sono stati complessivamente scambiati 3,3 TWh con un decremento rispetto all'anno precedente del 60,5%. Gli scambi hanno rappresentato l'1% dei volumi del MGP. L'andamento mensile dei volumi scambiati sulla PAB mostra un'evoluzione decrescente nel corso dell'anno che si concentra soprattutto nella seconda parte del 2007, a partire dal mese di

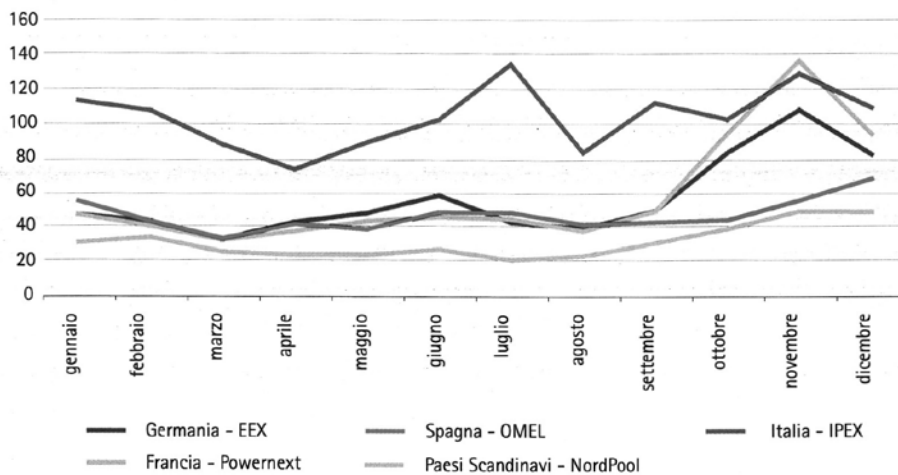


FIG. 2.26

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali borse europee nelle ore di punta €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

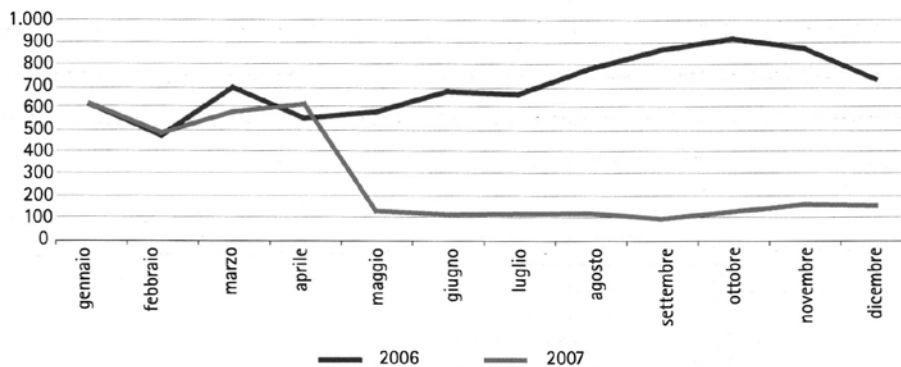


FIG. 2.27

Scambi sulla PAB GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

maggio. La netta diminuzione dei volumi scambiati è da correlarsi all'avvio della nuova PCE a termine, sulla quale, nel mese di maggio, sono iniziate le transazioni tra gli operatori in esecuzione dei contratti a termine registrati nel mese precedente.

Piattaforma conti energia (PCE)

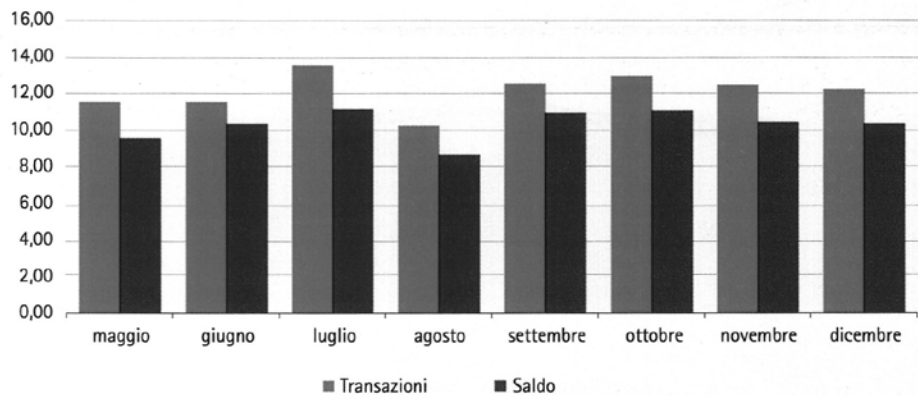
La PCE è la nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna relativi ai contratti a termine con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale ciascun operatore dispone di uno o più conti energia in immissione e di uno o più conti energia in prelievo su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto

netto. Il saldo del conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP. Con il mese di maggio è iniziata la consegna dei contratti a termine registrati a partire dal mese di aprile. I volumi scambiati nel corso dell'anno dimostrano l'ampio utilizzo da parte degli operatori delle flessibilità offerte dalla nuova piattaforma. Le transazioni complessive ammontano a 96,7 TWh a fronte di una posizione netta pari a 82,1 TWh.

La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *offpeak*, *weekend*) e una non standard. Nel corso del 2007, in tutti i mesi dell'anno, il profilo di contratto maggiormente utilizzato è stato quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*. Occorre infine precisare che contratti del tipo *weekend* sono stati sottoscritti soltanto nel mese di maggio.

FIG. 2.28

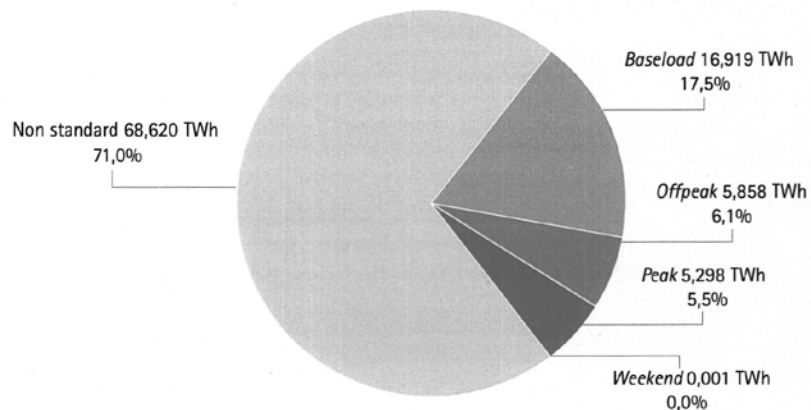
Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2007
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.29

Tipologia di contratti registrati sulla PCE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2007 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 14 dicembre 2006 che, rispetto all'anno precedente, ha introdotto un meccanismo di aggiornamento trimestrale del prezzo di assegnazione sulla base del prezzo medio trimestrale registrato sulla borsa dell'energia elettrica. Il decreto ha previsto per l'assegnazione dei 5.400 MW di diritti CIP6 per l'anno 2007 il seguente schema:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2007 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 fonte non programmabile;
- l'energia elettrica, ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GSE, è destinata per il 35% (1.890 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato dei clienti vincolato e, dopo il 1° luglio 2007, ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari al 65% (3.510 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre del 2007 è pari a 64 €/MWh ed è adeguato in corso d'anno con modalità individuate dall'Autorità in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'art. 5 del decreto del Ministero delle attività produttive (ora Ministero

dello sviluppo economico) del 19 dicembre 2003;

- 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 un corrispettivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo e la quantità assegnata.

Le assegnazioni per il mercato libero, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2006, 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. Anche per il 2007 il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso.

Le regole per il trasferimento dei diritti CIP6 devono tener conto inoltre delle disposizioni contenute nel decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (così come convertito con la legge 3 agosto 2007, n. 125) e nella delibera dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156, per le quali, a partire dal 1° luglio 2007 viene introdotto il servizio di salvaguardia. Infatti gli utenti del dispacciamento in prelievo esercenti la salvaguardia partecipano, a partire dal 1° luglio 2007, alla procedura di trasferimento dei diritti CIP6 per la sola quota di potenza afferente ai clienti in salvaguardia per i quali l'esercente svolge direttamente la funzione di approvvigionamento.

	DIRITTI CIP6 2007	DIRITTI CIP6 2008
Enel	639	1.148
Edison Energia	389	287
Eni	343	332
Asm Energy	219	2
Egl Italia	191	70
Dalmine Energie	-	126
Ergon Energia	-	107
Energetic Source	-	100
Acea Electrabel Elettricità	184	177
Sorgenia (ex Energia)	142	144
Iride Mercato (ex Amga comm. E Siet)	141	97
Modula	134	121
Green Network	75	56
Altri	1.053	908
TOTALE	3.510	3.675

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.16

**Assegnazione dei
diritti CIP6 al mercato
libero**
MW

Mercati per l'ambiente

Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili basata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi dodici anni di esercizio. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. In precedenza, il decreto ministeriale 11 novembre 1999 aveva stabilito una durata dei certificati pari a otto anni, poi estesa a dodici anni dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

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. I certificati verdi, in particolare, vengono emessi a favore degli operatori con impianti che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (Impianti alimentati da fonte rinnovabile) dal GSE o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come a favore del GSE stesso, a fronte dell'energia prodotta dagli impianti CIP6.

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota 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 stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo n. 387/03. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dalla legge n. 244/07 dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile 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.

Il GME ha predisposto una sede di contrattazione organizzata dei certificati verdi, operativa dal marzo 2003, che si è affiancata alle contrattazioni bilaterali. Le sessioni in tale mercato 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. Possono partecipare al mercato, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e le formazioni associative, previa domanda al GME e ottenimento della qualifica di operatore di mercato. 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. La tavola 2.17 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato organizzato dal GME nel corso del 2007 e nel primo trimestre del 2008, che hanno riguardato certificati con anno di validità compreso nel periodo 2004-2008. Occorre evidenziare che i prezzi determinatisi sul mercato risultano significativamente diversi dai prezzi di riferimento fissati dal GSE per ciascun anno di riferimento.

La figura 2.30 mette in evidenza il prezzo medio cumulato dei certificati verdi nel mercato organizzato dal GME per ciascun anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati fino a marzo 2008. Come si può rilevare dal grafico, tuttavia, a partire dal 2004 la maggior parte della domanda è stata soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato; nel periodo 2005-2007 le contrattazioni nel mercato organizzato hanno riguardato meno del 10% della domanda complessiva. Parallelamente, sono fortemente diminuite le vendite di certificati da parte del GSE, che nel 2006 e nel 2007 non è quasi mai intervenuto nel mercato per bilanciare la domanda e l'offerta di certificati.

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CERTIFICATI VERDI NEGOZIATI (MWh)	PREZZO MEDIO (€/MWh)
2007	2004	450	129.51
	2005	8.400	141.56
	2006	376.950	145.96
	2007	24.300	118.45
2008 (gen.-mar.)	2006	9.050	104.36
	2007	344.147	98.78
	2008	2.390	87.97

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

TAV. 2.17

Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel 2007 e nel primo trimestre 2008

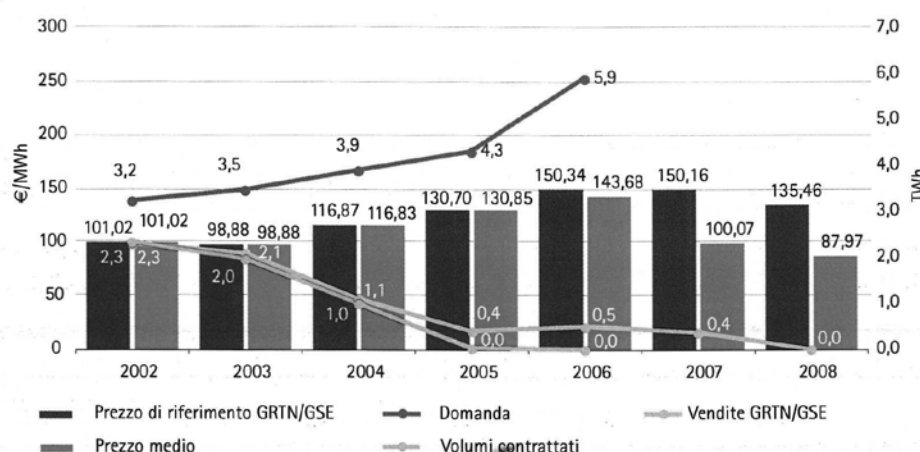


FIG. 2.30

Il mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE
€/MWh; TWh

(A) I dati relativi al 2008 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

Dalla figura 2.30 emerge una tendenza al disallineamento tra prezzi di mercato e prezzi di riferimento fissati dal GSE a partire dal 2006; tale trend si è accentuato nel 2007 e nelle prime contrattazioni avvenute per certificati aventi come anno di riferimento il 2008.

Il prezzo di riferimento per il 2007, determinato dal GSE seguendo i criteri indicati dal decreto ministeriale del 24 ottobre 2005, è pari a 137,49 €/MWh al netto dell'IVA, calcolato come differenza tra:

- il costo medio dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2007, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2007 comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nel mese di settembre 2007, a seguito

dell'annullamento della delibera dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249, disposto, con propria sentenza, dal TAR Lombardia;

- il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2007.

Con i dispositivi di sentenza n. 26/2008 e seguenti del 22 gennaio 2008, il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso in appello proposto dall'Autorità per la riforma delle sentenze del TAR Lombardia n. 5361/2007 e seguenti e, per l'effetto, ha respinto il ricorso di primo grado nei confronti della delibera dell'Autorità n. 249/06, inerente l'aggiornamento per l'anno 2007 del prezzo medio del combustibile convenzionale nel costo evitato di combustibile di cui al titolo II, punto 2, del provvedimento CIP6.

Per effetto di tali disposizioni, il GSE ha effettuato nel marzo del 2008 l'aggiornamento del prezzo di riferimento dei certificati verdi per l'anno 2007. Il valore, non comprensivo di IVA, è pari a 125,13 €/MWh, calcolato come differenza tra:

- il costo medio dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2007, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2007 comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico nel mese di maggio 2007 (determinati sulla base del valore di Costo evitato di combustibile previsto dalla delibera dell'Autorità n. 249/06);
- il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2007.

A partire dal 2008, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente. Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 24 (ARG/elt), l'Autorità ha definito pari a 67,12 €/MWh il valore medio annuo del prezzo di cessione, pari alla media aritmetica dei prezzi riconosciuti nel 2007. Pertanto, il valore dei certificati verdi per il 2008, nella disponibilità del GSE, sarà pari a 112,88 €/MWh.

Tra gli altri aspetti di novità introdotti dalla legge n. 244/07, è da evidenziare l'introduzione di una differenziazione delle forme di incentivazione in relazione alla potenza degli impianti che producono energia rinnovabile. Infatti, la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 ha diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di quindici anni.

La produzione di energia elettrica mediante impianti di potenza nominale media annua superiore a 1 MW ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, è invece incentivata mediante il solo rilascio di certificati verdi, in numero pari

al prodotto della produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili moltiplicata per un coefficiente differenziato in relazione alla tipologia di fonte utilizzata.

Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Infine, è da evidenziare che la legge n. 244/07 ha stabilito pari a 1 MWh la taglia dei certificati verdi, che in precedenza, secondo quanto disposto dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, era pari a 50 MWh, per tutti gli impianti che beneficiano della loro emissione.

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 hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo 2005-2009. Fino al 2007 tali obiettivi sono stati posti a carico dei distributori di energia elettrica e delle 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 degli usi finali di energia.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 Dicembre 2007 ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012⁵. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

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 cer-

⁵ In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

tificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica a partire dall'anno 2005. Per ottemperare a tale compito il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei titoli avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. L'Autorità, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103, la delibera 11 novembre 2004, n. 200, e la delibera 20 aprile 2005, n. 70, ha emanato le *Linee guida* per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui agli artt. 5 dei decreti del 2004 e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 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 del tipo I e del tipo II.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi titoli 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, consente l'acquisto di titoli da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono dei risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e, specular-

mente, la vendita di titoli da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono vendere sul mercato i titoli in eccesso. Sul mercato possono presentare offerta di titoli anche le ESCO, che dispongono di TEE a seguito della realizzazione di progetti autonomi.

Nel corso del 2007 sono stati scambiati sul mercato organizzato 225.951 TEE, in grande maggioranza del tipo I (167.502) e del tipo II (58.439); solo 10 sono stati i TEE scambiati del tipo III. Gli scambi su base media mensile, pari nel 2007 a 18.829 TEE, sono notevolmente aumentati rispetto al 2006 (3.430 TEE). Nei primi tre mesi del 2008 sono stati scambiati 83.518 TEE, in ulteriore aumento rispetto al trend delineatosi nel corso del 2007. A titolo indicativo del livello di liquidità del mercato dei certificati bianchi, si evidenzia che, al 31 maggio 2007, a fronte di certificazioni di risparmi per poco meno di 900.000 tep, gli scambi sul mercato organizzato del GME sono stati pari a poco più di 102.000 tep (11% circa del totale).

La figura 2.31 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati sono significativamente aumentati da aprile 2007, con una punta nel mese di ottobre; il motivo dell'incremento dei volumi è da ricercarsi nel fatto che, nel mese di ottobre, sono stati emessi i TEE relativi al trimestre luglio-settembre, con il conseguente incremento della quantità di TEE offerti sul mercato.

Il prezzo medio ponderato dei TEE scambiati nel corso del 2007 è pari a 48,25 €/tep, in forte riduzione rispetto alla media del 2006 (77,71 €/tep).

Occorre evidenziare l'esistenza di una certa differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati; nel periodo 2006-2008 in media i certificati del tipo II sono stati ceduti a un prezzo superiore di quasi 40 €/tep rispetto a quelli del tipo I. Molto inferiore risulta il prezzo di scambio dei titoli di tipo III, sebbene il confronto sia reso poco significativo in ragione delle ridotte quantità a oggi scambiate.

ANNO	TIPO I	TIPO II	TIPO III
2006 (mar.-dic.)	22.664	11.564	76
2007 (gen.-dic.)	167.502	58.439	10
2008 (gen.-mar.)	70.808	12.583	127
TOTALE	260.974	82.586	213

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

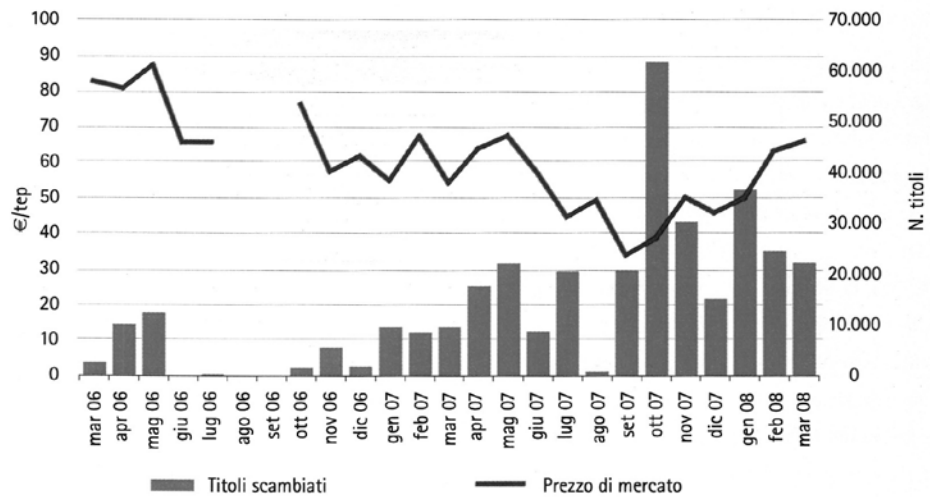
TAV. 2.18

Titoli scambiati nel mercato dei certificati bianchi al 31 marzo 2008

FIG. 2.31

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero dei titoli

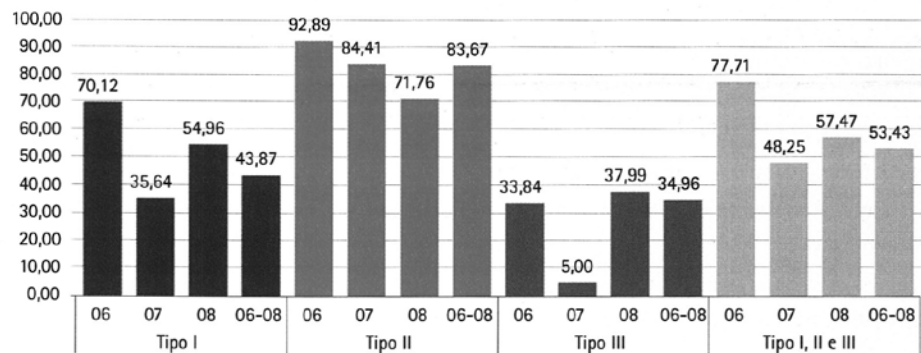


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.32

Andamento dei prezzi per tipologia di titoli scambiati

€/tep



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale della vendita

Dall'1 luglio 2007, con la completa apertura del mercato della vendita di energia elettrica, è stata data la facoltà a tutti i clienti finali di scegliere il proprio fornitore. Fino a tale data, la facoltà di accedere al mercato libero era riconosciuta solo ai clienti idonei (ovvero tutti i clienti non domestici a partire dall'1 luglio 2004). I clienti vincolati (domestici e non domestici che, ancor-

ché idonei, avevano deciso di non approvvigionarsi sul mercato libero) erano riforniti dal distributore locale sulla base delle tariffe fissate dall'Autorità. L'energia destinata ai clienti vincolati era acquistata sul mercato all'ingrosso dall'Acquirente Unico. La legge n. 125 del 12 agosto 2007 (legge di conversione del decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007), che ha dato attuazio-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

ne ad alcune disposizioni comunitarie previste dalla Direttiva 2003/54/CE, ha disposto a partire dall'1 luglio 2007:

- l'istituzione di un servizio di maggior tutela per i clienti domestici e per le piccole imprese connesse in BT (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro);
- l'istituzione di un servizio di salvaguardia a cui possono accedere tutti i clienti (che non rientrano nel servizio di maggior tutela) al fine di garantire che in ogni momento i clienti abbiano un proprio fornitore;
- l'obbligo di separazione societaria per le imprese di distribuzione, le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali, che al 30 giugno 2007 svolgevano l'attività di vendita in forma integrata.

Nel secondo semestre 2007, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità, il numero di operatori esercenti il servizio di maggior tutela è stato pari a 130; di questi, 120 risultavano essere anche distributori e circa 100 anche esercenti il servizio di salvaguardia. Con riferimento al mercato libero hanno risposto all'indagine dell'Autorità 272 operatori: il numero include le società di vendita che hanno operato nel segmento *retail* (135), le società che risultavano essere anche grossisti o venditori di gas (136), le società collegate societariamente a un distributore di energia elettrica (39) oppure a un produttore di energia elettrica (61). Nel 2007 il mercato della vendita al dettaglio, in termini di volumi, è stato pari a circa 301 TWh⁶, di cui il 60,3% ascrivibile alle vendite sul mercato libero, per oltre 36 milioni di punti di prelievo complessivi.

 Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. L'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere ai titolari dei punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica la compilazione di una dichiarazione attestante il possesso dei requisiti necessari per l'accesso a tale servizio.

Nell'ambito del servizio di maggior tutela le vendite alla clientela domestica, nel secondo semestre 2007, sono state pari al 62,9% dell'intero segmento di mercato in volume (circa 49 TWh) e hanno interessato l'82% dei punti di prelievo (in totale circa 17 milioni calcolati con il criterio *pro die*) (Tav. 2.20). Nel secondo semestre 2007, il cliente domestico residente con potenza fino a 3 kW ha consumato mediamente su base annua 2.300 kWh mentre il cliente residente con potenza superiore a 3 kW, nello stesso periodo, ha consumato circa 4.600 kWh. I consumi medi relativi invece ai clienti non residenti (secondo case) sono stati pari a circa 1.380 kWh annui.

A livello territoriale le regioni che presentano i più elevati valori medi di consumo per la clientela domestica in maggior tutela sono la Sardegna, la Campania, il Lazio, la Sicilia e il Veneto, mentre il Molise, la Liguria e la Valle d'Aosta hanno registrato livelli di consumo inferiori ai 1.800 kWh/a (Fig. 2.33).

TAV. 2.19

 Struttura del mercato
 finale della vendita
 nel 2007

TIPOLOGIA DI MERCATO ^(A)	RIFERIMENTO TEMPORALE	VOLUMI GWh	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(B)
Mercato vincolato	Primo semestre 2007	60.648	17.754.718
Mercato di maggior tutela	Secondo semestre 2007	49.243	16.837.635
Mercato di salvaguardia	Secondo semestre 2007	9.497	142.274
Mercato libero	Anno 2007	181.678	1.505.791
Mercato totale	Anno 2007	301.066	36.240.417

A) La segmentazione del mercato tra vincolato, maggior tutela e salvaguardia deve essere considerata in prima approssimazione data la limitata comparabilità dei dati semestrali.

(B) I punti di prelievo, per i dati semestrali, sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

⁶ Il dato di preconsuntivo 2007 di Terna al 27 febbraio 2008 relativo ai consumi totali (esclusi gli autoconsumi) era pari a 298,4 TWh.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.20

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	24.499	10.618.081
monoraria	24.458	10.606.805
bioraria	41	11.276
Domestici residenti oltre 3 kW e non residenti	6.458	3.102.608
monoraria	6.335	3.067.114
bioraria	123	35.494
Illuminazione pubblica	1.009	65.085
monoraria	911	65.083
multioraria	98	2
Altri usi	17.278	3.051.862
monoraria	17.183	3.051.575
bioraria	7	110
multioraria	88	177
TOTALE MAGGIOR TUTELA	49.243	16.837.635

A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.21

Vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo

Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	24.499	10.618.081
0 -900 kWh/anno	603	1.293.094
901-1.800 kWh/anno	3.804	2.741.139
1.801-2.640 kWh/anno	6.374	2.879.793
2.641-3.540 kWh/anno	6.405	2.103.782
3.541-4.440 kWh/anno	3.795	966.379
Oltre 4.440 kWh/anno	3.518	633.894
Domestici residenti oltre 3 kW e non residenti	6.458	3.097.531
0-900 kWh/anno	476	1.301.649
901-1.800 kWh/anno	770	589.486
1.80-2.640 kWh/anno	749	342.258
2.641-3.540 kWh/anno	808	263.564
3.541-4.440 kWh/anno	780	196.865
oltre 4.440 kWh/anno	2.874	403.709
TOTALE DOMESTICI	30.956	13.715.612

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della maggior tutela, come l'ex mercato vincolato, risulta fortemente concentrato. Enel Distribuzione Spa (oggi Enel Servizio Elettrico Spa) nel secondo semestre 2007 ha servito l'80% dei punti di prelievo per un totale di circa 38 TWh,

ovvero il 78% dell'intero segmento. Il secondo operatore, AceaElectrabel Elettricità, ha una quota di mercato pari all'11% in volumi e al 9% in termini di punti di prelievo. Gli altri operatori hanno quote singolarmente inferiori al 4%.

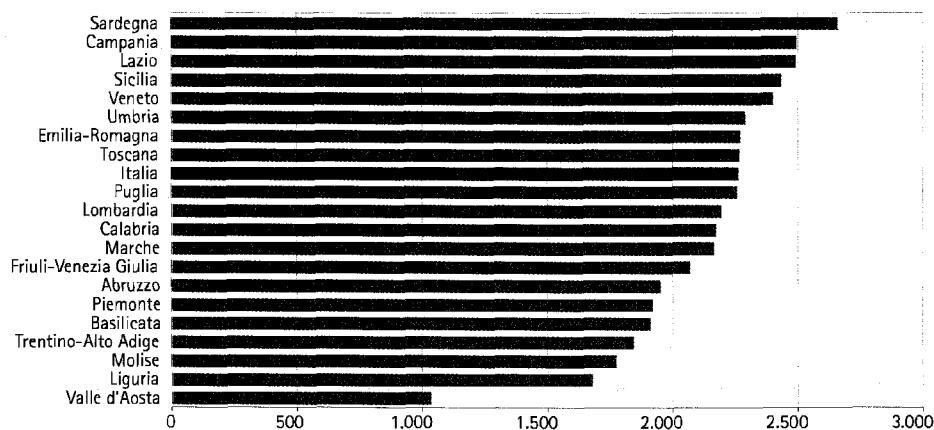


FIG. 2.33

Consumo medio annuo della clientela domestica in maggior tutela per regione

kWh/a; luglio-dicembre 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

REGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Distribuzione	38.376	77,9%
Acea/Electrabel Elettricità	5.468	11,1%
Aem Distribuzione Energia Elettrica	1.624	3,3%
Iride Mercato	699	1,4%
Asm Energia e Ambiente	610	1,2%
Hera Comm socio unico Hera	401	0,8%
Trenta	340	0,7%
Agsm Verona	237	0,5%
Enia energia (ex Amps Energie)	180	0,4%
Acegas-Aps Service	166	0,3%
Aziende Industriali Municipali Vicenza Energia	108	0,2%
Altri esercenti	1.034	2,1%
TOTALE ESERCENTI MAGGIOR TUTELA	49.243	100,0%

TAV. 2.22

Principali esercenti il servizio di maggior tutela

Luglio-Dicembre 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Mercato libero

Al 31 dicembre 2007 i clienti che risultavano essersi approvvigionati sul mercato libero nel corso del 2007 erano pari a circa 1,5 milioni di punti di prelievo per un totale di circa 181 TWh (Tav. 2.23). In termini di volumi oltre il 50% delle vendite ha interessato le imprese connesse alla rete in media tensione mentre circa un quarto è stato il contributo del segmento della clientela connessa in alta e altissima tensione. La ripartizione delle vendite finali in base ai punti di prelievo attribuisce invece oltre l'85% del mercato libero al segmento dei clienti non

domestici collegati in bassa tensione mentre il numero di punti di prelievo riferibili ai clienti domestici (circa 38.000), che per la prima volta hanno potuto rivolgersi a tale mercato, ha raggiunto una quota del 2,5%.

La ripartizione del mercato libero per classi di consumo riflette la struttura produttiva del nostro paese che vede una predominanza delle imprese di piccole dimensioni (il 99% dei punti di prelievo è relativo alle classi di consumo fino a 2.000 MWh/a) mentre in termini di volumi la classe più importante, dove si concentra il 29% delle vendite, è caratterizzata da consumi annui compresi tra 2.000 e 20.000 MWh (Tav. 2.24).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.23

Mercato libero per
tipologia di cliente

Anno 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO
BT	36.949	1.425.114
Domestico	97	38.124
Illuminazione pubblica	2.811	110.140
Altri usi	34.041	1.276.850
MT	97.603	80.058
Illuminazione pubblica	263	595
Altri usi	97.340	79.463
AT e AAT	47.126	619
TOTALE MERCATO LIBERO	181.678	1.505.791

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.24

Mercato libero per
classe di consumo

Anno 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO
< 20 MWh/anno	5.478	1.048.618
20-50 MWh/anno	6.766	212.644
50-100 MWh/anno	6.677	95.360
100-500 MWh/anno	23.280	111.463
500-2.000 MWh/anno	26.121	26.860
2.000-20.000 MWh/anno	53.577	10.024
20.000-50.000 MWh/anno	17.388	563
50.000-70.000 MWh/anno	4.951	81
70.000-150.000 MWh/anno	12.226	112
> 150.000 MWh/anno	25.215	65
TOTALE MERCATO LIBERO	181.678	1.505.791

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel mercato libero i consumi medi annui si sono attestati nel 2007 intorno a 120 MWh. Con riferimento al segmento "altri usi", ovvero esclusi i clienti domestici e la pubblica illuminazione, la media nazionale è stata pari a circa 130 MWh.

A livello territoriale le regioni caratterizzate da consumi medi annui per gli altri usi superiori a 180 MWh sono state l'Umbria, la Sardegna, la Lombardia e il Trentino Alto Adige mentre la Sicilia, la Puglia, la Liguria, la Calabria e l'Abruzzo hanno presentato livelli medi inferiori a 100 MWh/a (Fig. 2.34).

Nel 2007 le vendite sul mercato libero del gruppo Enel hanno rappresentato circa un quarto del totale in volume corrispondente a circa la metà dei punti di prelievo. I primi sette operatori hanno raggiunto singolarmente una quota superiore al 3% e cumulativamente il 63% delle vendite complessive (Tav. 2.25).

La figura 2.35 consente di confrontare la segmentazione del mercato libero relativo agli altri usi per gruppo societario e per livello di tensione a cui sono connessi i clienti. I gruppi Eni e CIR appaiono relativamente più presenti nel segmento della bassa tensione rispetto agli altri gruppi mentre il gruppo Eni presenta la percentuale più elevata con riferimento all'alta e all'altissima tensione.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia.

I soggetti che erogano tale servizio nel periodo compreso tra l'1 maggio e il 31 dicembre 2008 sono stati scelti attraverso pro-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

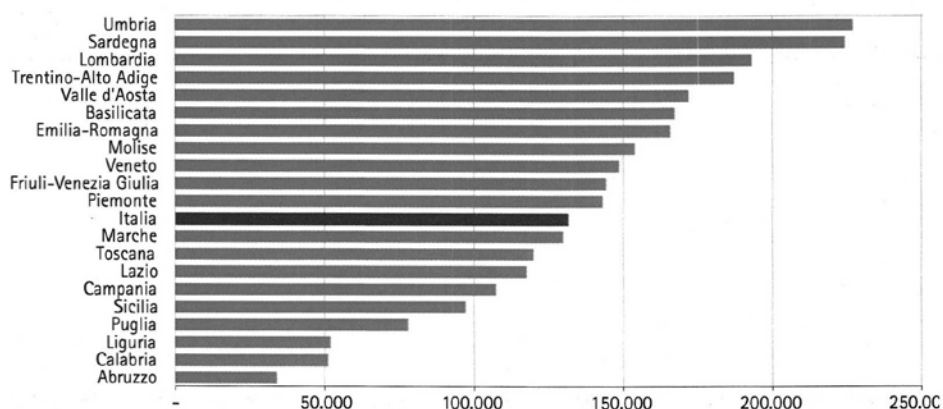


FIG. 2.34

Consumo medio annuo sul mercato libero (escluso clienti domestici e illuminazione pubblica) per regione kWh/a; anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

GRUPPO	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel	44.717	24,6%
Edison	20.844	11,5%
Eni	12.030	6,6%
Axpo Group	10.733	5,9%
Electrabel/Acea	9.706	5,3%
CIR	8.158	4,5%
Ergon Energia	7.566	4,2%
Altri esercenti	67.925	37,4%
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	181.677	100,0%

TAV. 2.25

Principali esercenti sul mercato libero Anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

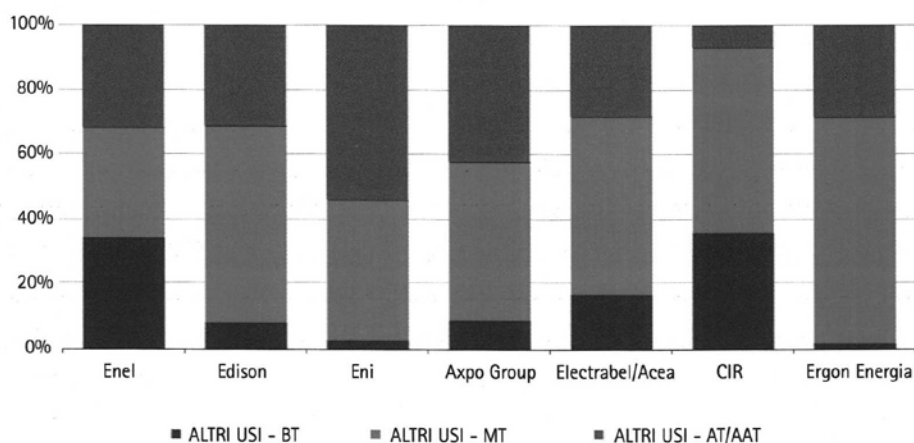


FIG. 2.35

Ripartizione percentuale del mercato libero per tensione (esclusi clienti domestici e illuminazione pubblica) per i principali operatori Anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

cedure concorsuali per aree territoriali dopo una fase transitoria in cui la continuità della fornitura è stata garantita dalle imprese distributrici o da società di vendita a queste collegate. Diversamente dalla maggior tutela, le condizioni economiche della salvaguardia sono fissate dall'esercente in modo da riflettere i costi sostenuti per l'erogazione del servizio; le relative offerte commerciali proposte ai clienti finali devono essere trasparenti e non discriminatorie.

Nel secondo semestre 2007 il servizio di salvaguardia ha interessato più di 140.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 9,5 TWh. Di questi, circa due terzi si riferiscono agli utilizzi industriali/commerciali (diversi dall'illuminazione pubblica e dagli utilizzi soggetti a regimi tariffari speciali) con prevalenza di connessioni in media

tensione (Tav. 2.26). Più della metà delle vendite totali in salvaguardia cadono nelle classi centrali di consumo della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi adottata da Eurostat ovvero sono comprese tra 100 e 20.000 MWh annui (Tav. 2.27).

In termini di consumo medio annuo le regioni Lombardia e Campania hanno registrato nel periodo luglio-dicembre 2007 scostamenti superiori del 40% rispetto alla media nazionale, pari a circa 57 MWh/a, mentre per Liguria, Emilia Romagna e Friuli Venezia Giulia i livelli di consumo sono stati mediamente inferiori del 25% al valore medio nazionale.

Nel periodo transitorio gli esercenti il servizio di salvaguardia sono stati un centinaio di cui circa una settantina hanno servito effettivamente clienti ammessi a questo regime. Enel Distribuzione, in particolare, ha coperto circa il 90% delle vendite totali.

TAV. 2.26

Servizio di salvaguardia
per tipologia di cliente

Luglio-Dicembre 2007

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	1.882	126.507
Illuminazione pubblica	520	28.072
Altri usi	1.290	95.562
Regimi tariffari speciali	72	2.873
MT	5.103	15.710
Illuminazione pubblica	35	141
Altri usi	4.996	15.476
Regimi tariffari speciali	71	93
AT e AAT	2.513	56
Altri usi	99	54
Regimi tariffari speciali	2.414	2
TOTALE SALVAGUARDIA	9.497	142.274

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.27

Servizio di salvaguardia
per classe di consumo

Luglio-Dicembre 2007

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
< 20 MWh/anno	616	100.501
20-50 MWh/anno	749	24.536
50-100 MWh/anno	502	7.302
100-500 MWh/anno	1.644	7.281
500-2.000 MWh/anno	2.063	2.281
2.000-20.000 MWh/anno	1.435	369
20.000-50.000 MWh/anno	56	2
50.000-70.000 MWh/anno	33	1
70.000-150.000 MWh/anno	19	0
> 150.000 MWh/anno	2.380	1
TOTALE SALVAGUARDIA	9.497	142.274

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

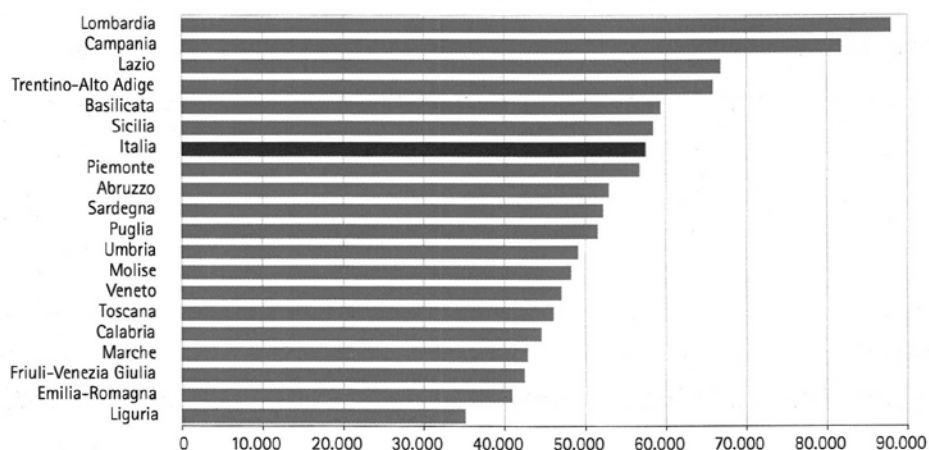


FIG. 2.36

Consumo medio annuo della clientela in regime di salvaguardia (esclusi illuminazione pubblica e regimi tariffari speciali) per regione

kWh/a; luglio-dicembre 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

REGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Distribuzione	8.418	88,6%
AceaElectrabel Elettricità	326	3,4%
Aem Distribuzione Energia Elettrica	282	3,0%
Iride Mercato	103	1,1%
Trenta	76	0,8%
Hera Comm socio unico Hera	49	0,5%
Azienda Energetica - Etschwerke AG	31	0,3%
Acegas-APS Service	27	0,3%
Altri esercenti	185	1,9%
Totale esercenti servizio salvaguardia	9.497	100,0%

TAV. 2.28

Principali esercenti il servizio di salvaguardia

Luglio-Dicembre 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

In esito al processo di revisione della regolazione tariffaria del settore elettrico per il periodo 2008-2011, conclusosi con la delibera dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348, la tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2008 ha subito complessivamente una riduzione rispetto all'anno 2007 pari all'11,1%, passando da 2,420 c€/kWh a 2,152 c€/kWh. La variazione più consistente, relativa al servizio di distribuzione, è in parte rilevante collegata al venir meno del ruolo (e dunque del riconoscimento di costo) del distributore quale interfaccia con i clienti finali in bassa tensione, in conseguenza del completamento del processo di liberalizzazione del settore elettrico che ha assegnato tale ruolo alle società di vendita.

Nella tavola 2.29 sono evidenziate le variazioni 2008-2007 della tariffa media considerando separatamente le suddette attività.

Occorre inoltre evidenziare che i costi relativi all'attività di commercializzazione della vendita (che fino a luglio 2007 venivano remunerati tramite la componente tariffaria COV), non sono più oggetto di regolazione nell'ambito della definizione delle tariffe a copertura dei costi legati alle infrastrutture di rete, ma rientrano dal secondo semestre dell'anno 2007 nella regolazione del servizio di vendita dell'energia elettrica disciplinata dall'Allegato A alla delibera n. 156/07, come successivamente modificato e integrato.

Le tavole 2.30 e 2.31 illustrano le variazioni intercorse tra l'anno 2007 e l'anno 2008 delle tariffe medie relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, dettagliate per tipologia contrattuale.

Rispetto al precedente periodo di regolazione l'Autorità, con la delibera n. 348/07, ha introdotto un'apposita tipologia di con-

TAV. 2.29

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Anno 2007	0,350	1,780	0,290	2,420
Differenza 2008-2007	-0,005	-0,246	-0,017	-0,268
Variazione % 2008-2007	-1,4%	-13,8%	-5,9%	-11,1%

TAV. 2.30

Servizio di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
c€/kWh

	2007	2008	DIFFERENZA 2008-2007
BT usi domestici	3,850	3,417	-0,433
BT illuminazione pubblica	1,820	1,706	-0,114
BT altri usi	3,190	2,726	-0,464
MT illuminazione pubblica	1,120	1,072	-0,048
MT altri usi	1,310	1,133	-0,177
AT	0,450	0,446	-0,004
AAT > 220 kV	0,450	0,405	-0,045

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	2007	2008	DIFFERENZA 2008-2007
BT usi domestici	0,840	0,926	0,086
BT illuminazione pubblica	0,110	0,065	-0,045
BT altri usi	0,340	0,287	-0,053
MT illuminazione pubblica	0,060	0,061	0,001
MT altri usi	0,060	0,029	-0,031
AT	0,050	0,005	-0,045
AAT > 220 kV	0,050	0,001	-0,049

TAV. 2.31

Servizio di misura:
tariffe per tipologia
di cliente
€/kWh

tratto per le utenze connesse in altissima tensione (utenze caratterizzate da una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV), per le quali è stato previsto un corrispettivo a copertura dei costi di distribuzione ridotto rispetto a quello applicato alle altre utenze in alta tensione.

Con riferimento ai corrispettivi di misura, anche in esito alle osservazioni formulate dagli operatori del settore durante il pro-

cesso di consultazione che ha preceduto la delibera n. 348/07, l'Autorità ha provveduto inoltre a ridefinire l'allocazione dei costi relativi al servizio di misura tra le tipologie contrattuali in modo da determinare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective* rispetto a quelle in vigore nel secondo periodo regolatorio. Tale intervento spiega il diverso impatto tra le diverse tipologie di clientela della manovra tariffaria decisa dall'Autorità.

Prezzi del mercato libero

Nel 2007, sulla base dei dati rilevati dall'Autorità presso gli operatori, il prezzo medio, ponderato con i volumi, dell'energia elettrica sul mercato libero si è attestato intorno ai 74 €/MWh. Tale prezzo è da intendersi al netto delle componenti fiscali, degli oneri generali di sistema e delle componenti tariffarie a

copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura, mentre include il costo del servizio di commercializzazione della vendita. Nella tavola 2.32 i prezzi del mercato libero sono segmentati per livello di tensione mentre nella tavola 2.33 è rappresentata la ripartizione per classi di consumo.

TENSIONE	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
BT	80,50	36.949
MT	75,76	97.603
AT e AAT	65,78	47.126
Totale	74,14	181.678

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Dati provvisori.

TAV. 2.32

Prezzi medi finali
dell'energia elettrica
sul mercato libero per
livello di tensione
Anno 2007

TAV. 2.33

Prezzi medi finali
dell'energia elettrica
sul mercato libero per
classe di consumo

Anno 2007

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 20 MWh/anno	81,83	5.478
20-50 MWh/anno	80,90	6.766
50-100 MWh/anno	80,55	6.677
100-500 MWh/anno	80,53	23.280
500-2.000 MWh/anno	79,24	26.121
2.000-20.000 MWh/anno	74,66	53.577
20.000-50.000 MWh/anno	69,62	17.388
50.000-70.000 MWh/anno	68,43	4.951
70.000-150.000 MWh/anno	65,89	12.226
> 150.000 MWh/anno	64,90	25.215
Totale	74,14	181.678

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori. Dati provvisori.

Prezzi del mercato vincolato – Condizioni economiche di fornitura

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

Per il periodo compreso tra l'1 aprile 2004, data dell'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, e il 30 giugno 2007, all'Acquirente Unico è stato affidato il compito di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003. Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, l'Acquirente Unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano nel servizio di maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, per il quale l'Acquirente Unico ha svolto in via transitoria la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica limitatamente al periodo compreso tra i mesi di luglio e ottobre 2007. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attri-

buite, l'Acquirente Unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento a cui può ricorrere.

La tavola 2.34 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2007. 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 13% del suo fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sul mercato del giorno prima, il 53% di tali acquisiti è stato coperto dal rischio prezzo con contratti differenziali e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla delibera del CIP6 (capacità produttiva CIP6).

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori superiori a quelli del 2006 e corrispondenti a circa l'1,6% del fabbisogno. Nella tavola 2.35 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	5.218	3.788	7.197	16.203
<i>di cui</i>				
importazioni annuali	1.030	690	1.275	2.995
importazioni pluriennali	1.658	1.224	2.348	5.231
altri contratti di importazione	3	2	3	8
DL n. 387/03	1.959	1.427	2.712	6.098
contratti bilaterali	567	444	859	1.871
Mercato del giorno prima	43.591	28.371	34.572	106.534
<i>di cui</i>				
contratti differenziali	20.867	11.101	10.959	42.927
CIP6	4.428	3.254	6.236	13.918
acquisti a PUN	18.296	14.016	17.376	49.688
Sbilanciamento Unità di consumo ^(A)	406	962	610	1.977
TOTALE	49.214	33.121	42.379	124.714

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera n. 111/06 e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.34

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2007

GWh

INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO GENNAIO-DICEMBRE 2007				
CIP6	9%	10%	15%	11%
Contratti bilaterali	1%	1%	2%	2%
Importazioni	5%	6%	9%	7%
Differenziali	42%	34%	26%	34%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.35

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2007

Con riferimento al 2008⁷, in applicazione della delibera n. 280/07, è venuto meno l'apporto dell'energia elettrica cosiddetta "DL n. 387/03"⁸. Complessivamente l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa l'81% del fabbisogno dell'Acquirente Unico, ma rispetto all'anno 2007 sono sensibilmente diminuiti i contratti differenziali a copertura del rischio della volatilità dei prezzi di borsa. Ciò è dovuto principalmente al venir meno dei cosiddetti contratti differenziali "a una via", giunti a termine nel 2007, e a una minore sottoscrizione di altri contratti differenziali di durata annuale. La quota del portafoglio dell'Acquirente Unico coperta con contratti differenziali contro il rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima prevista per l'anno 2008 fa riferimento:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008 (contratti differenziali 2008);
- alla potenza sottostante il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2008 stipulato tra l'Acquirente Unico ed Enel Produzione Spa.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2008, l'Acquirente Unico ha bandito due aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.36, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e le loro rispettive durate. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2008 è prevista collocarsi intorno al 2% del fabbisogno.

⁷ I dati relativi all'anno 2008 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2008.

⁸ Si tratta della quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili che doveva essere obbligatoriamente immessa in rete da produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, secondo quanto previsto dall'art. 4, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.36

**Quantità assegnate
in ogni singola asta:
contratti differenziali
2008**

DATA	MW	PRODOTTO	DURATA	
3 gennaio 2008	55	<i>baseload</i>	1 gennaio – 31 dicembre 2008	
	150		1-29 febbraio 2008	
	140		1-31 marzo 2008	
	150		1-30 aprile 2008	
	140		1-31 maggio 2008	
	150		1-30 giugno 2008	
	80	<i>baseload</i>	1-31 luglio 2008	
	120		1-31 agosto 2008	
	130		1-30 settembre 2008	
	90		1-31 ottobre 2008	
	130		1-30 novembre 2008	
	30 gennaio 2008	120		1-31 dicembre 2008
		150		1-29 febbraio 2008
		150		1-31 marzo 2008
150			1-30 aprile 2008	
140			1-31 maggio 2008	
130			1-30 giugno 2008	
80		<i>peakload</i>	1-31 luglio 2008	
150			1-31 agosto 2008	
150			1-30 settembre 2008	
120			1-31 ottobre 2008	
110			1-30 novembre 2008	
150			1-31 dicembre 2008	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* pari a una componente di prezzo, risultante dal processo di assegnazione, indicizzata al prezzo del petrolio di qualità Brent nei diversi mesi di validità del contratto. 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 2008. 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.

Il prezzo di mercato è definito nel contratto come la media dei prezzi del 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 2.37.

TAV. 2.37

**Quantità assegnate:
capacità produttiva
virtuale (VPP) 2008**

PRODOTTO	MW
<i>baseload</i>	150
<i>onpeak</i>	100
<i>offpeak</i>	100

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Per l'anno 2008 l'Acquirente Unico ha inoltre bandito tre aste per la stipula di contratti bilaterali fisici di tipo *baseload*. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.38.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 19 settembre 2007 prevede una valorizzazione a prezzo fisso con opzione di indicizzazione al prezzo del Brent, l'asta del 12 dicembre 2007 prevede una valorizzazione a prezzo fisso, l'asta del 20 dicembre 2007, infine, prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent.

Infine, per quanto attiene i contratti di importazione annuale, l'Acquirente Unico ha bandito aste di importazione dalla Svizzera: la potenza assegnata singolarmente in ogni asta è

riportata nella tavola 2.39, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e la loro rispettiva durata.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono:

- 175 MW di prodotto *baseload* nel mese di marzo;
- 150 MW di prodotto *peakload* nel periodo aprile-dicembre 2008;

relativi a due contratti di importazione dalla Svizzera sottoscritti dall'Acquirente Unico.

Infine, la tavola 2.40 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2008.

	MW
Asta del 19 settembre 2007	580
Asta del 12 dicembre 2007	367
Asta del 20 dicembre 2007	30

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.38

**Quantità assegnate:
contratti bilaterali 2008**

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Asta annuale	312	<i>baseload</i>	1 gennaio - 31 dicembre 2008
	547	<i>baseload</i>	1-29 febbraio 2008
	337	<i>peakload</i>	1-29 febbraio 2008
Aste mensili	400	<i>baseload</i>	1-31 marzo 2008
	200	<i>peakload</i>	1-31 marzo 2008
	675	<i>baseload</i>	1-30 aprile 2008
	125	<i>peakload</i>	1-30 aprile 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.39

**Quantità assegnate:
contratti di importazione
dalla Svizzera 2008**

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.40

Approvvigionamenti
dell'Acquirente Unico
previsti per l'anno 2008

FORTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2008 (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 20% del totale della capacità di importazione	4.178	4,3	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.270	5,5	68 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2007 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 329/07)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008	8.576	8,9	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima) di cui	La quota rimanente per soddisfare la domanda del cliente finale	78.418	81,3	Prezzo unico nazionale
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 25% delle bande CIP6 assegnate	9.771	10,1	68 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 novembre 2007 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 331/07)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2008 e la potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (VPP)	4.085	4,2	Prezzi strike fissi o indicizzati a seconda dei contratti, funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
TOTALE FABBISOGNO		96.442	100,0	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Energia elettrica e inflazione

Dopo due anni di costante, ma relativamente moderata, crescita, le quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi hanno ripreso un trend di ripida ascesa per tutto il 2007. A fronte di questi andamenti internazionali, la dinamica della tariffa elet-

trica ha registrato un andamento in salita per tutto il 2006, di rientro nella prima metà del 2007 e di nuova risalita a partire dall'autunno dello stesso anno.

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 collettività⁹, ha registrato, infat-

⁹ 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 2006, è salito all'1,4% nel 2007 ed è tornato all'1,2% nel 2008.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

MESI	2006				2007			
	PREZZO NOMINALE	VAR% 2006-2005	PREZZO REALE ^{A)}	VAR% 2006-2005	PREZZO NOMINALE	VAR% 2007-2006	PREZZO REALE ^{A)}	VAR% 2007-2006
Gennaio	108,8	7,7	85,0	5,4	121,5	11,7	93,4	9,9
Febbraio	108,8	7,7	84,8	5,5	121,5	11,7	93,1	9,8
Marzo	108,8	7,7	84,7	5,4	121,5	11,7	93,0	9,9
Aprile	114,3	11,4	88,6	9,1	121,0	5,9	92,4	4,3
Maggio	114,3	11,4	88,5	9,1	121,0	5,9	92,2	4,2
Giugno	114,3	11,4	88,3	9,1	121,0	5,9	92,0	4,2
Luglio	120,2	16,9	92,7	14,6	121,2	0,8	91,9	-0,8
Agosto	120,2	16,9	92,5	14,5	121,2	0,8	91,7	-0,8
Settembre	120,2	16,9	92,5	14,5	121,2	0,8	91,7	-0,8
Ottobre	121,8	14,0	93,9	12,1	123,7	1,6	93,4	-0,6
Novembre	121,8	14,0	93,8	12,0	123,7	1,6	93,0	-0,8
Dicembre	121,8	14,0	93,7	12,0	123,7	1,6	92,7	-1,0
Media annua	116,3	12,6	89,9	10,3	121,9	4,8	92,6	2,9

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

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

TAV. 2.41

Indici mensili Istat
dei prezzi dell'energia
elettrica

Numeri indice 1995 = 100
e variazioni percentuali

ti, aumenti via via più consistenti nel corso del 2006, ma nella prima metà del 2007 è tornato a ridursi.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.41, è possibile osservare che per tutto il 2006, l'energia ha registrato incrementi congiunturali consistenti (1,9% in gennaio, due aumenti del 5% circa, in aprile e in luglio e un rialzo più contenuto, pari all'1,3%, in ottobre). In estate il tasso tendenziale (che indica l'incremento del prezzo rispetto all'anno precedente) ha toccato un punto di massimo, pari al 17%. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 12,6%. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, in termini reali il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 10,3%.

Il 2007 si è aperto con una discesa dello 0,2%, seguita da una diminuzione dello 0,4%, in aprile e da un incremento contenuto, pari allo 0,2%, in luglio. L'aumento del 2,1% registrato in ottobre ha fatto invertire l'andamento del tasso tendenziale che, in marcata discesa dall'inizio dell'anno, è tornato a salire nell'ultimo trimestre. Dal 17% del settembre 2006, infatti, il tasso tendenziale del prezzo dell'energia elettrica è sceso sino allo 0,8% in luglio per poi toccare l'1,6% nel dicembre 2007. In ragione d'anno il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8% nel 2007, mentre il tasso di inflazione generale si è fermato all'1,8%. Valutato in termini reali, quindi, il prezzo dell'elettricità per le famiglie è aumentato del 2,9%.

Il buon andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel 2007 si può osservare anche nel confronto con i principali

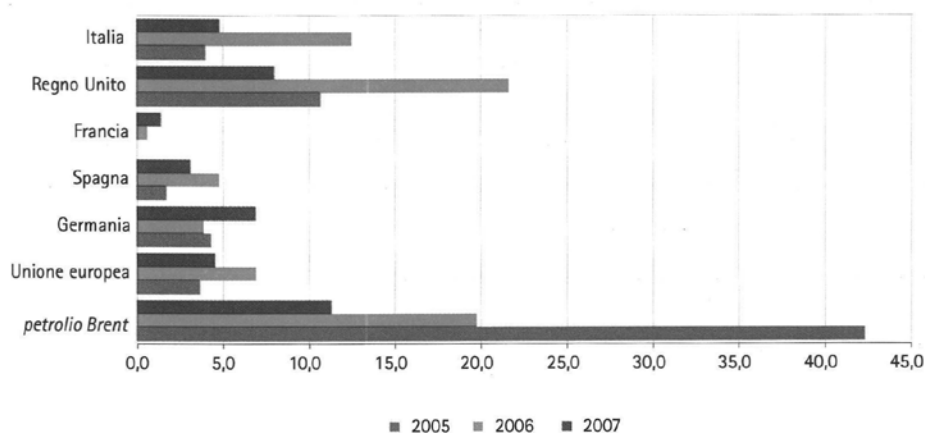
paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.37).

Dopo un 2005 nel quale il prezzo italiano, a fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 40% (riprodotta per memoria nel grafico), era riuscito a mantenersi in linea con quello della media europea (3,7%), nel 2006, con una risalita del 12,5%, la performance del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Con un aumento del prezzo del petrolio Brent del 20%, nella media dei paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata solo della metà, cioè del 6,8%. Nel 2007 il prezzo italiano ha evidenziato invece una variazione perfettamente in linea con i paesi europei: il 4,8% della crescita italiana si confronta infatti con il 4,6% della media dell'Unione europea (a 27 paesi). La crescita del prezzo italiano è risultata assai più contenuta di quella del Regno Unito (8%) e della Germania (6,9%), ma più elevata di quella della Spagna (3,1%) e della Francia (1,4%). Come già sottolineato nelle *Relazioni Annuali* degli scorsi anni, lo spettro degli aumenti del prezzo dell'energia elettrica per i paesi considerati riflette l'importanza della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi paesi. In periodi di marcati aumenti delle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili fossili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili.

FIG. 2.37

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



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

Tariffa elettrica media nazionale e condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La serie storica della tariffa elettrica media nazionale dall'1 luglio 2007, con la completa apertura del segmento della vendita ai clienti finali, presenta una soluzione di continuità. Su base omogenea, a partire dal terzo trimestre 2007, è possibile confrontare con il passato solo le componenti relative alla copertura dei costi di trasporto e di misura e gli oneri generali di sistema (Fig. 2.38). Dal terzo trimestre 2007, pertanto, alla serie storica della tariffa media nazionale si affianca la nuova serie storica relativa alle condizioni economiche medie per le classi di clienti rien-

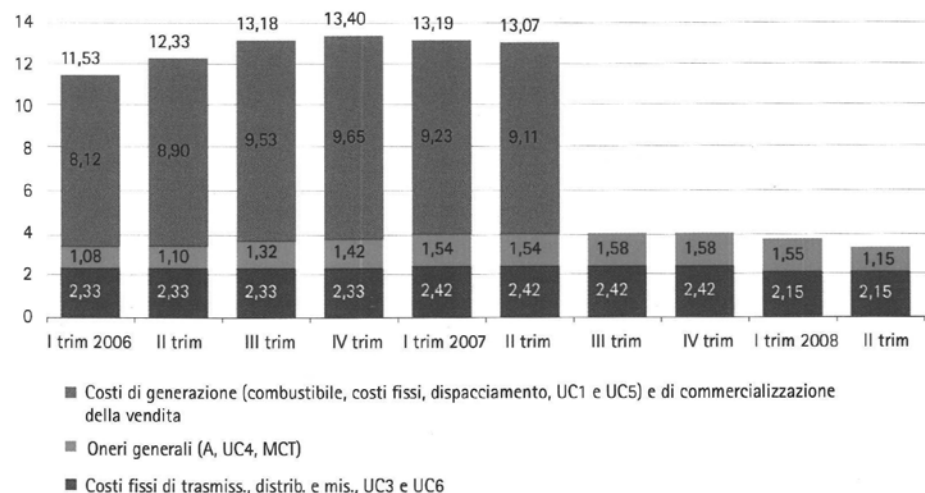
tranti nel regime di maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese). Questa nuova serie comprende anche le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica che non sono tuttavia confrontabili con le analoghe componenti della tariffa media nazionale per il mercato vincolato relative al periodo aprile 2004 – luglio 2007.

Per finalità statistiche l'Autorità ha provveduto a calcolare le condizioni economiche medie di maggior tutela dal primo trimestre 2006, al fine di evidenziarne l'andamento temporale, ipotizzando che anche nel passato fosse esistito un regime di maggior tutela anziché il mercato vincolato. Nella figura 2.39 l'andamento della tariffa media nazionale è confrontato con

FIG. 2.38

Tariffa elettrica media nazionale: andamento negli ultimi due anni

Al netto delle imposte, c€/kWh



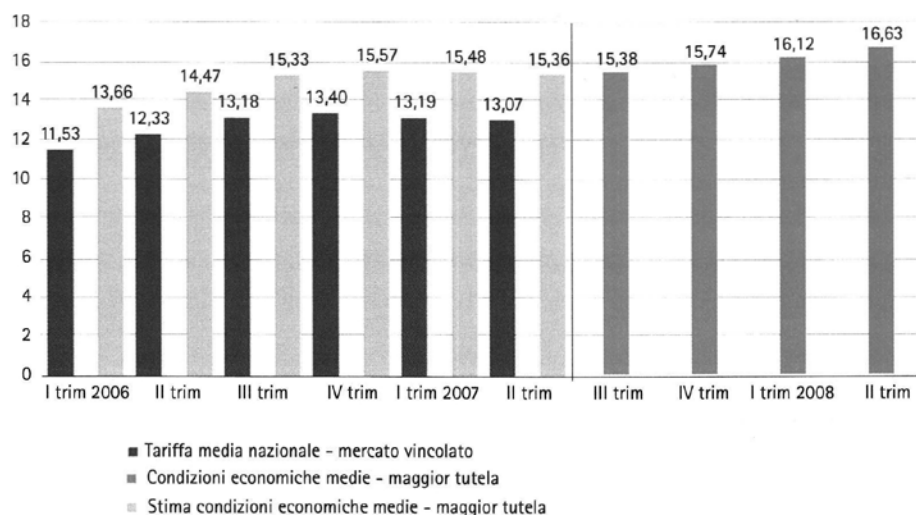


FIG. 2.39

Dalla tariffa elettrica media nazionale alle condizioni economiche di maggior tutela

Al netto delle imposte, c€/kWh

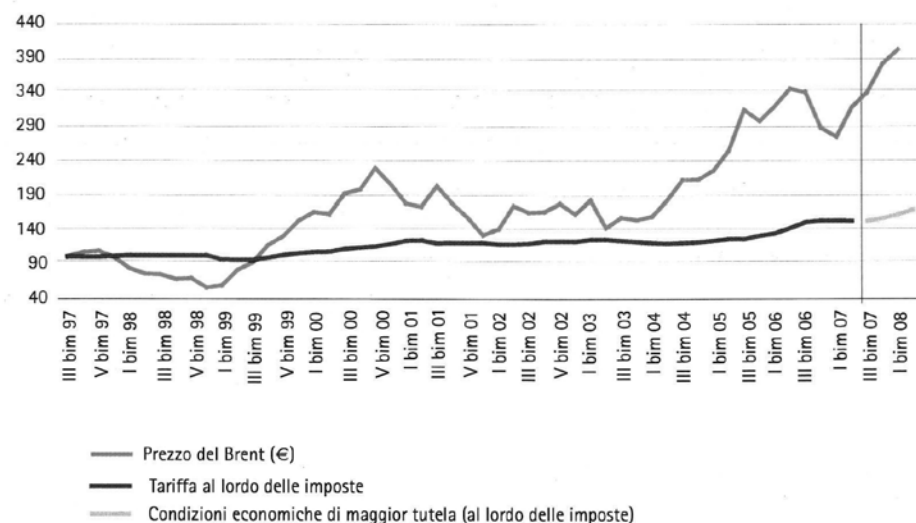


FIG. 2.40

Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e prezzo del petrolio

Numeri indice III bimestre 1997=100^(A)

(A) Consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

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

quello delle condizioni economiche medie di maggior tutela. I dati evidenziano il livello più elevato di queste ultime, che si riferiscono ai clienti domestici e ai piccoli clienti non domestici allacciati in bassa tensione, rispetto alla tariffa media nazionale dove sono rappresentate anche le tipologie contrattuali relative ai clienti allacciati in media e alta tensione. Negli ultimi 11 anni, a fronte di un prezzo del petrolio che si è

quadruplicato (in euro in termini nominali) il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 61%. La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto sulla tariffa elettrica delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004 (Fig. 2.40).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Dal secondo trimestre 2007, con la pubblicazione del *Testo integrato della vendita* (TIV), l'Autorità ha introdotto una nuova terminologia per definire i corrispettivi che costituiscono le condizioni economiche di erogazione del servizio di maggior

tutela al fine di enfatizzare il passaggio dal regime di mercato vincolato al nuovo regime di maggior tutela. Nella tavola 2.42 le componenti tariffarie applicate al mercato vincolato sono confrontate con le componenti applicate alla maggior tutela.

TAV. 2.42

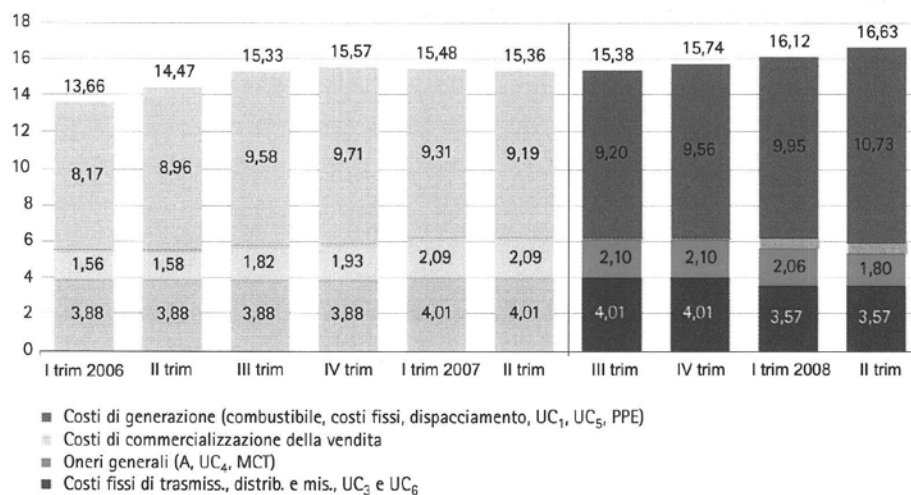
Componenti applicate al mercato vincolato e alla maggior tutela

AL 30 GIUGNO 2007: MERCATO VINCOLATO	DALL'1 LUGLIO 2007: MAGGIOR TUTELA	A COPERTURA DI:
Componente COV	Corrispettivo PVC	Costi di commercializzazione della vendita
Componente CCA	Corrispettivo PED	Costi di approvvigionamento dell'energia elettrica
VE	-	Costi sostenuti dai produttori di energia elettrica per l'acquisto dei certificati verdi negli anni 2002-2003
DP	-	Costi sostenuti da Terna per la riconciliazione 2001
PC	PE	Costi di acquisto dell'energia elettrica
OD	PD	Costi di dispacciamento comprendenti gli oneri per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, del servizio di interrompibilità del carico, con o senza preavviso, e della differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti
CD		
INT		
Componente UC ₅		
Componente UC ₁	Componente UC ₁	Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato negli anni dal 2004 al 2007
-	Corrispettivo PPE	Squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela dall'1 gennaio 2008

FIG. 2.41

Condizioni economiche medie di maggior tutela(A)

Al netto delle imposte; c€/KWh



(A) I valori antecedenti il terzo trimestre 2007 sono stime interne effettuate per finalità statistiche e non valori effettivi.

All'1 aprile 2008 il prezzo medio dell'energia elettrica al netto delle imposte per la clientela in regime di maggior tutela è pari a 16,63 c€/kWh. La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 21% sul prezzo netto complessivo. Nel secondo trimestre 2006 tale componente sarebbe stata pari al 27%.

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica ad aprile 2008 rappresentano il 65% del prezzo netto mentre la loro incidenza nel secondo trimestre 2006 sarebbe stata pari al 62%. Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC₁ relativa alla copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e pari a 0,441 c€/kWh;
- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 ma non ancora attivata, destinata al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispac-

ciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela;

- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC₅ (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità di capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità) e che sono stati inglobati in un unico elemento (l'elemento PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita ad aprile 2008 è pari a 0,54 c€/kWh e pesa per circa il 3% sul prezzo totale mentre la sua incidenza nell'aprile del 2006 sarebbe stata del tutto marginale (0,3%).

Nel secondo trimestre 2008 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC₄, relativa alle integrazioni tariffarie, e MCT, per le misure di compensazione territoriale) ammontano in media, per i clienti in regime di maggior tutela, a 1,80 c€/kWh e incidono sul prezzo complessivo al netto delle imposte per il 10,8%, in linea con la percentuale che avrebbero registrato nell'aprile 2006.

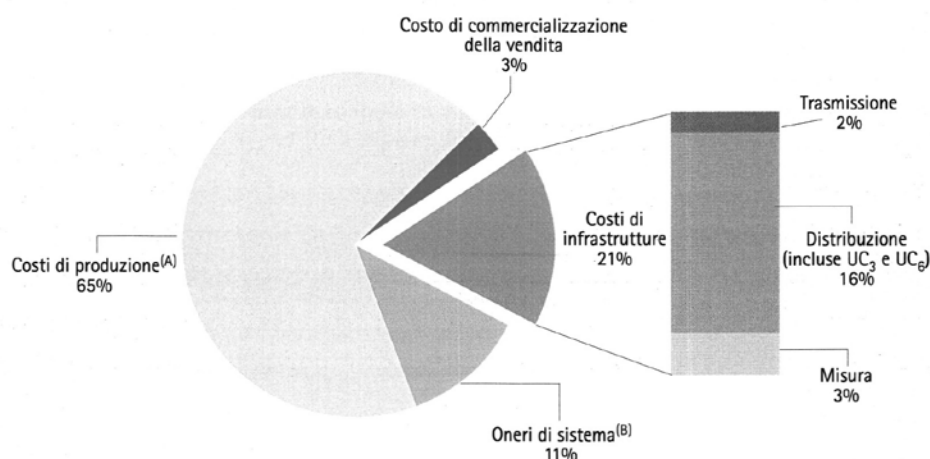


FIG. 2.42

Composizione percentuale delle condizioni economiche medie di maggior tutela al netto delle imposte al 1° aprile 2008

(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 le componenti UC₁, UC₅ e PPE.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, la componente UC₄ e la componente MCT.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata oggetto di una significativa evoluzione nel corso degli ultimi anni. La delibera 30 dicembre 2004, n. 250, aveva fissato, tra le direttive al GRTN per la predisposizione del Codice di rete, alcune regole in materia di qualità del servizio di trasmissione, definendo gli obblighi di registrazione delle disalimentazioni che riguardano gli utenti della RTN, nonché obblighi di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio; tra questi, in particolare, la pubblicazione annuale di un rapporto sulla qualità del servizio. Tale rapporto è stato pubblicato per la prima volta da Terna nel 2007 e fornisce informazioni inerenti la qualità del servizio di trasmissione nell'anno 2006, a fronte dei "livelli attesi di qualità" del servizio di trasmissione proposti dalla stessa Terna e approvati dall'Autorità per l'anno 2006 con la delibera 17 gennaio 2006, n. 6. I livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione sono stati aggiornati per l'anno 2007 con la delibera 23 febbraio 2007, n. 37, e riguardano le disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la RTN) attribuibili alla responsabilità del gestore della rete di trasmissione, al netto degli "incidenti rilevanti" (disalimentazioni con energia non fornita superiore a 150 MWh/evento) e delle cause di forza maggiore.

Esaminando i dati sulla qualità del servizio di trasmissione al netto degli incidenti rilevanti, su una durata media complessiva di interruzione per cliente pari a circa 1 ora per anno, meno di 1 minuto, al netto degli incidenti rilevanti sulla RTN, dipende dalla trasmissione (Tav. 2.43).

È importante sottolineare che i livelli attesi, e il consuntivo a fronte di essi, sono valutati senza includere gli effetti degli incidenti rilevanti e delle disalimentazioni attribuite a cause di forza maggiore. La distinzione tra "incidenti rilevanti" e "altre disalimentazioni", introdotta inizialmente con la delibera n. 250/04, è stata oggetto di revisione nel corso del procedimento per la formazione di provvedimenti per il terzo periodo regolatorio, in quanto un numero anche ridottissimo di incidenti rilevanti può aumentare sensibilmente il livello dell'energia non fornita e peggiorare i livelli degli indicatori di qualità complessiva del servizio di trasmissione.

Con la delibera 27 dicembre 2007, n. 341, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione è stata modificata, introducendo uno schema di incentivi e penalità per l'energia non servita e per il numero di disalimentazioni relativi alla RTN (si veda il Volume 2). Tale schema di regolazione incentivante richiede la ricostruzione dei dati storici di continuità del servizio di trasmissione in accordo alle regole che verranno utiliz-

TAV. 2.43

Tempo medio di disalimentazione di sistema^(A)

Minuti/anno – anno 2007
(esclusi gli incidenti rilevanti)

AREA	CONSUNTIVO	LIVELLI ATTESI
Torino	0,21	0,80
Milano	1,75	1,00
Venezia	0,45	1,10
Firenze	1,13	0,70
Roma	0,64	1,10
Napoli	1,41	3,00
Palermo	1,07	2,80
Cagliari	0,29	1,00
Nazionale	0,99	1,00

(A) Livelli calcolati per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali di Terna, con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti della RTN direttamente e indirettamente connessi, coinvolti nei disservizi dovuti alle cause attribuibili a Terna ("altre cause"), con esclusione degli incidenti rilevanti e senza alcuna distinzione per l'origine della disalimentazione.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

zate nel periodo 2008-2011. In base ai dati ricevuti da Terna al 30 aprile 2008, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici, la situazione della qualità del servizio di trasmissione è quella indicata nella tavola 2.44 per quanto riguarda l'energia non servita e nella tavola 2.45 per quanto riguarda il numero medio di disalimentazioni per utente della rete RTN (vedi il riquadro *Indicatori della qualità del servizio di trasmissione*). Tra gli incidenti rilevanti che si sono verificati nel corso del 2007 e che hanno causato disservizi sulla rete di trasmissione, il principale è avvenuto in Sicilia a fine giugno 2007, a seguito della combinazione di guasti contemporanei e dell'apertura di linee ad alta tensione per permettere gli spegnimenti degli incendi nell'isola, con un'energia non servita pari a 4.762

MWh; nel corso dell'evento sono intervenuti anche i sistemi di difesa ed è stato necessario ricorrere al Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) "in tempo reale" per riuscire a ripristinare gradualmente il servizio. Gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa hanno inciso sugli indicatori di continuità del servizio nel 2007 per 9 minuti di interruzione all'anno per cliente. Il sistema di regolazione incentivante introdotto anche per la rete di trasmissione con la delibera n. 341/07 per il periodo di regolazione 2008-2011 permetterà di avvicinare ulteriormente i livelli di qualità tra Centro-Nord e Sud Italia e di ridurre i disservizi sulla rete di trasmissione, inclusa la maggior parte delle diverse tipologie di incidenti rilevanti.

AREA	CONDIZIONI ANNO 2006	CONDIZIONI ANNO 2007
Nazionale	3.477	8.469

Fonte: Dati forniti da Terna ai sensi della delibera n. 341/07.

TAV. 2.44

**Energia non fornita
per le disalimentazioni
di tutti gli utenti**

MWh/anno, inclusi gli incidenti
rilevanti

AREA	CONDIZIONI ANNO 2006	CONDIZIONI ANNO 2007
Torino	0,32	0,13
Milano	0,11	0,25
Venezia	0,21	0,41
Firenze	0,25	0,46
Roma	0,79	0,34
Napoli	0,29	0,37
Palermo	1,05	0,94
Cagliari	0,75	0,82
Nazionale	0,38	0,39

Fonte: Dati forniti da Terna ai sensi della delibera n. 341/07.

TAV. 2.45

**Numero medio di
disalimentazioni (lunghe
o brevi) per utente
direttamente connesso
con la RTN**

Numero/anno, anno 2007 inclusi
gli incidenti rilevanti

**Indicatori della qualità
del servizio di
trasmissione**

L'indicatore Energia non fornita (ENS, *Energy not supplied*) è il più comune indicatore di qualità del servizio di trasmissione utilizzato a livello internazionale. La ENS corrisponde alla quantità di energia che sarebbe stata fornita se non ci fosse stata una disalimentazione della rete di trasmissione.

La ENS è calcolata come segue:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (P_{i,j} * T_{i,j}) (MWh)$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le disalimentazioni accadute nel periodo e/o nell'anno solare e nell'area e, per ciascuna di esse, a tutti gli utenti affetti dalla stessa disalimentazione, con:

- *n* numero di disalimentazioni nel periodo di osservazione;
- *m* numero di utenti coinvolti dalla disalimentazione *i*-esima;
- T_{ij} e P_{ij} sono rispettivamente la durata (in ore) della disalimentazione e la potenza interrotta (MW) sull'utente *j*-esimo coinvolto

durante la disalimentazione *i*-esima; P_{ij} è il valore medio costante nei primi 15 minuti se la durata dell'interruzione è inferiore o uguale a 15 minuti, mentre è stimata in base al diagramma di potenza previsto e/o storico se la durata è superiore ai 15 minuti.

L'indicatore Numero medio di disalimentazioni per utente esprime il numero di volte che in media un utente della RTN è stato disalimentato (per più di 1 secondo). Esso è calcolato come segue:

$$\frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}} (N)$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le *n* disalimentazioni accadute nel periodo e/o nell'anno solare e nell'area, e dove:

- U_i è il numero di utenti coinvolti nella *i*-esima disalimentazione considerata;
- U_{tot} è il numero totale degli utenti direttamente connessi con la RTN durante l'anno solare.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Proseguendo un trend di continuo miglioramento a partire dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, nel 2007 sono ulteriormente migliorati sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso, al netto degli effetti degli incidenti rilevanti descritti nel paragrafo precedente.

Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2007 la *durata complessiva* delle interruzioni per cliente è scesa a 58 minuti, in riduzione del 70% in media nazionale rispetto al 1999 (ultimo anno prima dell'introduzione della regolazione incentivante dell'Autorità; vedi la figura 2.43).

Nel 2007, come negli anni precedenti, la riduzione dei minuti persi per cliente deriva dai miglioramenti realizzati sulle reti di distribuzione: 48 minuti nel 2007 rispetto ai 50 minuti nel 2006 (-4%). Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è risultato di 2,16 interruzioni per cliente (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo per il numero medio di interruzioni lunghe è del 43% rispetto al 1999. Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a 1 secondo), si è assistito a un miglioramento dell'indicatore a livello nazionale, passando da 4,77 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2006 a 4,73 interruzioni brevi nel 2007; il miglioramento dal 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) è di circa il 30% (Fig. 2.43, Fig. 2.44, Fig. 2.45). Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

Il miglioramento è dovuto al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica nei

primi due periodi di regolazione (2000-2003 e 2004-2007) e ha permesso di ridurre sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi (Fig. 2.44).

Per il quadriennio 2008-2011 l'Autorità ha rafforzato il sistema di incentivi e penalità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333. Dal 2008, le imprese distributrici italiane sono soggette a incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni (come negli anni precedenti), ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiori a 1 secondo.

Se si considerano anche gli effetti sulla continuità dovuti all'intervento dei "sistemi di difesa" che agiscono automaticamente o manualmente in caso di inadeguatezza della generazione, il miglioramento in otto anni si riduce al 64%; questo è dovuto ad alcuni "incidenti rilevanti" occorsi nel 2007 sulla RTN (si veda il paragrafo precedente).

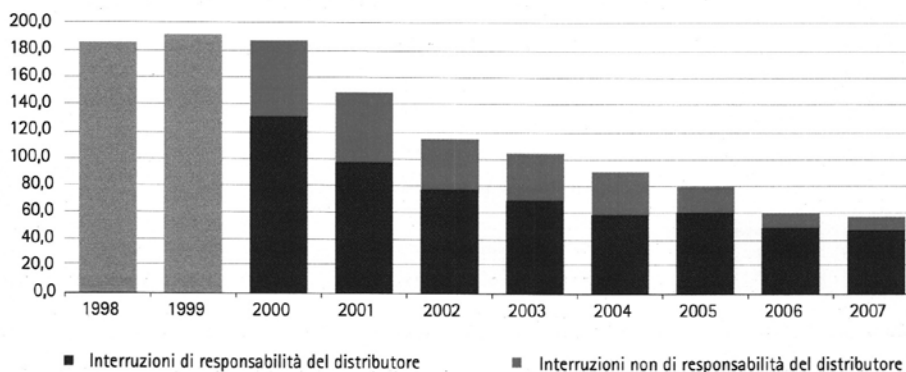


FIG. 2.43

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione dal 1998

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi incidenti rilevanti e interventi del sistema di difesa)

FIG. 2.44

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali; solo interruzioni attribuibili alle reti di distribuzione in media e bassa tensione

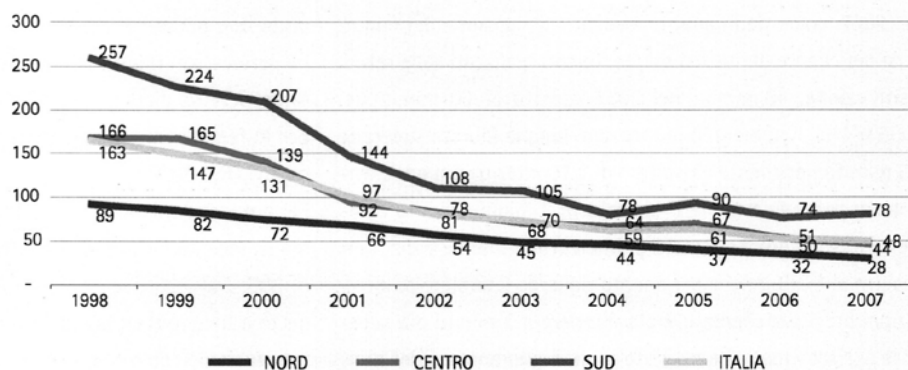


FIG. 2.45

Numero di interruzione 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 (esclusi incidenti rilevanti e interventi del sistema di difesa)

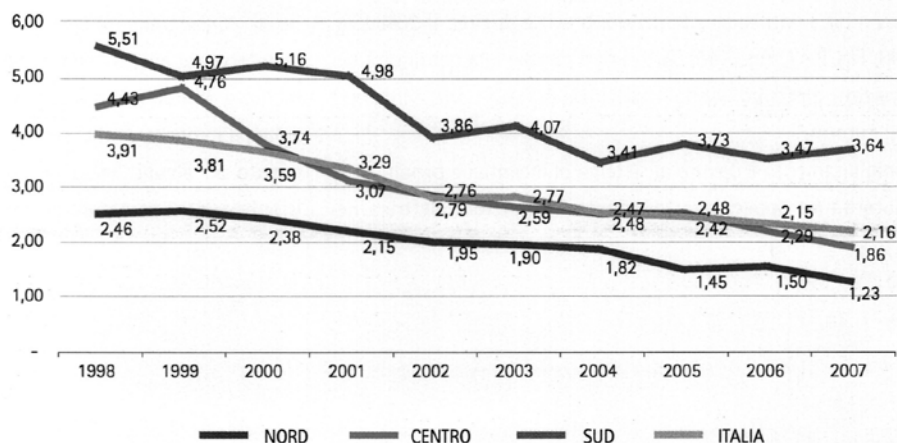
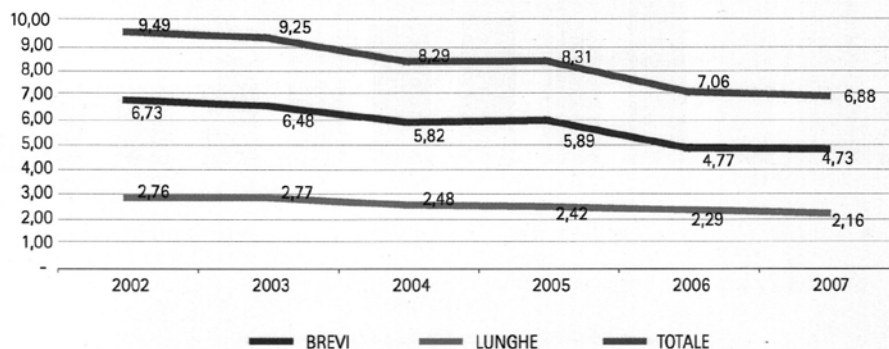


FIG. 2.46

Numero di interruzione lunghe o brevi per cliente in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi incidenti rilevanti e interventi del sistema di difesa)



La tavola 2.46 mostra i valori di continuità del servizio relativi a disservizi sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli

interventi sui sistemi di difesa e "incidenti rilevanti" sulla RTN) nel 2006 e 2007 a livello regionale.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	DURATA DELLE INTERRUZIONI minuti persi nell'anno per cliente in bassa tensione		NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE ALL'ANNO per cliente in bassa tensione	
	2006	2007	2006	2007
	Piemonte	53	35	1,79
Valle d'Aosta	43	25	1,12	0,76
Liguria	49	36	2,23	1,44
Lombardia	32	30	1,24	1,07
Trentino Alto Adige	47	40	1,82	1,98
Veneto	65	36	1,68	1,45
Friuli Venezia Giulia	36	28	1,01	0,89
Emilia Romagna	27	22	1,32	1,05
Toscana	42	41	1,61	1,49
Marche	47	41	1,93	1,56
Umbria	38	41	1,67	1,64
Lazio	77	66	2,67	2,24
Abruzzo	60	64	2,43	2,14
Molise	31	20	1,81	1,06
Campania	86	105	3,89	4,29
Puglia	76	73	2,65	2,76
Basilicata	83	46	2,28	1,39
Calabria	91	93	3,53	3,43
Sicilia	109	127	4,38	4,85
Sardegna	83	125	3,17	3,17
NORD	42	37	1,50	1,23
CENTRO	59	53	2,15	1,86
SUD	87	98	3,47	3,64
ITALIA	61	58	2,29	2,16

TAV. 2.46

Durata di interruzioni per cliente e numero medio di interruzioni lunghe (superiori a 3 minuti) per cliente all'anno in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali (esclusi interventi del sistema di difesa e incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione)

Standard di qualità individuali per clienti MT

Per quanto riguarda la regolazione individuale del numero di interruzioni per clienti MT (si veda *Relazione Annuale* dello scorso anno), nel 2007 le imprese distributrici hanno subito complessivamente una penalità pari a circa 7,4 milioni di euro per il mancato rispetto degli standard di qualità per clienti di maggiori dimensioni (calcolate solo in relazione ai clienti alimentati in alta e media tensione con potenza disponibile maggiore di 100 kW).

I clienti MT che hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti clienti "peggio serviti"), sono loca-

lizzati in maggioranza nelle regioni del Sud: la percentuale dei clienti "peggio serviti" nelle regioni del Sud è del 21% circa, ben oltre il valore medio nazionale (6%) (Fig. 2.47). Per ricevere l'indennizzo, i clienti MT che subiscono interruzioni in misura superiore agli standard devono aver inviato all'impresa distributtrice una dichiarazione di adeguatezza. Qualora i clienti non abbiano presentato tale dichiarazione, la penalità viene versata dall'impresa distributtrice alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e ha l'effetto di alleviare la tariffa media nazionale; rispetto all'anno 2006 le dichiarazioni di adeguatezza complessivamente inviate al 31 dicembre 2007 sono più che raddoppiate (Fig. 2.48).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.47

Percentuale di clienti "peggio serviti" sul totale clienti, per regione

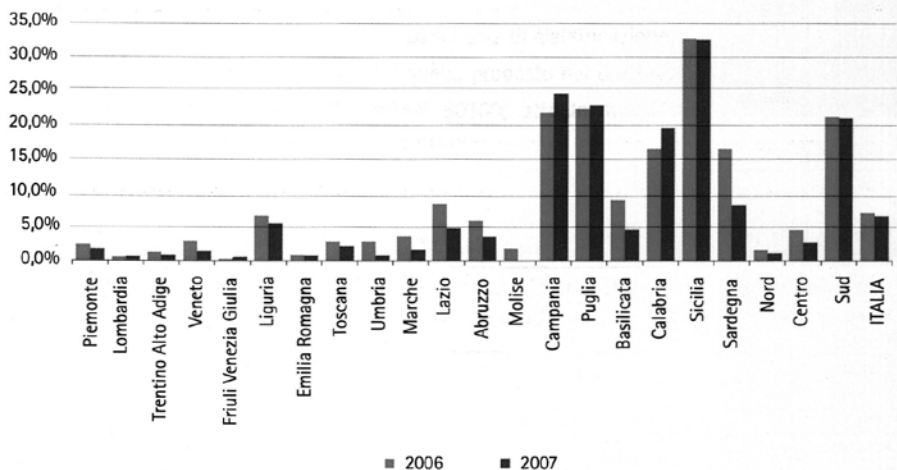
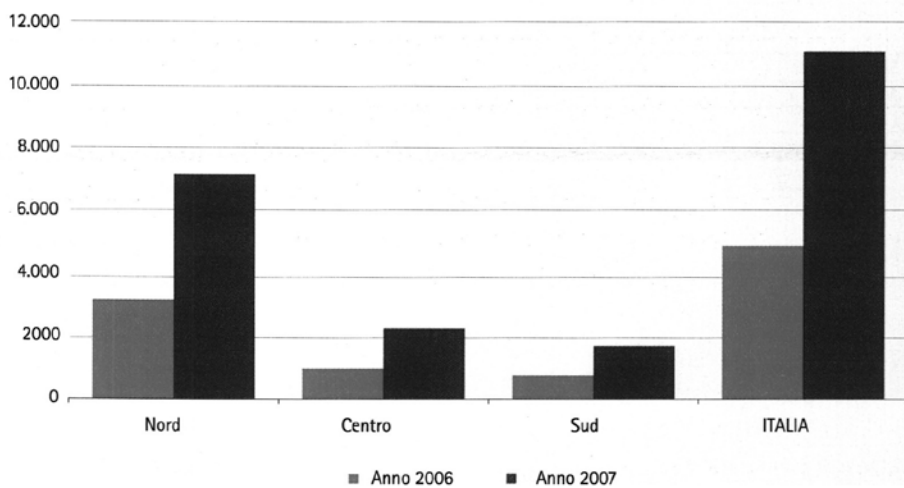


FIG. 2.48

Dichiarazioni di adeguatezza inviate al 31/12/2007



Qualità della tensione: monitoraggio dei buchi di tensione e potenza di corto circuito sulle reti MT

Nel precedente paragrafo sono stati esaminati i principali indici di continuità del servizio, relativi alle interruzioni lunghe e brevi dell'alimentazione. Le interruzioni lunghe e brevi sono la principale fonte di disturbo dei clienti del servizio elettrico, ma non l'unico. Alcuni clienti hanno impianti che sono sensibili anche ad altri disturbi della tensione di alimentazione, quali i buchi di tensione e le interruzioni transitorie, noti nel complesso come "microinterruzioni". L'Autorità ha affrontato questi aspetti di "qualità della tensione", con alcune iniziative che oggi permettono di fornire un primo quadro della situazione a livello nazionale.

Tra il 2005 e il 2006, l'Autorità ha promosso nell'ambito della ricerca di sistema la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di media tensione, sollecitando anche la più ampia partecipazione possibile dei clienti. Il sistema è stato realizzato dalla società CESI RICERCA Spa nell'ambito della Ricerca di sistema ed è entrato a regime dall'inizio del 2006; esso è pubblicamente consultabile sul sito Internet <http://queen.ricercadisistema.it>, dove si possono ottenere informazioni sulla distribuzione territoriale e temporale dei buchi di tensione e di altri importanti parametri di qualità della tensione su un campione del 10% delle reti di distribuzione MT, rappresentativo di tutte le realtà di distribuzione in Italia (urbane/rurali, in cavo e con linee aeree, ai diversi livelli di tensione, con neutro isolato o compensato ecc.).

A livello europeo, l'Autorità ha cooperato attivamente all'iniziativa dei regolatori europei (CEER/ERGEG – *Council of European Energy Regulators/European Regulators Group for Electricity and Gas*) in materia di qualità della tensione. Questo

sforzo ha prodotto il Documento per la consultazione pubblica europea *Towards Voltage Quality Regulation in Europe* (dicembre 2006) e successivamente un *Conclusions Paper* dallo stesso titolo, che illustra la posizione dei regolatori europei sugli standard di qualità della tensione¹⁰.

Il motivo principale che ha spinto le Autorità europee di regolazione dell'energia a intraprendere una propria iniziativa è la necessità di colmare le lacune normative attualmente esistenti nella norma CEI EN 50160. Nella norma attuale, infatti, non sono previste regole o criteri che consentano di attribuire le responsabilità dei disturbi alla tensione di alimentazione; inoltre, i limiti indicati o sono troppo poco severi o sono soltanto indicativi e rischiano di avere effetti controproducenti per i clienti e i progettisti. In ambito CENELEC (Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica) sono state costituite quattro *task force*, con l'obiettivo di rivedere alcune parti critiche della norma in tema di variazioni lente di tensione, di classificazione di buchi di tensione e di applicazione della norma EN 50160 alle reti di alta tensione. Attualmente un nuovo draft di norma EN 50160:2008 è in inchiesta pubblica e i Comitati nazionali di standardizzazione (il CEI, Comitato elettrotecnico italiano, in Italia) sono tenuti a inviare i propri commenti entro il mese di agosto 2008; l'approvazione della norma potrebbe avvenire entro la fine di quest'anno.

Il disturbo maggiormente avvertito per i clienti industriali sono i "buchi di tensione" (*voltage dips*). Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione, senza interruzione circuitale, seguito dal ristabilimento della tensione di esercizio. I buchi di tensione sono caratterizzati da due parametri: tensione residua e durata (in millisecondi). Il sistema di monitorag-

¹⁰ Entrambi i documenti sono disponibili sul sito www.energy-regulators.eu.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

gio della ricerca di sistema permette per la prima volta di disporre di dati sui buchi di tensione sulle reti MT in Italia. Le tavole 2.47 e 2.48 riportano i valori relativi all'anno 2007 del numero medio di buchi di tensione per punto e la ripartizione

percentuale per classe di severità. Lo schema di classificazione per severità (profondità/durata) è quello proposto nel draft di revisione della norma europea EN 50160, attualmente in inchiesta pubblica da parte del CENELEC.

TENSIONE RESIDUA u [%]	DURATA DEL BUCO DI TENSIONE (MS)					TOTALE
	20 < t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1.000	1.000 < t ≤ 5.000	5.000 < t ≤ 60.000	
90>u>=80	37,7	5,5	1,1	0,9	0,1	45,3
80>u>=70	19,9	4,1	0,5	0,2	0,0	24,7
70>u>=40	38,8	6,6	0,6	0,2	0,1	46,3
40>u>=5	12,5	2,6	0,3	0,1	0,0	15,5
5>u	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
TOTALE	109,2	18,8	2,5	1,4	0,2	132,1

TAV. 2.47

Numero medio di buchi di tensione nel 2007

TENSIONE RESIDUA u [%]	DURATA DEL BUCO DI TENSIONE (MS)					TOTALE
	20 < t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1.000	1.000 < t ≤ 5.000	5.000 < t ≤ 60.000	
90>u>=80	29%	4%	1%	1%	0%	34%
80>u>=70	15%	3%	0%	0%	0%	19%
70>u>=40	29%	5%	0%	0%	0%	35%
40>u>=5	9%	2%	0%	0%	0%	12%
5>u	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTALE	83%	14%	2%	1%	0%	100%

TAV. 2.48

Ripartizione in percentuale dei buchi di tensione per severità nel 2007

Considerata la criticità che le microinterruzioni – ovvero, le interruzioni transitorie e i buchi di tensione severi – rivestono per il funzionamento di alcuni processi industriali, l'Autorità ha commissionato una ricerca al Dipartimento di Ingegneria gestionale del Politecnico di Milano sui costi provocati agli

utenti industriali dalle microinterruzioni. Il riquadro sul *Progetto di valutazione dei costi sostenuti dai clienti per le microinterruzioni* illustra i principali risultati della ricerca; l'*executive summary* completo è stato pubblicato come Appendice n. 2 del Documento per la consultazione 2 agosto 2007, n. 36.

Progetto di valutazione dei costi sostenuti dai clienti per le microinterruzioni

Gli utenti del servizio elettrico di distribuzione subiscono disturbi della tensione di alimentazione di diversa natura. Il progetto di ricerca si è concentrato in particolare sulle microinterruzioni – *interruzioni transitorie* (di durata inferiore al secondo) e buchi di tensione – con l'obiettivo di valutare, per i consumatori industriali, i costi sostenuti dalle singole imprese e dall'intera economia nazionale.

La ricerca ha individuato due tipologie di costo: diretto e indiretto. I *costi diretti* sono quelli sopportati dalle imprese clienti in seguito a una microinterruzione e assumono rilevanza economica solo quando si verifica un fermo di produzione. Sinteticamente, essi comprendono costi relativi a riparazione di macchinari e apparecchiature, difettosità dei semilavorati e scarto di

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

materiale, recupero della produzione e perdita della produzione. Per *costi indiretti* si intendono invece gli investimenti in sistemi di desensibilizzazione quali gli apparecchi UPS (i gruppi di continuità), che mitigano i costi diretti ma provocano un costo di prevenzione. I *costi totali* rappresentano tutti i costi, diretti e indiretti, sopportati dalle imprese.

I risultati dell'indagine relativi ai costi diretti registrati nelle imprese e nei settori sottoposti a osservazione – 50 imprese italiane partecipanti alla campagna di monitoraggio della tensione condotta da Cesi Ricerca – rappresen-

tano l'*output* di maggior rilievo dello studio.

Uno degli indicatori di maggior interesse a questo riguardo è il costo diretto annuo normalizzato sulla potenza [€/kW]. Come illustrato nella tavola A, la mediana (media) di tale indicatore per l'intero campione è stata stimata pari a 10,7 €/kW (61,7 €/kW); se si escludono le imprese che non hanno avuto fermi di produzione e danni di alcun tipo nel corso di un anno (focalizzazione sul sottocampione), la mediana assume valore pari a 21,3 €/kW (74,6 €/kW)¹¹. Tali valori sono allineati a quelli indicati dalla letteratura.

SETTORE	CAMPIONE COMPLETO E (SOTTOCAMPIONE)	
	MEDIA	MEDIANA
Alimentare	79,1	15,3
Tessile	6,5	6,5
Carta	19,0 (22,8)	6,4 (14,0)
Raffinerie	13,3	13,3
Chimica	10,6 (15,9)	4,8 (15,9)
Plastica	78,4	71,1
Minerali non metalliferi	17,4	18,9
Metallurgia	225,4 (338,1)	67,0 (338,1)
Macchine elettriche	252,3	268,7
Auto e automotive	42,8	42,8
TUTTI I SETTORI	61,7 (74,6)	10,7 (21,3)

TAV. A

Costo diretto annuo
per kW
€/kW

La *survey* conferma la particolare sensibilità ai disturbi di qualità della tensione dei processi produttivi utilizzati nei seguenti settori: carta, plastica, tessitura di fibre naturali e artificiali, produzione di apparecchiature elettriche ed elettroniche, produzione di autoveicoli e loro parti, lavorazioni meccaniche, fabbricazione del vetro, della ceramica e del gesso, e settore alimentare. La ricerca ha poi valutato quanto "pesano" i costi diretta-

mente provocati dalle microinterruzioni nei settori sensibili e quindi nell'intero sistema economico italiano¹².

La tavola B riporta la mediana (minimo e massimo) dei costi diretti annui per tutto il sistema economico italiano, quando si assuma che il fenomeno delle microinterruzioni colpisca solo i settori osservati (SO) e quando si assuma che colpisca sia i SO sia altri settori identificati come sensibili ma non osservati direttamente

¹¹ Si osserva che il valore mediano dei diversi indicatori costituisce una statistica di speciale interesse perché nel campione sono presenti un numero piccolo di imprese per le quali i costi diretti hanno avuto valori eccezionalmente alti e che portano a considerare il valore medio meno rappresentativo; per completezza, tuttavia, viene riportata anche questa seconda statistica.

¹² I risultati delle stime riportate qui di seguito discendono da assunzioni piuttosto stringenti, sebbene motivate dalle conoscenze maturate nel corso dello studio; inoltre, essi consistono in stime basate su un campione limitato in dimensione e non stratificato sulle caratteristiche del sistema economico italiano. Per tali ragioni le evidenze vanno considerate come il frutto di un esercizio preliminare, per quanto condotto al meglio delle conoscenze di chi ha effettuato la ricerca.

(cosiddetti "settori potenzialmente sensibili non osservati": PSNO)¹³.

Quando si passa dai settori sensibili all'intero sistema economico italiano, l'evidenza porta a osservare che le microinterruzioni si presentano come un problema economicamente "concentrato", ovvero con effetti diretti rilevanti per una parte piuttosto piccola del sistema economico. I SO, infatti, producono il 7,03% del fatturato (5,76% del valore aggiunto) prodotto dall'intero sistema economico nazionale; più ampio, ma comunque minoritario, risulta il comparto composto sia dai SO sia dai PSNO: esso produce il 16,97% del fatturato nazionale (14,98% del valore aggiunto). La parte restante dell'economia o non è toccata dal fenomeno o se ne difende con apparati di protezione.

Sono stati stimati quindi i costi indiretti totali annui per microinterruzioni per il sistema economico italiano. Attraverso la quota annua di ammortamento di tutti i sistemi di protezione UPS che è possibile ritenere essere attualmente in utilizzo presso le imprese italiane, stante la vita tecno-economica di tali apparati, si ottiene un costo pari a 196,8 Mln €/anno (Tav. B). Tali costi sono distribuiti in maniera ineguale nel sistema economico. Il settore che più utilizza sistemi UPS è quello dei servizi, al quale viene destinato circa il 33% delle vendite. Al secondo posto vi è il settore delle telecomunicazioni (17%) e al terzo posto il settore manifatturiero e delle costruzioni (13%), settori a cui appartengono gran parte delle imprese osservate. In conclusione, i costi indiretti totali annui presentano un ordine di grandezza paragonabile ai

costi diretti totali annui, pur essendo inferiori in livello.

Si è stimato infine il "peso" dei costi totali associati alle microinterruzioni nell'intero sistema economico italiano (Tav. B).

Se ci si riferisce alla "forchetta" costituita dal valore mediano SO e dal valore mediano "SO più PSNO" dei costi totali annui, è possibile affermare che ogni 1.000 € di fatturato (di valore aggiunto) le imprese italiane sostengono un costo (diretto e/o indiretto) per microinterruzioni compreso tra 0,20 € e 0,34 € (tra 0,81 € e 1,36 €). Per una valutazione dell'entità del danno economico, è utile un confronto tra la "forchetta" appena illustrata e i soli costi diretti nell'insieme dei settori sensibili. Nei settori sensibili, che corrispondono al 16,97% del fatturato nazionale, per ogni 1.000 € di fatturato le imprese sostengono un costo diretto per microinterruzioni pari a 1,5 €. Il "peso" delle microinterruzioni in questi settori è assai superiore (di un fattore superiore a 4) al "peso" nella "generica" impresa italiana.

Le evidenze empiriche dello studio possono essere sintetizzate nel modo seguente: la probabilità che un'impresa italiana abbia un danno economico rilevante dai disturbi di tensione è piccola, ma tale danno economico è significativo per un sottoinsieme di imprese. In secondo luogo, tali costi sono distribuiti in maniera disomogenea tra i settori e tra le imprese: solo un ristretto insieme di settori manifatturieri (16,97% del fatturato del sistema economico) registra danni economici rilevanti in termini assoluti e relativi in seguito a eventi di microin-

TAV. B

Costi annui per il sistema economico italiano

Mln €/anno

	SO (MEDIANA)	SO (MIN - MAX)	SO + PSNO (MEDIANA)	SO + PSNO (MIN - MAX)
Costi diretti annui	267,8	252,1 - 296,3	583,4	567,7 - 611,8
Costi indiretti annui	196,8			
Costi totali annui	464,6	448,9 - 493,0	780,2	764,5 - 808,6

¹³ Questi settori sono quelli della stampa, della gomma, della produzione di cavi elettrici, delle lavorazioni meccaniche, dei cementifici e della siderurgia.

terruzione (costi diretti); inoltre, le stesse imprese appartenenti a tale insieme di settori appaiono colpite dai costi diretti secondo gradi assai diversi.

Come terzo aspetto, il sistema economico italiano sostiene un ulteriore costo, meno rilevante dei costi diretti ma significativo, per la presenza delle microinterruzioni: numerose imprese appartenenti a un insieme piuttosto ampio di settori hanno deciso di dotarsi di apparati di protezione. Dal punto di vista della

regolazione dei disturbi della tensione, pertanto, è evidente che l'entità dei costi delle microinterruzioni merita un intervento; tuttavia, la disomogeneità di tali costi nel sistema economico sembra sconsigliare un intervento di carattere generale. In altre parole, il regolatore potrebbe considerare la possibilità di adottare rimedi "mirati", ovvero di privilegiare misure la cui attuazione è condizionata dall'evidenza di costi sopportati da singoli clienti industriali.

Per quanto riguarda la potenza di corto circuito sulle reti MT, un tema di interesse in particolare per i clienti industriali, occorre evidenziare che nel 2007 è stato completato il lavoro avviato nell'anno precedente, in collaborazione con la Ricerca di sistema, per la definizione di una metodologia di valutazione del livello minimo di potenza di cortocircuito nei nodi di rete MT. In particolare, in una giornata di studio svoltasi a Milano in data 8 marzo 2007 presso il CEI, l'ente preposto in Italia per la normazione tecnica, sono stati presentati i risultati dell'analisi di un campione di nodi di reti di media tensione, affidata al Dipartimento di Elettrotecnica del Politecnico di Milano. L'indagine effettuata sui livelli di potenza di corto circuito nei nodi delle reti MT ha consentito anche lo sviluppo di alcune

proposte in tema di regole tecniche di connessione, effettuato con l'ausilio del CEI (gruppo di lavoro CEI 136/04). Tali proposte, che sono state oggetto di inchiesta pubblica, sono confluite nella Norma CEI 0-16 (in particolare si veda l'Allegato F – Potenza di cortocircuito) che esplicita le regole tecniche di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica in alta tensione e media tensione su tutto il territorio nazionale. Tale norma è parte integrante della delibera 18 marzo 2008, n. 33 (ARG/elt), che stabilisce le condizioni tecniche per la connessione di utenti che immettono o prelevano energia dalle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale maggiore di 1 kV nel punto di connessione.

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 la determinazione degli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) e che definiscono la prestazione di base che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. 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 per le prestazioni erogate dai venditori.

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 del servizio di maggior tutela 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 di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese esercenti e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente, al netto di 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. 2.49). 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 una 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.

Per tenere conto dell'avanzamento della liberalizzazione nel settore a tutti i clienti BT avvenuta l'1 luglio 2007 e per effetto delle modifiche legislative intervenute, la regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata con la delibera n. 333/07 al fine di:

- adattare le disposizioni al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa;
- rivedere gli standard di qualità commerciale in relazione al livello di qualità registrato nel secondo periodo di regolazione e all'impatto della telegestione;
- estendere gradualmente la regolazione della qualità commerciale a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico;
- allineare la regolazione della qualità commerciale del settore elettrico all'analogo *Testo integrato per la qualità dei servizi gas*, compresa l'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale.

Dal 2009 entrerà in vigore una nuova disciplina degli indennizzi che prevede che gli stessi siano legati al tempo effettivo di esecuzione della prestazione, introducendo, in particolare, un

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

raddoppio dell'indennizzo per esecuzione oltre un tempo doppio rispetto allo standard e un indennizzo triplo per esecuzione oltre un tempo triplo; inoltre, l'indennizzo sarà ulteriormente triplicato se, qualora dovuto, non venga corrisposto entro 6 mesi, con un obbligo tassativo di corresponsione entro 7 mesi, pena la possibilità che sia erogata una sanzione.

Dal 2009, inoltre, tutti gli appuntamenti saranno soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di puntualità e l'indennizzo per la mancata puntualità si potrà sommare all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività (in termini di giorni) se la prestazione viene eseguita in ritardo.

Dai dati forniti dagli esercenti si osserva che per l'anno 2007 è sostanzialmente stabile il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso, così come il numero di indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.49). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si assiste a un aumento del numero dei casi di mancato rispetto per tutte le prestazioni, a esclusione delle riattivazioni in caso di morosità. Lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione, che è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo per ovviare alla scarsa incisività del precedente standard generale, registra un deciso peggioramento (Fig. 2.49).

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE							
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004 ^(A)	2005	2006	2007
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	73.868	73.903
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.711	12.437	52.229	79.072	53.006	62.725	73.690	70.712

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 2.49

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

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

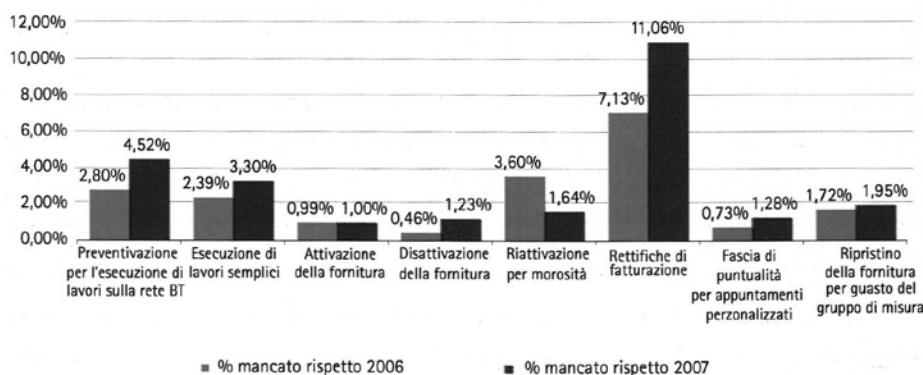


FIG. 2.49

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Utenti in bassa tensione domestici e non domestici; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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.

Dall'esame dei dati, le maggiori criticità si rilevano sui tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di distribuzione e misura, con una netta differenziazione dei tempi medi effettivi per le diverse attività; in particolare, si osserva un aumento dei tempi medi effettivi per l'attività di distribuzione e misura, ben oltre il doppio dello standard previsto (tempo previsto dallo standard 20 giorni lavorativi), mentre per l'attività di vendita si registrano tempi effettivi medi di risposta che si attestano al di sotto dello standard. L'andamento particolarmente negativo dell'indicatore per l'attività di distribuzione dipende in modo rilevante dai dati di Enel Distribuzione, che ha fornito all'Autorità elementi di dettaglio per illustrare le azioni intraprese al fine di eliminare le criticità, risoltesi nel corso del 2007.

La tavola 2.50 presenta, per gli anni 2006 e 2007, dati di riep-

logo 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 e dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

Mentre, in generale, sia il numero delle prestazioni sia il tempo medio effettivo rimane sostanzialmente stabile, il tempo medio effettivo relativo alle rettifiche di fatturazione è aumentato da 46 a 53 giorni. Questo può essere spiegato in parte dalla crescente necessità degli esercenti di acquisire ulteriori dati per effettuare le verifiche tecniche che necessitano sopralluoghi e che allungano i tempi, mentre la riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le performance migliori risulta in buona sostanza come conseguenza della diffusione dell'utilizzo del telegestore. A fronte dell'esame di tali dati sugli standard relativi alle prestazioni commerciali, l'Autorità ha previsto di condurre un'apposita consultazione dedicata ai servizi commerciali di vendita.

TAV. 2.50

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

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

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2006			ANNO 2007		
		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	328.637	13,08	8.434	336.423	13,71	14.657
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	419.042	8,77	9.688	411.978	8,96	12.403
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.702.160	1,97	16.653	1.576.899	1,56	15.104
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	826.458	1,58	3.144	814.666	1,50	9.683
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	863.530	0,51	32.361	946.624	0,36	15.393
Rettifica di fatturazione	90 gg. solari	11.453	46,65	515	13.239	53,85	898
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	130.461	1,70	2.501	114.259	1,66	1.819
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	52.674		259	46.483		493

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 della qualità dei servizi telefonici. Dal secondo semestre del 2004 sono stati raccolti i dati riguardanti il tempo medio di attesa delle chiamate telefoniche, l'incidenza delle rinunce e il livello di servizio reso. Il monitoraggio riguarda fino a ora le imprese elettriche che svolgono l'attività di distribuzione o vendita con più di 100.000 clienti finali. Nel luglio 2007 è stata emessa la Direttiva in tema di qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e di gas (si veda il Capitolo 4 del Volume 2). Per quanto riguarda il livello di servizio (rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate presso i *call center* con richiesta di parlare con un operatore), si osserva che le performance aziendali semestrali sono caratterizzate da un certo grado di disomogeneità e incostanza. Nel secondo semestre 2007, i valori

registrati dall'indicatore in 9 casi su 13 superano il livello dell'80%, che corrisponde allo standard generale previsto dalla delibera 19 giugno 2007, n. 139 (Fig. 2.50).

Anche i tempi medi di attesa dei clienti che hanno richiesto di parlare con un operatore mostrano disomogeneità a livello di singole aziende. In media, su un totale di 21,5 milioni di chiamate telefoniche annue con richiesta di parlare con un operatore e che sono pervenute agli esercenti soggetti al monitoraggio, si registrano tempi medi di attesa (TMA) (comprensivi dei tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico o *IVR*) di 222 secondi, in linea con i 240 secondi previsti dalla delibera n. 139/07. L'entrata in vigore della Direttiva in tema di qualità dei servizi telefonici dall'1 gennaio 2008 dispiegherà rilevanti effetti sia sul livello di servizio sia sui tempi medi di attesa, che verranno pubblicati e aggiornati semestralmente (si veda il Capitolo 4 del Volume 2).

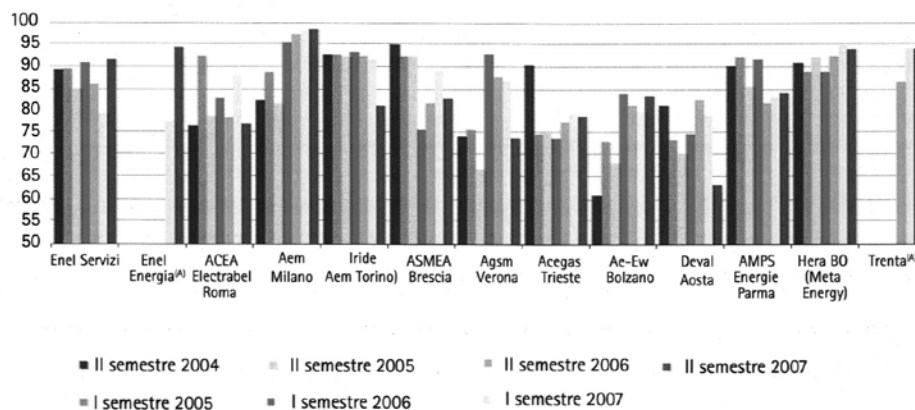


FIG. 2.50

Livello di servizio dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali
Dal 2° semestre 2004 al 2° semestre 2007

(A) Enel Energia è stata sottoposta al monitoraggio dal primo semestre 2007, Trenta 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 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.

L'indagine nazionale, che raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui, prevede 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 assicurare un monitoraggio costante degli effetti della regio-

nalizzazione della qualità, mirata anche alla riduzione dei divari tra regioni. 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 si avvicendano, a partire dal 1998, quesiti volti a rilevare altri aspetti di interesse, quali la leggibilità delle bollette da parte degli utenti, la conoscenza del ruolo dell'Autorità e il grado di apertura del mercato della fornitura di gas. Anche nel 2007 il livello di soddisfazione generale dei clienti è risultato buono e in crescita rispetto all'anno precedente, seppure si evidenzino situazioni diverse sotto il profilo geografico (Tav. 2.51).

TAV. 2.51

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8	91,3
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8	90,1
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5	89,1
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9	88,5
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7	83,3
Italia	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.52

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4
Italia	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83,0
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1
Soddisfaz. globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.53

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia
Percentuali ottenute dai giudizi "molto soddisfatti" e "abbastanza soddisfatti"

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica, un ruolo centrale è rivestito dalla continuità del servizio, intesa come la mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti. La soddisfazione globale è penalizzata dai giudizi negativi su dimensioni legate agli aspetti commerciali del servizio (frequenza lettura, comprensibilità della bolletta e informazioni sul servizio) che sono però percepiti come meno importanti rispetto alla continuità da parte dei clienti. Su questi temi, a seguito del processo di liberalizzazione, l'Autorità è chiamata sempre più sia a monitorare costantemente le performance aziendali sia, allo stesso tempo, a stimolare il miglioramento

costante degli aspetti legati al rapporto con la clientela e a creare un ambiente competitivo favorevole per il dispiegarsi della concorrenza.

Nel 2007, inoltre, l'Autorità ha avviato un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio elettrico per i clienti domestici e non domestici, per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità¹⁴. L'indagine ha previsto una fase qualitativa, attraverso la costituzione e riunione di *focus group* di clienti domestici e la conduzione di interviste a clienti non domestici, e una fase quantitativa, con interviste a due campioni rappresentativi, formati rispettivamente da 1.000 clienti domestici e 1.500 clienti non domestici.

La ricerca ha avuto come obiettivo principale quello di rilevare le aspettative e la soddisfazione delle famiglie e delle piccole imprese, cercando anche di capire il reale atteggiamento verso le tematiche della liberalizzazione.

Sette famiglie italiane su dieci sono a conoscenza della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, scattata l'1 luglio 2007, e il 7% di queste si dice pronto a cambiare venditore nei prossimi mesi. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara "interessato" alle nuove offerte, ma quasi la stessa percentuale manifesta

alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore.

Dai risultati dell'indagine emerge il ritratto di un cliente in generale interessato alle opportunità offerte dal mercato aperto alla concorrenza, soddisfatto della qualità tecnica del proprio servizio (anche se certamente non dei prezzi), ma non a piena conoscenza dei propri diritti a tutela della continuità ed efficienza della fornitura. Per esempio, l'89% delle famiglie dichiara di essere "molto" o "abbastanza" soddisfatto della qualità tecnica del servizio elettrico (continuità

Principali risultati dell'indagine demoscopica sulla qualità del servizio elettrico nel 2007

¹⁴ L'indagine è inserita nella Relazione di analisi di impatto della regolazione del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011*, ed è disponibile sul sito Internet dell'Autorità.

della fornitura, numero e durata delle interruzioni) ma solo il 19% dei clienti è a conoscenza degli indennizzi automatici fissati dall'Autorità in caso di mancato rispetto dello standard di qualità commerciale da parte dei venditori.

Conoscenza della liberalizzazione

Relativamente al mercato dell'energia elettrica, si evidenzia che il 72% delle famiglie è a conoscenza della completa liberalizzazione dal luglio 2007, mentre l'86% delle aziende è consapevole del fatto che il mercato per i clienti non domestici (imprese, utenti con partita IVA ecc.) sia liberalizzato già dal 2004. Gli utenti propensi a cambiare fornitore nei prossimi mesi, cioè coloro che dichiarano che certamente o probabilmente non continueranno a rivolgersi all'attuale fornitore, sono il 7% delle famiglie e l'8% delle aziende. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara "curiosa" verso le offerte dei nuovi fornitori, ma quasi la stessa percentuale manifesta alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore, temendo soprattutto che questo possa avere come conseguenza maggiori interruzioni, una bolletta più alta o comunque che il processo di *switching* sia troppo complicato (tra i non domestici questi timori riguardano poco più di un quarto dei clienti).

Il 50% dei clienti domestici e il 63% dei clienti non domestici è inoltre a conoscenza del fatto che il mercato dell'energia elettrica in Italia è regolato dall'Autorità; nel caso l'Autorità creasse un sito Internet dove poter confrontare con facilità i prezzi dei diversi fornitori di energia elettrica, il 33% dei clienti domestici e il 49% dei clienti non domestici andrebbe certamente a consultarlo.

Qualità tecnica del servizio

Per quanto riguarda la qualità tecnica del servizio (continuità della fornitura, numero e durata delle interruzioni), il livello di soddisfazione

espresso dai consumatori nei confronti della fornitura di energia elettrica è alto. Con riferimento ai clienti domestici, l'89% dichiara di essere "molto" o "abbastanza" soddisfatto, contro un 11% di "poco" o "per nulla" soddisfatti, mentre i clienti non domestici per il 93% si dicono "molto" o "abbastanza" soddisfatti, contro un 7% di insoddisfatti. Come motivo principale di insoddisfazione, seppur non strettamente legato alla qualità della fornitura, emerge spontaneamente il tema dei prezzi, ritenuti troppo elevati. Nel merito, tra i principali motivi di insoddisfazione del servizio si rilevano invece le interruzioni lunghe e brevi (rispettivamente quelle superiori a tre minuti e inferiori o uguali a tre minuti), percepite come troppo elevate rispettivamente dal 22% dei clienti non domestici e dal 24% dei clienti domestici.

Qualità commerciale e indennizzi automatici

Se si concentra l'attenzione sul livello di conoscenza da parte dei consumatori del meccanismo di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale (tempi massimi per attivazioni o disattivazioni, preventivi, esecuzione lavori ecc.), si osserva che solo il 19% ne è consapevole, nel caso sia delle famiglie sia delle aziende, mentre il 43% e il 40% dichiara di essersi accorto che una volta all'anno, insieme alla bolletta, vengono comunicate alcune informazioni sulla qualità del servizio. Il 14% della clientela domestica e il 18% della clientela non domestica dichiara poi di aver contattato negli ultimi 12 mesi il fornitore di energia elettrica per informazioni o reclami: la modalità di contatto nettamente più utilizzata è il telefono, mentre appare ancora decisamente basso il numero di reclami effettuati via Internet.

Le interruzioni

Nell'ambito dell'indagine, è stato anche analizzato il modo in cui viene percepito dai consuma-

tori il fenomeno delle interruzioni nella fornitura di energia elettrica. Agli intervistati, in particolare, è stato chiesto se negli ultimi 12 mesi avessero avuto qualche interruzione (programmata, lunga o breve) della corrente elettrica nella loro casa o azienda e in che misura tali interruzioni avessero recato loro dei disagi. Il 23% dei clienti domestici e il 16% delle aziende ha risposto di aver avuto un'interruzione programmata (interruzioni dovute a interventi e manovre programmati sulla rete, precedute dalla comunicazione ai clienti interessati); il 23% sia delle famiglie sia delle aziende ha dichiarato di aver avuto un'interruzione senza preavviso decisamente più lunga di qualche minuto; il 46% dei clienti domestici e il 40% dei non domestici ha sostenuto di aver avuto un'interruzione senza

preavviso breve, di pochi minuti; il 37% delle aziende ha affermato di aver avuto micro-interruzioni, cioè interruzioni della corrente elettrica inferiori a un secondo; il 7%, infine, ha dichiarato di averne avute "spesso" negli ultimi 12 mesi, il restante 30% qualche volta o raramente.

Il livello di disagio più alto è sicuramente quello creato dalle interruzioni lunghe non programmate: oltre il 50% di chi ha avuto un'interruzione di questo tipo dichiara di aver avuto molto o abbastanza disagio. A differenza delle interruzioni lunghe, dove il livello di disagio è abbastanza simile, i clienti non domestici risultano decisamente più sensibili ai disagi creati dalle interruzioni programmate (+15% rispetto ai clienti domestici) e alle interruzioni brevi (+14%).

3.

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Il 2007 è stato un altro anno di relativa stabilità nel settore del gas naturale: secondo i dati preconsuntivi rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico (MSE), lo scorso anno il consumo di gas in Italia è cresciuto solo dello 0,5%. Complice un inverno relativamente mite, la domanda di gas è infatti passata dagli 84,5 G(m³) del 2006 agli 84,9 G(m³) del 2007. La produzione nazionale, come ormai da molti anni, ha continuato a ridursi scendendo poco sotto la soglia dei 10 G(m³). Grazie all'uso degli stoccaggi, da cui sono stati prelevati complessivamente circa 1,3 G(m³), anche le importazioni dall'estero sono diminuite del 4%, scendendo a 73,9 dai 77,4 G(m³) del 2006. 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 (AEEG) sull'evoluzione dei mercati regolati. Diversamente dal passato, tuttavia, quest'anno il bilancio è stato redatto aggregando i dati ricevuti dalle singole società nei rispettivi gruppi societari, e dunque non è strettamente confrontabile con quello degli anni precedenti. I gruppi sono stati inoltre suddivisi per dimensione, considerando il valore complessivo degli autoconsumi più le vendite (sia al mercato finale, sia a quello all'ingrosso). Anche in base alle dichiarazioni degli operatori (Tav. 3.1) il con-

sumo di gas in Italia appare in sostanziale stabilità rispetto allo scorso anno: sommando alle vendite, che hanno toccato 69,1 G(m³), gli autoconsumi, pari a 13,2 G(m³), si ottiene infatti un consumo complessivo stimabile in 82,3 G(m³). Tale consumo è stato coperto per 8,8 G(m³) con la produzione nazionale e principalmente con le importazioni, che hanno raggiunto 73,2 G(m³). Parte del gas è arrivato anche dagli stoccaggi: la variazione delle scorte mostra infatti un valore positivo, pari a 1,3 G(m³).

Sul fronte dell'approvvigionamento è apprezzabile lo sforzo dei gruppi minori che hanno realizzato 0,6 G(m³) di produzione e procurato circa 9 G(m³) di importazioni, seppure per un terzo mediante acquisti da Eni Spa oltre frontiera. Le scorte sono state utilizzate dai gruppi di più ampia dimensione, probabilmente anche in virtù della loro maggiore specializzazione nelle vendite destinate ai grandi consumatori industriali e termoelettrici, mentre i piccoli sembrano aver accumulato un eccesso di scorte, forse in previsione di un inverno freddo che in effetti poi non si è verificato.

La maggior parte degli acquisti sul territorio nazionale avviene dal gruppo Eni, che da solo copre quasi il 40% del mercato all'ingrosso. Una parte degli acquisti da tale gruppo avviene sulla base della cosiddetta *gas release*. Si tratta di cessioni di gas che Eni ha effettuato in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che hanno dimostrato l'abuso di

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

posizione dominante da parte della società. In particolare, la *gas release* alla frontiera è stata decisa in esito al provvedimento A329B (Blugas-Snam) del 18 marzo 2004 per quattro anni termici, sino al settembre 2008, mentre a seguito del provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione) del 19 aprile 2006 Eni sta realizzando una nuova *tranche* di cessioni da effettuarsi esclusivamente al Punto di scambio virtuale (PSV) per due anni termici a partire da ottobre 2007.

Rispetto allo scorso anno le transazioni al PSV sono più che raddoppiate e hanno raggiunto quasi un quinto del volume complessivamente ceduto dagli operatori sul territorio nazionale.

Gli autoconsumi costituiscono una voce molto importante per i gruppi che possiedono la generazione elettrica. Come si vede, la cifra è rilevante per i gruppi Eni ed Edison Spa, nonché per i gruppi di più ampia dimensione. La voce autoconsumi di Enel Spa è nulla in quanto il gas destinato alle proprie centrali viene venduto al pari di una normale cessione alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica, come si può vedere anche dal

fatto che le vendite al settore della generazione termoelettrica di Enel rappresentano quasi il 70% delle vendite finali del gruppo.

Rispetto allo scorso anno il mercato libero è cresciuto e ha quasi raggiunto tre quarti del mercato complessivo (l'anno scorso era il 68,7%).

I gruppi di dimensioni minori, con vendite che sono inferiori ai 100 M(m³), concentrano l'attività sul mercato finale, in particolare sul mercato tutelato al quale destinano il 60% del gas. Tali gruppi sembrano, infatti, particolarmente specializzati nelle vendite ai clienti domestici: la quota di gas destinato a tale settore è per questa classe di operatori pari al 55% delle vendite finali, a fronte di quote che oscillano dall'8% di Edison al 44% dei gruppi che vendono fino a 1 G(m³). Del resto, fatta eccezione per il gruppo Edison, la quota di gas destinata alle famiglie cresce al diminuire del volume complessivo di gas venduto, a dimostrazione di come i piccoli operatori non riescano a essere competitivi su clienti con consumi decisamente più consistenti. Il contrario accade per la generazione elettrica che è rifornita principalmente dai gruppi più ampi.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale 2007

G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Enel	Edison	2-5 Gm ³	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1G(m ³)	Totale
Produzione nazionale netta	7,9	-	0,7	-	-	0,6	0,0	9,1
Importazioni nette^(A)	47,1	9,3	5,9	7,7	2,1	1,1	0,0	73,2
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,2	3,0	0,1	-	-	4,4
Variazioni scorte	1,3	0,2	0,2	0,0	-0,1	-0,3	0,0	1,3
stoccaggi al 31 dicembre 2006	4,3	1,0	0,8	1,0	0,2	0,5	0,0	7,7
stoccaggi al 31 dicembre 2007	2,9	0,7	0,6	1,0	0,3	0,8	0,0	6,4
Acquisti sul territorio nazionale	2,1	8,5	5,9	12,4	6,0	14,9	4,4	54,2
da Eni	1,0	3,0	3,6	4,9	2,4	5,1	1,2	21,2
- di cui <i>gas release</i> alla frontiera	-	0,1	0,2	0,8	0,2	0,5	0,1	1,8
- di cui <i>gas release</i> al PSV	0,0	0,0	-	0,6	0,1	0,1	0,0	0,9
da Enel	-	4,8	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	5,5
da Edison	0,0	0,3	0,7	0,1	1,1	1,2	0,5	3,8
da altri operatori	1,1	0,3	1,4	7,4	2,5	8,4	2,6	23,7
Cessioni ad altri operatori	22,4	5,7	4,3	8,8	4,4	7,8	0,4	53,8
- di cui vendite al PSV	2,8	0,2	0,5	1,5	1,8	2,1	0,1	9,0
Trasferimenti netti	-22,5	-6,5	-4,3	-8,7	-4,2	-7,5	-0,5	-0,1
Consumi e perdite^(B)	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0
Autoconsumi	4,7	-	6,1	1,4	0,8	0,2	0,0	13,2
Vendite finali	30,5	11,3	2,2	9,9	2,9	8,3	3,9	69,1
al mercato libero	24,2	9,5	1,9	6,9	1,8	4,2	1,6	50,0
al mercato tutelato	6,3	1,9	0,2	3,0	1,2	4,1	2,4	19,1
Vendite finali per settore	30,5	11,3	2,2	9,9	2,9	8,3	3,9	69,1
generazione elettrica	11,6	7,8	1,5	1,7	0,7	0,7	0,1	24,2
industria	12,3	1,5	0,4	3,8	0,9	2,4	0,9	22,2
commercio	1,7	0,3	0,0	1,0	0,3	1,5	0,8	5,6
domestico	5,0	1,7	0,2	3,3	1,0	3,7	2,2	17,0

(A) Le importazioni sono al netto delle riesportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base a produzione, importazione, stoccaggio e acquisti interni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

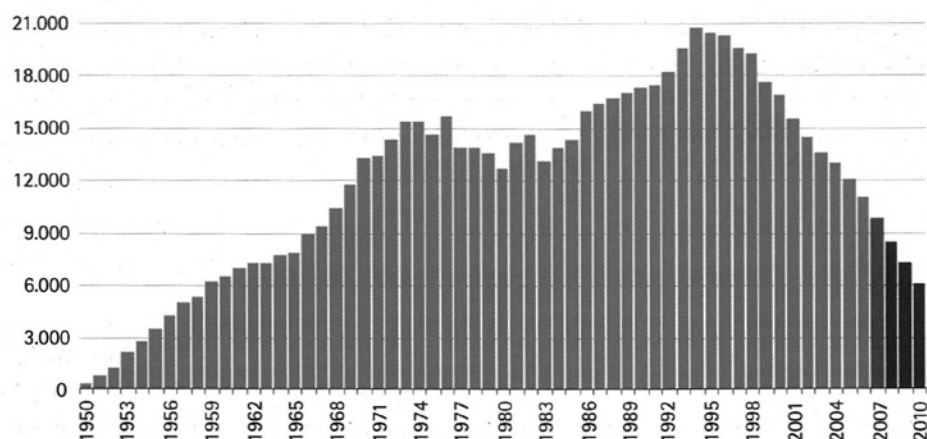
Produzione nazionale

La produzione nazionale ha registrato l'ennesima riduzione, scendendo nel 2007 sotto la soglia dei 10 G(m³). Come previsto dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 la produzione si è fermata infatti a 9.706 M(m³), diminuendo di ulteriori 11,7 punti percentuali rispetto al 2006. 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 9 società che nel 2007 hanno prodotto complessivamente 9.132 M(m³) di gas naturale. Rispetto al dato di produzione preconsuntivo diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, la copertura dell'indagine è quindi del 94%.

Il segmento della produzione di gas naturale in Italia è dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione naziona-



Fonte: MSE.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m³); valori storici dal 1950 al 2006; preconsuntivo 2007 e previsioni dal 2008 al 2010

SOCIETÀ	M(m ³)	QUOTA %
Gruppo Eni	7.875	86,2
Gruppo Edison	674	7,4
Gruppo Royal Dutch Shell	340	3,7
Gruppo Gas Plus	236	2,6
Altri	6	0,1
TOTALE	9.132	100,0
TOTALE (Fonte: MSE)	9.706	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2007

le maggioritaria e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari all'86,2%. Al secondo e al terzo posto, infatti, vi sono il gruppo Edison con il 7,4% e il gruppo Royal Dutch Shell con il 3,7%. Il gruppo Gas Plus segue a una certa distanza con una quota del 2,6% (Tav. 3.2). Le quote dei gruppi indicate si riducono se calcolate sul valore di produzione nazionale di 9.706 M(m³) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico: utilizzando quest'ultimo dato, infatti, Eni scende all'81%, Edison al 6,9%, Shell al 3,5% e Gas Plus al 2,4%. Come si vede, tuttavia, anche l'utilizzo del totale più ampio non muta la significatività dei dati raccolti e della situazione concorrenziale da essi evidenziata.

Importazioni

Nonostante la riduzione delle quantità importate rispetto al 2006, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni resta sensibilmente elevata. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, nel 2007 sono stati importati 73.882 M(m³), il 4,1% di gas in meno rispetto al 2006, complessivamente l'87% 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 2007 il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, da cui proviene il 33,2% del gas totale importato. Da questo paese il gas arriva principalmente via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo (22.153 dei 24.584 M(m³) 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 (30,7%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia. La Libia è divenuto il terzo più importante paese di origine delle importazioni di gas in Italia; nel 2007 la sua quota ha raggiunto il 12,5%, superando per la prima volta le quote di Paesi Bassi e Norvegia, presi singolarmente.

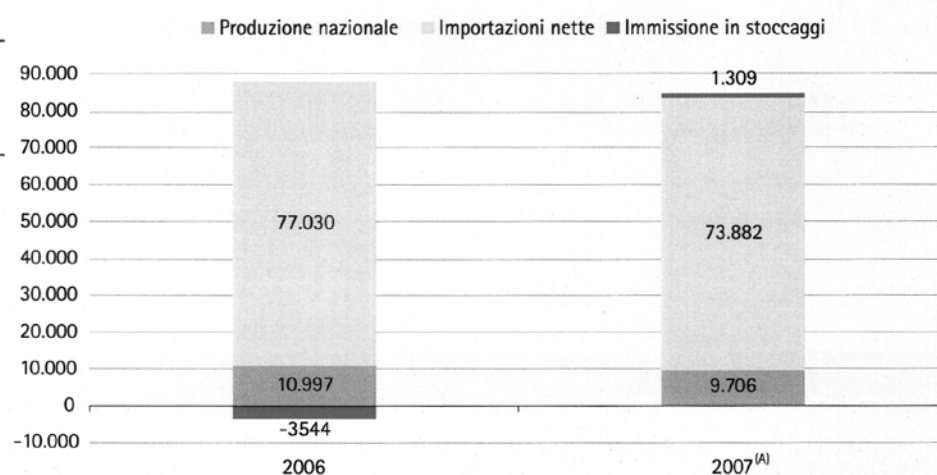
Le importazioni dai paesi del Nord Europa, infatti, che insieme rappresentano il 18,4%, sono quelle provenienti dai Paesi Bassi (10,9%) e dalla Norvegia (7,5%), che arrivano in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (presso il confine svizzero). Il restante 5,2% del gas importato proviene da altri paesi.

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2007 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 3,2% dei volumi di importazione.

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 25 soggetti importatori¹ che nel 2007 risultano aver complessivamente importato in Italia 73.317 M(m³) (Tav. 3.3). Il dato complessivo che

FIG. 3.2

Immissioni in rete
nel 2006 e nel 2007
M(m³)



(A) Per il 2007 dati preconsuntivi.

Fonte: MSE.

¹ Per "importatore" si intende il soggetto che ai fini degli obblighi doganali è titolare del gas alla frontiera italiana.

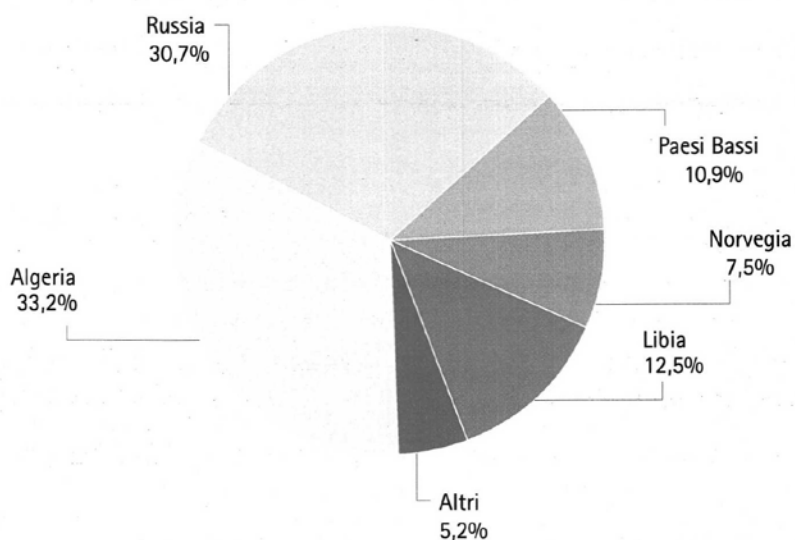


FIG. 3.3

Importazioni lorde di gas nel 2007 secondo la provenienza
Valori percentuali

Fonte: Elaborazione su dati MSE.

	2007	QUOTA %
Eni	47.212	64,4
Enel Trade	9.278	12,7
Edison	5.907	8,1
Plurigas	2.875	3,9
Gaz de France sede secondaria	2.004	2,7
Sorgenia	1.614	2,2
ENOI	901	1,2
Dalmine Energie	714	1,0
Asm Brescia	537	0,7
EGL Italia	514	0,7
Hera Trading	350	0,5
Italtrading	251	0,3
Spigas	195	0,3
E.On Ruhrgas	171	0,2
Speia	158	0,2
Enia energia	147	0,2
AceaElectrabel Trading	129	0,2
Elettrogas	86	0,1
EDF Trading Limited	81	0,1
2B ENERGIA	80	0,1
Gas Plus Italiana	50	0,1
Exergia	41	0,1
Libera Energia	10	0,0
Energetic Source	8	0,0
Enova	4	0,0
TOTALE	73.317	100,0
TOTALE IMPORTAZIONI (Fonte: MSE)	73.950	-

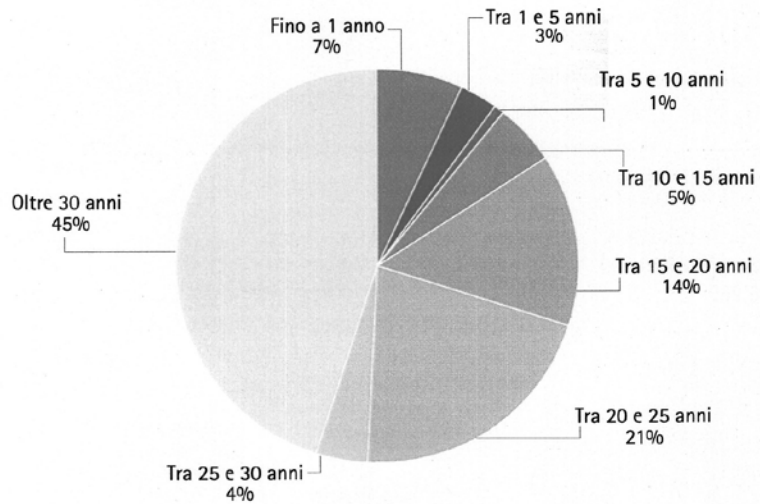
TAV. 3.3

Importazioni lorde di gas in Italia
M(m³)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.4

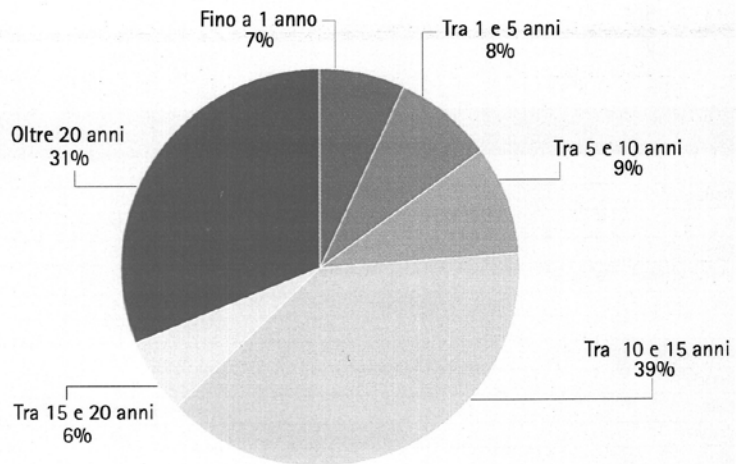
Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2007, secondo la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2007, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori è lievemente inferiore al valore totale delle importazioni (pre-consuntivo) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico, che è pari a 73,9 G(m³). Ciò accade perché nell'Indagine dell'Autorità un numero limitato di operatori ha fornito i dati secondo un criterio di cassa anziché secondo il criterio competenza richiesto.

Anche in questo segmento della filiera, Eni appare dominante con una quota pari al 64,4% del totale e ben distanziata

dagli altri operatori. Al secondo posto si collocano infatti le importazioni di Enel Trade Spa, pari al 12,7% del totale, seguite da quelle di Edison (8,1%), Plurigas (3,9%), Gaz de France (2,7%) e Sorgenia Spa (2,2%). I primi tre soggetti importatori risultano acquisire poco più dell'85% del gas naturale importato in Italia.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2007 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua

(Fig. 3.5), dai dati raccolti nell'indagine annuale dell'Autorità si conferma come l'attività d'importazione sia effettuata prevalentemente attraverso contratti di lungo periodo di tipo *take or pay*, con una durata complessiva superiore ai 30 anni. Essi rappresentano, infatti, quasi la metà dei contratti stipulati per l'acquisizione di gas dall'estero. Un quarto dell'attività di importazione avviene invece con contratti di durata totale compresa tra 20 e 30 anni e il restante quarto si distribuisce sulle durate inferiori ai 20 anni con un'importanza complessiva che si riduce proporzionalmente all'accorciarsi della durata dei contratti stessi. Le importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, sono cresciute rispetto allo scorso anno, raggiungendo il 7% del totale.

Sotto il profilo della durata residua i contratti attivi nel 2007 risultano ancora molto lunghi: poco più del 75% scadrà infatti tra 10 anni o più (e tra loro il 31% risulta avere una durata residua di 20 anni o più). Poco più del 24% dei contratti esistenti scadrà invece al più tardi tra 10 anni.

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 extracomunitarie².

Per ciò che concerne le importazioni di gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'Unione europea, nel 2007 sono state rilasciate 13 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 30 per importazioni *spot* di durata non superiore a un anno. A queste se ne sono aggiunte 4 nei primi mesi del 2008. Dal 2001 a oggi il Ministero dello sviluppo economico ha complessivamente accordato 67 autorizzazioni pluriennali e 108 autorizzazioni per importazioni inferiori a un anno (*spot*). Sono invece pervenute al Ministero dello sviluppo economico 38 comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2007 e 6 nei primi mesi del 2008. In totale sono 246 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

L'aggiornamento del quadro, presentato lo scorso anno, delle infrastrutture di importazione via gasdotto è riassunto nelle tavole 3.4 e 3.5 che riportano, rispettivamente, i potenziamenti di infrastrutture esistenti e i nuovi progetti.

Sul gasdotto d'importazione Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC) che convoglia il gas algerino attraverso la Tunisia al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo sono attesi, rispettivamente per il 1° aprile e per il 1° ottobre 2008, due aumenti della capacità di trasporto, per complessivi 6,5 G(m³)/anno. La realizzazione delle due *tranche* del potenziamento è scaturita dalla chiusura dell'istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato A358 (Eni – Trans Tunisian Pipeline). Per quanto riguarda la prima *tranche* di 3,2 G(m³)/anno, la capacità è risultata assegnata alle società: Bidas (oggi Begas), Edison, Compagnia Italiana del Gas e Worldenergy; per la seconda *tranche*, a fronte di 45 richieste, gli assegnatari sono risultati: Enel e Sonatrach. Nell'ambito dei quantitativi assegnati nella prima *tranche*, vi è poi un quantitativo di margine di flessibilità per l'esecuzione del contratto a disposizione di Edison e Bidas. L'autorizzazione all'importazione è stata concessa a Sonatrading Amsterdam BV nel gennaio 2007; nel gennaio 2008 l'autorizzazione è stata trasferita a Sonatrach Gas Italia Spa. Per l'espansione del gasdotto la società Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (100% Eni) ha ottenuto nel dicembre 2007 un prestito dalla Banca europea degli investimenti di 185 milioni di euro.

Per quanto concerne il gasdotto Trans Austrian Gasleitung (TAG), nel 2007 vi è stato un incremento di capacità per 4 G(m³)/anno destinato al *build-up* del IV contratto di Eni con Gazprom. Per il primo ottobre 2008 è attesa anche l'entrata in funzione della prima *tranche*, per 3,2 G(m³)/anno dei 6,5 complessivi, del potenziamento del gasdotto che ha visto l'allocazione della capacità primaria nel 2006 a circa 150 operatori,

² 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).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.4

Potenziamento dei
gasdotti esistenti

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TTPC (Tunisia-Italia)	Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (Eni 100%)	Mazara del Vallo	3,2	372	2002	2008 (aprile)	In corso di realizzazione; capacità assegnata a 4 operatori (Edison, CIG, Bidas, World Energy); Eni ha ottenuto dalla BEI un prestito di 185 milioni di euro per l'espansione.
TTPC (Tunisia-Italia)	Trans Tunisian Pipeline Company Ltd. (Eni 100%)	Mazara del Vallo	3,3	372	2002	2008 (ottobre)	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento.
TAG Trans Austria Gasleitung (Austria-Italia)	Trans Austria Gasleitung GmbH (Eni International B.V. 89%; OMV Gas GmbH 11%)	Tarvisio	3,3	380	2002	2008	In corso di realizzazione; capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 M(m ³)/anno ciascuno.
TAG Trans Austria Gasleitung (Austria-Italia)	Trans Austria Gasleitung GmbH (Eni International B.V. 89%; OMV Gas GmbH 11%)	Tarvisio	3,2	380	2002	2009	Seconda <i>tranche</i> di ampliamento da realizzare entro fine 2009; in corso di realizzazione.
Green Stream (Libia-Italia)	Greenstream B.V. (Eni 75%; NOC 25%)	Gela	3	---	---	2012	Firmato in ottobre 2007 accordo strategico tra Eni e NOC; l'accordo è stato ratificato nel febbraio 2008 dal governo libico.

Fonte: MSE.

secondo modalità stabilite unilateralmente dal trasportatore. A oggi tale numero appare significativamente ridotto, per effetto di cessioni di capacità.

La seconda *tranche* appare invece destinata a slittare all'ottobre 2009, in quanto nel corso del 2007 non è stato possibile avviare i lavori per la costruzione di una centrale di compressione nel comune di Weitendorf, in Austria, essenziale al potenziamento, a causa del mancato ottenimento dei necessa-

ri permessi autorizzativi. Il Comune di Weitendorf ha infine dato l'approvazione per il cambiamento di destinazione dell'area destinata alla costruzione della centrale di compressione nel dicembre dello scorso anno, consentendo quindi il seguito della procedura di autorizzazione a livello regionale e la finalizzazione dell'iter di impatto ambientale. L'intero iter, inclusa la scadenza di eventuali ricorsi, è atteso definitivamente concludersi per il mese di aprile 2008.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Circa i potenziamenti di infrastrutture esistenti è da segnalare anche il progetto riguardante il Green Stream, il gasdotto d'importazione del gas libico in Italia che arriva al punto di entrata della rete nazionale di Gela. La società dello stato libico National Oil Company (NOC) ed Eni, entrambe proprietarie del gasdotto, stanno valutando un progetto che ipotizza il raddoppio della capacità di esportazione dell'*hub* libico di Mellitah da 8 a 16 G(m³)/anno che potrebbe essere ottenuto attraverso un potenziamento da 3 G(m³)/anno del Green Stream e la costruzione di un nuovo terminale di liquefazione di GNL da 5 G(m³)/anno. Un accordo strategico su tale progetto è stato firmato nell'ottobre 2007 tra le due società. L'intesa è stata ratificata dal governo libico nel febbraio scorso.

Per quanto riguarda i nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro paese, si segnalano infine gli annunci in merito a un nuovo gasdotto che collegherebbe

Germania e Italia attraverso l'Austria, il Tauern Gas Leitung, promosso da E.On Ruhrgas. Il gasdotto, la cui entrata in funzione potrebbe realizzarsi nel 2014, dovrebbe essere partecipato da E.On Ruhrgas per il 45%, da Energie AG Oberösterreich e Salzburg AG con il 15%, Rohölaufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) con il 10% e da Kelag e Tigas con il restante 15% in parti uguali. A parte E.On Ruhrgas e Salzburg AG, si tratta per il resto di operatori di reti locali austriache. Ha come obiettivo di portare in Europa centrale, e soprattutto in Germania, gas dall'Italia e/o da un possibile terminale GNL in Croazia (anche se il gasdotto nasce come bidirezionale per possibili importazioni in Italia). Il progetto si integra con il previsto raddoppio della capacità di stoccaggio, da 1,2 a 2,4 G(m³), del giacimento di Haidach (in Austria) di proprietà delle società RAG, Gazprom Export e Wingas.

TAV. 3.5

**Nuovi gasdotti
in progetto**

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m ³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
IAP Irans Adriatic Pipeline (Grecia- Albania-Italia)	EGL; Statoil Hydro (quote paritetiche)	Brindisi	10/20	520	2006	----	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m ³) per 25 anni; attesa decisione finale sull'investimento per la seconda metà del 2009.
IGI Interconnector Italia-Grecia	DEPA; Edison (quote paritetiche)	Otranto	8/10	212	2005	2012	Concessa esenzione 100% per 25 anni a determinate condizioni. Ottenuta ratifica da Commissione europea.
Interconnector (Italia-Austria)	SEL (Provincia di Bolzano 93,9%)	Bressanone	1,3	48	In corso	2009	Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN.
GALSI (Algeria-Italia)	GALSI (Sonatrach 41,6%; Edison 20,8%; Enel 15,6%; Sfirs 11,6%; Hera Trading 10,4%)	Porto Botte (Carbonia- Iglesias)	8	940	2005	2012	Firmato accordo intergovernativo fra Italia e Algeria; attesa decisione finale sull'investimento a metà del 2009.

Fonte: MSE.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Gli assetti proprietari del trasporto di gas non sono significativamente mutati rispetto allo scorso anno. La rete di trasporto gas, suddivisa in rete nazionale e rete regionale, fa capo a un ristretto numero di imprese: 2 per la rete nazionale e 7 per la rete regionale. Il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas Spa, possiede 31.081 km di rete sui circa 32.900 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce 1.263 km di reti (di cui 120 sulla rete nazionale). Vi sono poi altri 5 operatori minori (Retragas Srl, Metanodotto Alpino Srl, Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Netenergy Service Srl) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

La tavola 3.6 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2007-2008. Rispetto alle capacità³ messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2007-2008 si registra una significativa variazione di capacità conferibile al punto di Mazara del Vallo, dove si registra un aumento di 4,9 M(m³)/giorno a seguito dell'entrata in esercizio dei metano-

dotti Mazara-Menfi, Montalbano-Messina e del potenziamento della centrale di Enna. Le capacità di trasporto relative agli altri punti di entrata sono in linea con quelle pubblicate lo scorso anno. Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/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, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2007-2008 mostrano come la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotti sia stata conferita a inizio anno termico per quasi l'83% a 50 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, la quota di capacità complessivamente conferita sulla conferibile aumenta di circa 10 punti percentuali. Nell'anno termico precedente, 2006-2007, 29 soggetti avevano richiesto capacità continua e 4 interrompibile presso i punti di entrata della rete nazionale e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2007-2008

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	58,0	52,8	5,2	91,0%
Tarvisio	100,9	84,9	16,0	84,1%
Mazara del Vallo	90,0 ^(A)	69,2 ^(A)	20,8	76,9%
Gorizia ^(B)	2,0	0,0	2,0	0,0%
Gela	25,6	21,9	3,7	85,5%
TOTALE	276,5	228,8	47,7	82,7%

(A) Capacità massima conferibile e conferita a partire da giugno 2008.

(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 di Snam Rete Gas.

³ 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. Ciò al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 2009-2010, complessivamente a 23 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2008-2009, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PUNTI DI ENTRATA PASSO GRIES	GELA	GORIZIA
ANNO TERMICO 2008-2009					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,5	77,5	52,9	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,4	21,5	6,5	3,7	2,0
ANNO TERMICO 2009-2010					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,5	77,5	52,2	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,4	21,5	7,2	3,7	2,0
ANNO TERMICO 2010-2011					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,4	77,5	52,2	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,5	21,5	7,2	3,7	2,0
ANNO TERMICO 2011-2012					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,1	77,5	50,8	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,8	21,5	8,6	3,7	2,0
ANNO TERMICO 2012-2013					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	87,1	76,4	48,8	21,9	0,0
Capacità disponibile	13,8	22,6	10,6	3,7	2,0
ANNO TERMICO 2013-2014					
Capacità conferibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0
Capacità conferita	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacità disponibile	100,9	99,0	59,4	25,6	2,0

Fonte: 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 2008-2009 al 2013-2014

M(m³) standard per giorno

Stoccaggio

Per l'anno termico 2007-2008 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento (in termini di spazio complessivo per riserva attiva, cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,6 G(m³) (Tav. 3.8).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), 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 ammontata a 8,5 G(m³).

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 introdot-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

te dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50, è pari complessivamente a circa 152 M(m³) standard.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2007-2008 sono riportati nella tavola 3.9. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit Spa il 1° aprile 2007 sono ammontate a circa 13,5 G(m³), equivalenti a circa 533,5 milioni di GJ, considerando un PCS pari a 39,4 MJ/m³ standard. Rispetto all'anno termico 2006-2007 lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,4 G(m³).

Durante la campagna di iniezione sono emersi alcuni problemi autorizzativi connessi con l'esercizio in sovrappressione del campo di Settala che hanno fatto ridurre le capacità messe a disposizione complessivamente di 350 M(m³); pertanto le disponibilità all'inizio di ottobre sono risultate pari a circa 13,2 G(m³).

Dei 13,2 miliardi messi a disposizione da Stogit, 8 G(m³) (pari a circa 315 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modu-

lazione e minerario, 0,11 G(m³) (circa 4,3 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m³) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2007-2008 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 36 operatori: 34 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 7 quello strategico) e 2 utenti del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2007 sono risultati pari a circa 8,5 G(m³), di cui 5,3 in erogazione e 3,1 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio Spa nell'anno termico 2007-2008 sono ammontate a circa 0,4 G(m³). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 10: 9 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.

TAV. 3.8

Disponibilità di stoccaggio in Italia

	M(GJ) AL GIORNO, PER LA PUNTA	M(m ³) STANDARD(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	333,7	8.482
Disponibilità giornaliera di punta per stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0	152,1

(A) Determinati secondo i valori del potere calorifico superiore (PCS) di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m³.

Fonte: Elaborazione AEEG 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 2006-2007		ANNO TERMICO 2007-2008	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) ^(A)
Stogit	35	315.226.000	36	319.533.000
Edison Stoccaggio	9	12.102.934	10	14.172.000

(A) Per il sistema Stogit il potere calorifico superiore (PCS) di riferimento è 39,4 MJ/m³ standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m³ standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 dello sviluppo economico, che riguardano giacimenti di gas esauriti da convertire in stoccaggi e acquiferi in unità litologiche profonde. Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità sono rappresentate dal giacimento di Poggiofiorito e dai progetti di conversione in stoccaggio di 5 giacimenti, 3 in Lombardia e 2 nelle

Marche. Nel sito di Poggiofiorito, situato in Abruzzo e precisamente in provincia di Teramo, la società Gas Plus Storage Srl ha avviato l'istruttoria per convertire a stoccaggio un giacimento preesistente di cui era titolare della concessione di coltivazione. Per cinque nuovi progetti, situati a Bagnolo Mella (in provincia di Brescia), Piadena Est (in provincia di Cremona), Romanengo (situato tra la provincia di Bergamo e quella di Cremona), Rapagnano e San Benedetto (entrambi in provincia di Ascoli Piceno) la procedura autorizzativa è allo stadio iniziale.

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m ³)	PUNTA M(m ³)/giorno	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit	1.550	10,0	n.d.	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	12,5/20	2010	Autorizzato; in attesa di VIA il progetto per la costruzione della centrale di compressione e trattamento.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage	891	16,5	n.d.	In istruttoria; presentata istanza di VIA.
San Potito - Cotignola (RA)	Edison Stoccaggio	8,0	915	2012	In istruttoria; in corso di realizzazione.
Cugno Le Macine - Serra Pizzuta (MT)	Geogastock	742	6,6	n.d.	Presentata istanza di VIA.
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	Indipendent Gas Management	3.000	32	n.d.	In istruttoria; presentata istanza di VIA.
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	n.d.	In istruttoria; presentata istanza di VIA.
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Storage	150	1,7	n.d.	In istruttoria.
Bagnolo Mella (BS)					In istruttoria.
Piadena Est (CR)					In istruttoria.
Romanengo (CR-BG)					In istruttoria.
Rapagnano (AP)					In istruttoria.
San Benedetto (AP)					In istruttoria.

Fonte: MSE.

TAV. 3.10

Istanze di concessione di stoccaggio al marzo 2008

Terminali di GNL

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

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità sono rappresentate da:

- progetto di un nuovo terminale a terra nel Lazio, e precisa-

mente nella zona di Civitavecchia, presentato nel febbraio 2007 dalla società Gavio. Il progetto è ancora in corso di valutazione da parte del Ministero dello sviluppo economico;

- potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, l'unico oggi funzionante in Italia, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³) presentato nel luglio 2007 da GNL Italia Spa, sul quale è giunta una prima opposizione locale.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.11

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL al 31 marzo 2007

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno e stato delle autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Porto Levante offshore (RO)	Terminale GNL Adriatico (Edison 10%, Exxon Mobil 45%, Qatar Terminal Limited 45%)	8	2009	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. Costruzione al 60% del terminale in mare in Spagna. In corso di completamento le istruttorie per l'occupazione delle aree per il metanodotto Cavarzere-Minerbio.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Rilasciata il 6.4.2005 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; ricorso al TAR nel dicembre 2007 del Comune per l'annullamento delle autorizzazioni a costruire.
Toscana offshore (LI)	OLT Offshore LNG Terminal (Endesa Italia - Amga - Asa 51%, OLT Energy Toscana 49%)	3,75	2009	Autorizzazione rilasciata il 23.2.2006. Richiesta esenzione totale dal TPA per 20 anni ai sensi della legge n. 239/04; la domanda è in istruttoria. Ancora pendenti ricorsi al TAR contro il terminale. Nel marzo 2008 la Saipem si è aggiudicata il contratto per la costruzione del terminale.
Rosignano (LI)	Edison - BP - Solway	8	n.d.	VIA in istruttoria. Nell'ottobre 2006 il progetto ha ottenuto il nulla osta di fattibilità preliminare per l'impianto. Il procedimento autorizzativo è attualmente sospeso.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (49% CrossGas; 25,5% Sorigema; 25,5% Iride)	12	2012	VIA in istruttoria. Nel marzo 2007 entrano nella compagine societaria Sorigema e Iride con il 51%, suddiviso in misura paritaria. Nell'agosto 2007 ha ottenuto il nulla osta di fattibilità con alcune condizioni.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Procedimento di VIA attualmente sospeso. Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Procedimento autorizzativo svolto dalla Regione Friuli Venezia Giulia. In corso di VIA. Ha ottenuto il nulla osta di fattibilità. Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto.
Trieste offshore (TS)	Endesa Italia	8	n.d.	La Regione Friuli Venezia Giulia appare disponibile a concedere l'autorizzazione ma per un solo impianto (si veda il progetto precedente). Nell'agosto 2007 Endesa è stata invitata a individuare una nuova collocazione; nell'ottobre 2007 la società ha fornito chiarimenti sulla collocazione scelta.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 99%)	8	2010	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nulla osta di fattibilità rilasciato nel giugno 2005. VIA in corso. Parere favorevole di alcune autorità locali. Presentata una variante al progetto per renderlo conforme al Piano regolatore portuale.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas - Shell Energy Italia	fase 1: 8 fase 2: 12	n.d.	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 capacità di rigassificazione. Due Comuni hanno approvato una mozione contraria con richiesta di sospensione del procedimento alla Regione.
Ravenna (RA)	Atlas Ing. (Gruppo Belleli)	8	n.d.	Nuovo impianto offshore all'esame del MSE.
Senigallia (AN)	Gaz de France	5	n.d.	Nuovo impianto offshore all'esame del MSE.
Civitavecchia	Gavio	8	n.d.	Nuovo impianto offshore all'esame del MSE.
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	4,5	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni, l'unico oggi funzionante in Italia, che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m ³). Procedimento di VIA avviato nel luglio 2007. Il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario.

Fonte: MSE.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale sull'evoluzione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, una sezione è dedicata all'analisi della distribuzione del gas naturale. Essa raccoglie quindi informazioni dettagliate relative ai volumi di gas 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, invece, i volumi di gas consumati dai clienti industriali o termoelettrici direttamente collegati alla rete di trasporto, né i quantitativi di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti cittadine (a cui è dedicato un paragrafo in questo Capitolo). Come di consueto, inoltre, è stato chiesto ai distributori di fornire dati preconsuntivi relativamente all'anno precedente l'indagine – quest'anno il 2007 – e dati a consuntivo relativamente al penultimo anno precedente l'indagine – quest'anno il 2006. Nell'ambito della parte dedicata alla distribuzione gas, quest'anno è stato svolto un approfondimento dell'indagine a livello comunale. Come si vedrà nel seguito, l'analisi dei dati con disaggregazione comunale, da considerarsi ancora preliminare, ha consentito di studiare con maggiore dettaglio alcuni aspetti delle concessioni e delle metodologie di affidamento in base alle quali il servizio è svolto. Hanno risposto all'indagine 296 distributori, 37 dei quali hanno dichiarato di essere rimasti inattivi o nel 2006 o nel 2007

(Tav. 3.12). Da molto tempo il numero delle società operanti nel segmento della distribuzione gas si va riducendo sensibilmente, basti pensare che 10 anni fa questi operatori erano più di 800 ed erano ancora più di 500 nel 2004. Il segmento della distribuzione di gas in Italia, tuttavia, appare ancora molto frammentato. Dei 275 operatori attivi nel 2007 solo 7 si sono classificati come molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti serviti); 25 sono risultati i soggetti con un numero di clienti serviti compreso tra 100.000 e 500.000 e 30 società sono risultate di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Meno di un ottavo delle società operanti nella distribuzione del gas italiana supera dunque la soglia di 100.000 clienti serviti, quella per cui scatta la separazione funzionale delle attività disposta dalla normativa sull'*unbundling* dell'Autorità e per quasi un terzo delle imprese attive nella distribuzione gas non vi è nemmeno l'obbligo della separazione contabile, essendo 87 gli operatori che servono meno di 5.000 clienti. L'analisi dei volumi distribuiti dalle imprese attive mostra inoltre che le prime 32 società di media o grande dimensione coprono il 75% dei volumi totali, mentre le restanti 243 società di piccola o piccolissima dimensione distribuiscono appena un quarto dei volumi totali. Delle 296 società rispondenti, inoltre, poco più della metà (154 imprese) hanno dichiarato di essere collegate societariamente⁴ con un venditore.

TAV. 3.12

Attività dei distributori nel periodo 2006-2007

OPERATORI ^{A)}	2006	2007
NUMERO	296	296
Molto grandi	7	7
Grandi	21	25
Medi	30	30
Piccoli	130	126
Piccolissimi	92	87
Inattivi	16	21
VOLUME DISTRIBUITO (milioni di m³)	34.584	31.398
Molto grandi	18.194	15.303
Grandi	7.742	8.282
Medi	3.690	3.589
Piccoli	4.520	3.864
Piccolissimi	439	359
Inattivi	0	0

- A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
 Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
 Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
 Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
 Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

⁴ Due società sono da considerarsi collegate quando fanno parte del medesimo gruppo societario o in presenza di partecipazioni incrociate tra loro.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La tavola 3.13 mostra la distribuzione regionale negli ultimi due anni. Nel 2006 sono stati distribuiti complessivamente 34,6 G(m³) di gas naturale (dati a consuntivo), scesi a 31,4 nel 2007 (dati preconsumativi). La distribuzione evidenzia un'elevata variabilità territoriale, con 4 regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna, che assorbono più del 10% ciascuna e oltre il 64% del totale di gas immesso nelle reti secondarie. Due regioni, Toscana e Lazio, possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3% e le rimanenti con quote inferiori all'1%. La ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole rivela la netta predominanza del Nord che, con una quota del 71% supera di gran lunga il 20% del Centro e il 9% del Sud e Isole. Il calo del 9% nei volumi distribuiti rispetto allo scorso anno, inoltre, ha pesato in misura minore sul Nord dove i volumi si sono ridotti del 7%, contro il 13% del Centro e il 14% di Sud e Isole. Confrontando i dati del 2007 e del 2006 e considerando anche quelli degli anni passati più recenti (si vedano le *Relazioni Annuali* degli scorsi anni) si nota comunque come la diversificazione territoriale nella distribuzione di gas rimanga piuttosto stabile nel tempo. Ciò in quanto essa riflette la diversa diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse

aree del paese, la diversa distribuzione delle attività produttive di dimensioni medio-piccole, tipicamente servite da reti secondarie. La tavola 3.14 riporta un quadro di dettaglio per l'anno 2007 dell'attività di distribuzione elencando, per regione, il numero di esercenti, il numero di clienti (gruppi di misura) e dei comuni serviti. La tavola riporta anche il numero di comuni appartenenti a ciascuna regione desunto dall'elenco Istat dei comuni d'Italia all'1 gennaio 2008, con il quale è stato calcolato il grado di copertura del servizio di distribuzione, ottenuto come rapporto tra il numero dei comuni serviti e il numero di comuni della regione.

Dalla tavola si evince come 396 operatori servono 20,7 milioni di clienti in 6.300 comuni. Il numero totale di distributori che appare nella tavola 3.14 è, naturalmente, più elevato rispetto al numero dei rispondenti all'indagine in quanto ogni distributore viene contattato tante volte quante sono le regioni in cui opera. Il grado di copertura supera il 70% in 15 regioni sulle 19 in cui si svolge l'attività di distribuzione di gas naturale (la Sardegna non è metanizzata).

Per quanto riguarda le infrastrutture di rete, i distributori esercitano in Italia poco meno di 231.000 km di rete, il 40% dei quali in media pressione e quasi il 60% in bassa pressione. Come si vede dalla tavola 3.15, le reti sono collocate prevalentemente al Nord (139.400 km, contro 52.300 al Centro e 39.300 nel Sud e Isole) e,

TAV. 3.13

Gas naturale distribuito per regione

Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico

REGIONI	2006		2007		VARIAZIONE % 2007-2006
	VOLUMI M(m ³)	QUOTA %	VOLUMI M(m ³)	QUOTA %	
Val d'Aosta	50,7	0,1	40,0	0,1	-21,2
Piemonte	4.147,1	12,0	3.673,9	11,7	-11,4
Liguria	959,5	2,8	845,1	2,7	-11,9
Lombardia	8.620,5	24,8	8.337,0	26,6	-3,3
Trentino Alto Adige	602,8	1,7	570,4	1,8	-5,4
Veneto	4.255,2	12,3	3.884,3	12,4	-8,7
Friuli Venezia Giulia	845,2	2,4	702,2	2,2	-16,9
Emilia Romagna	4.646,9	13,5	4.287,7	13,7	-7,7
Toscana	2.527,2	7,3	2.132,6	6,8	-15,6
Lazio	2.301,3	6,7	1.988,5	6,3	-13,6
Marche	1.025,8	3,0	899,9	2,9	-12,3
Umbria	568,2	1,6	507,9	1,6	-10,6
Abruzzo	744,4	2,2	685,7	2,2	-7,9
Molise	136,1	0,4	129,2	0,4	-5,1
Campania	1.030,8	3,0	850,1	2,7	-17,5
Puglia	1.024,7	3,0	893,7	2,8	-12,8
Basilicata	218,2	0,6	182,2	0,6	-16,5
Calabria	274,0	0,8	233,0	0,7	-15,0
Sicilia	605,7	1,8	554,2	1,8	-8,5
ITALIA	34.584,3	100,0	31.397,7	100,0	-9,2

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.14

Dettaglio dell'attività di distribuzione per regione nell'anno 2007

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	NUMERO DI COMUNI AL 1/1/2008	GRADO DI COPERTURA(A)
Val d'Aosta	1	18	24	74	32,4
Piemonte	30	1.928	960	1.206	79,6
Liguria	9	838	152	235	64,7
Lombardia	77	4.475	1.437	1.546	92,9
Trentino Alto Adige	14	236	185	339	54,6
Veneto	34	1.941	580	581	99,8
Friuli Venezia Giulia	11	446	168	219	76,7
Emilia Romagna	32	2.069	331	341	97,1
Toscana	16	1.460	248	287	86,4
Lazio	15	2.094	301	378	79,6
Marche	29	613	245	246	99,6
Umbria	11	319	89	92	96,7
Abruzzo	30	547	226	305	74,1
Molise	12	110	123	136	90,4
Campania	20	1.180	320	551	58,1
Puglia	13	1.042	235	258	91,1
Basilicata	14	180	116	131	88,5
Calabria	11	353	261	409	63,8
Sicilia	17	851	301	390	77,2
ITALIA	396	20.699	6.301	7.724	81,6

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è calcolato come 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 2008. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori: in tal caso il comune viene contato tante volte quante sono i distributori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.15

Estensione delle reti e loro proprietà nell'anno 2007

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ ESERCENTE COMUNE	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	0,3	165,5	191,7	99,0	0,6
Piemonte	107,7	11.295,2	10.871,4	89,6	2,0
Liguria	57,4	1.874,8	4.114,8	99,9	0,1
Lombardia	98,2	13.561,2	30.224,8	73,8	14,7
Trentino Alto Adige	185,0	1.975,9	1.948,2	90,5	6,5
Veneto	225,2	10.723,8	17.466,4	81,1	12,1
Friuli Venezia Giulia	5,1	1.890,2	4.469,8	74,2	25,5
Emilia Romagna	372,2	15.615,7	11.929,2	67,8	10,3
Toscana	201,1	5.723,8	8.914,0	76,8	9,0
Lazio	178,7	6.445,1	7.340,1	98,3	1,7
Marche	31,5	4.070,0	4.297,1	45,8	25,9
Umbria	105,1	1.734,2	3.062,7	62,5	37,4
Abruzzo	1,4	3.850,1	4.435,3	81,5	18,5
Molise	5,2	967,3	981,9	85,7	14,0
Campania	17,4	3.276,2	7.157,8	85,6	12,1
Puglia	89,6	2.916,7	7.383,9	94,6	5,1
Basilicata	0,8	763,4	1.508,0	76,6	22,7
Calabria	35,7	2.013,3	3.242,5	90,1	9,9
Sicilia	62,4	3.505,9	7.279,9	96,9	3,1
Non in funzione	6,9	179,5	174,6	-	-
ITALIA	1.787,0	92.548,0	136.994,2	80,2	11,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

in media, appartengono per l'80% agli stessi distributori e per l'11% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere dell'esercente, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali in tabella può non raggiungere 100), varia tuttavia abbastanza sensibilmente da regione a regione, con punte come in Liguria dove appartengono pressoché totalmente al distributore. In base all'analisi preliminare dei dati forniti dagli operatori con disaggregazione comunale emerge che la distribuzione del gas in Italia avviene in base all'operare di circa 6.300 convenzioni (Tav. 3.16). La tipologia di affidamento prevalente è l'affidamento diretto: per il 58% circa dei casi è questo il metodo con cui i Comuni hanno attribuito la gestione del servizio alle società di distribuzione. Nel 15% circa dei casi, invece, l'affidamento del servizio è avvenuto direttamente a società a partecipazione pubblica; nel 19% tramite una procedura di gara bandita prima dell'emanazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (questa categoria includeva anche i confronti concorrenziali con trattativa privata multipla) di recepimento della prima direttiva europea in materia di liberalizzazione del mercato del gas (cosiddetto "decreto Letta") e nel

4% tramite procedura a evidenza pubblica. Come si vede dalla tavola, in molte regioni del Mezzogiorno il Comune ha usufruito dei benefici concessi per favorire la metanizzazione dell'area attraverso le leggi 28 novembre 1980, n. 784 e 7 agosto 1997, n. 266. La tavola 3.17 mostra una stima preliminare della ripartizione dei clienti della distribuzione in base alle categorie d'uso definite con la delibera 2 febbraio 2007, n. 17, e associate a determinati profili di prelievo standard. Poiché tale delibera è entrata in vigore a partire dall'anno termico in corso (ottobre 2007), non è ancora possibile conoscere i volumi complessivamente prelevati dalle categorie elencate in tabella. In base al numero di clienti, la categoria di gran lunga prevalente nel nostro paese è quella che prevede un uso del gas per riscaldamento individuale, cottura cibi e produzione di acqua calda, che incide per il 61% dei casi. Un peso intorno all'11% possiedono entrambi le categorie "uso cottura cibi" e "uso cottura cibi con produzione di acqua calda" a cui, un tempo, era riferita la tariffa T1. Nel 7,6% dei casi, invece, il gas viene utilizzato solo per riscaldare l'abitazione e cuocere il cibo (la produzione di acqua calda è

TAV. 3.16

Tipologia di affidamento del servizio di distribuzione per regione nell'anno 2007

Numeri di comuni la cui distribuzione è stata affidata attraverso le procedure indicate

REGIONE	GARA (PRE-LETTA)	PROCEDURA A EVIDENZA PUBBLICA (POST-LETTA)	AFFIDAMENTO DIRETTO	AFFIDAMENTO DIRETTO A SOCIETÀ A PARTECIPAZIONE PUBBLICA	ALTRO ^(A)	DI CUI CON BENEFICI DOVUTI A DECRETI DI METANIZZAZIONE MEZZOGIORNO
Val d'Aosta	24	0	0	0	0	-
Piemonte	205	11	646	102	11	-
Liguria	12	0	94	43	3	-
Lombardia	206	106	897	217	41	-
Trentino Alto Adige	0	1	103	77	4	-
Veneto	114	13	238	169	46	-
Friuli Venezia Giulia	66	2	81	14	5	-
Emilia Romagna	43	5	144	151	6	-
Toscana	12	4	115	77	40	-
Lazio	46	7	246	0	2	105
Marche	60	8	108	64	6	12
Umbria	6	1	67	14	1	-
Abruzzo	44	25	134	26	2	159
Molise	43	17	67	0	0	80
Campania	60	41	214	2	3	305
Puglia	98	1	128	3	5	222
Basilicata	28	7	80	1	0	90
Calabria	69	21	166	3	2	245
Sicilia	79	5	194	4	19	252
ITALIA	1.215	275	3.722	967	196	1.470

(A) La voce comprende i casi in cui il distributore serve clienti localizzati in zone limitrofe o confinanti con il territorio di un comune per il quale non è titolare di concessione o affidamento, nonché i casi di titolarità del servizio non chiaramente attribuibili alle altre voci.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CATEGORIA D'USO	QUOTA %
Uso cottura cibi	10,8
Produzione di acqua calda sanitaria	0,6
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	11,2
Uso tecnologico (artigianale - industriale)	1,1
Uso condizionamento	0,1
Riscaldamento individuale/centralizzato	4,2
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	61,1
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	7,6
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,6
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,4
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5
Uso tecnologico + riscaldamento	0,8
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0
Totale	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti per categoria d'uso nell'anno 2007

Quote percentuali dei clienti delle reti di distribuzione al 31/12/2007

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	2006		2007	
	CLIENTI (MIGLIAIA)	VOLUMI M(m ³)	CLIENTI (MIGLIAIA)	VOLUMI M(m ³)
0-4	3.613	279,0	3.857	209,0
4-20	4.429	1.412,8	5.429	1.764,3
20-200	11.256	16.095,4	10.713	13.497,8
200-3.000	522	7.345,9	620	6.670,4
3.000-8.000	17	1.920,7	21	1.791,5
8.000-40.000	7	2.899,0	14	2.827,2
Oltre 40.000	31	4.631,5	45	4.637,5
Totale	19.875	34.584,3	20.699	31.397,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.18

Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti delle reti di distribuzione al 31/12/2007

affidata a un apparecchio alimentato con altra fonte). È evidente, comunque, che le percentuali cambierebbero notevolmente se al posto del numero dei clienti fossero stati considerati i relativi volumi di gas consumati, ma tali dati saranno disponibili solo a partire dal prossimo anno.

Come si ripartisce la clientela in base ai volumi consumati è valutabile tramite i dati della tavola successiva che mostra, appunto, numero di clienti e relativi prelievi suddivisi per fascia di prelievo, espressi in GJ/anno coerentemente al sistema di tariffazione in vigore per il servizio di distribuzione. Nelle prime due classi ricadono, con molta probabilità, le famiglie che usano il gas per la sola cottura cibi e produzione di acqua calda. La classe più numerosa sia in termini di numero di gruppi di misura, sia in termini di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 20 e 200 GJ (all'incirca tra 520 e 5.200 m³) dove ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che utilizzano il gas anche per il riscaldamento dei

locali. Le ultime quattro classi, relativamente meno numerose, sono quelle cui appartengono gli usi più intensivi: infatti assorbono circa metà del gas distribuito.

La tavola 3.19 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007 e le relative quote.

Come nelle altre fasi della filiera il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante (26%), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. Il confronto con il 2006 mostra una lenta erosione della quota dell'*incumbent*. I cinque punti percentuali persi da Eni sono andati a vantaggio dei concorrenti in modo abbastanza distribuito. Fatta eccezione per Italcogim, la cui quota è aumentata dello 0,6% e per il gruppo Enel che ha guadagnato mezzo punto percentuale, gli altri inseguitori (Hera, Aem, E.On, Iride, Enia) hanno visto la propria quota di mercato accrescersi mediamente di poco più di un decimo di punto. Complessivamente i primi 20 gruppi coprono più del 75% del mercato.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.19

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	2006	QUOTA %	2007	QUOTA %
Eni	10.743,7	31,1	8.197,1	26,1
Enel	3.644,7	10,5	3.472,0	11,1
Hera	2.233,0	6,5	2.075,2	6,6
Aem Milano	1.250,8	3,6	1.225,8	3,9
E.On	1.218,0	3,5	1.143,7	3,6
Iride	1.140,5	3,3	1.054,1	3,4
Italcogim	1.131,7	3,3	1.225,8	3,9
Enia	1.013,7	2,9	958,4	3,1
Asco Holding	818,2	2,4	743,5	2,4
ASM Brescia	619,4	1,8	707,1	2,3
Acegas-Aps	487,9	1,4	452,1	1,4
Consiag	331,0	1,0	316,2	1,0
Energie	325,3	0,9	301,2	1,0
Gas Rimini	315,1	0,9	297,4	0,9
Gruppo Erogasmet	292,7	0,8	270,2	0,9
Edison	291,7	0,8	271,1	0,9
ACSM Como	286,3	0,8	250,9	0,8
Trentino Servizi	271,2	0,8	244,0	0,8
AIM Vicenza	254,4	0,7	229,6	0,7
Aimag Modena	249,0	0,7	212,7	0,7
Altri	7.666,1	22,2	7.749,4	24,7
Totale	34.584,3	100,0	31.397,4	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso del gas

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono dalle prime (e provvisorie) elaborazioni dei dati raccolti nell'indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Nel settore della vendita di gas l'indagine era rivolta a tutte le società che nel 2007 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 sono obbligati a chiedere 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 e comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2007 il numero delle società che operano in questo mercato, poco più di 70, è rimasto invariato rispetto all'anno precedente (Tav. 3.20). Complessivamente i grossisti hanno venduto un volume di gas pari a 101,1 G(m³), di cui 47,4 al mercato finale e 53,6 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.23). Rispetto allo scorso anno il volume complessivamente trattato è risultato inferiore del 2%, ma al suo interno sono aumentate le vendite al mercato all'ingrosso, che l'anno scorso si erano fermate a 49,9 G(m³), mentre sono diminuite le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali, che l'anno scorso avevano toccato 53,3 G(m³).

In media il volume unitario di vendita si è ridotto del 3,4%, essendo sceso da 1,43 a 1,38 G(m³), in conseguenza della contrazione complessiva dei volumi trattati e della sostanziale invarianza del numero di operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La lieve contrazione nel volume unitario di vendita non si è tuttavia distribuita equamente tra gli operatori, in quanto le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di media e piccola dimensione. Infatti, i volumi di gas complessivamente venduti da Eni si sono ridotti quasi del 10%, quelli dei grandi operatori, cioè con vendite superiori a 10 G(m³), sono calati del 2,7%, mentre sono cresciuti: del 13,5% i volumi venduti dai grossisti medi, ovvero quelli con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), del 10% i volumi degli operatori piccoli, con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³), e del 5,1% le vendite dei piccolissimi, quelli cioè con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

L'aumento del 13,5% dei volumi trattati dagli operatori di media dimensione è avvenuto in concomitanza alla modesta crescita del numero di questi operatori, passati da 9 a 11 unità. Il volume medio unitario si è quindi ridotto del 7% rispetto allo scorso anno. L'incremento dei volumi di vendita dei grossisti di dimensione molto piccola si è, al contrario, verificato nonostante la riduzione di due unità del numero di questi operatori; perciò il volume medio unitario trattato da questi operatori è cresciuto del 13%.

Le modalità di approvvigionamento degli operatori del mercato all'ingrosso sono illustrate nella tavola 3.21, dalla quale si vede come, perlopiù, i grossisti si procurano il gas attraverso le importazioni (per il 65%). Il 20% scarso di gas è acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia ai *city gate*), quasi l'8% è direttamente prodotto e altrettanto gas viene acquistato al PSV. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV. L'incidenza di questi ultimi è massima nel caso dei grossisti di piccola dimensione, dove tocca quasi il 30%.

A fronte delle risorse disponibili ai grossisti osservate nella tavola 3.21, la successiva tavola 3.22 consente di osservare gli impieghi di gas effettuati dagli stessi operatori. Nel complesso, il 47% del gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 42% va a clienti finali (un quarto di tale gas è ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 11% è destinato all'autoconsumo, ovvero direttamente impiegato nelle centrali di produzione.

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007
NUMERO	55	40	41	60	72	73
Eni	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1
Medi	4	4	6	8	9	11
Piccoli	17	20	19	29	29	30
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30
VOLUME VENDUTO (miliardi di m³)	85,2	90,6	95,9	110,5	103,2	101,1
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,4
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO (milioni di m³)	1.550	2.264	2.340	1.842	1.433	1.385
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074
Piccoli	234	279	399	372	391	414
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).

Medi: operatori con vendite tra 1 e 10 G(m³).

Piccoli: operatori con vendite tra 0,1 e 1 G(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.20

**Attività dei grossisti
nel periodo 2002-2007**

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.21

**Approvvigionamento
dei grossisti nel 2007**

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI ^(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Produzione nazionale	13,6	0,0	2,2	4,9	0,9	7,8
Importazioni	84,5	71,6	47,5	18,5	3,8	65,0
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,8	25,7	35,0	47,3	62,0	19,1
Acquisti in stoccaggio	0,0	0,0	0,5	1,6	4,7	0,4
Acquisti al PSV	0,2	2,7	14,7	27,9	28,6	7,7
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: operatori con vendite tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: operatori con vendite tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.22

**Impieghi di gas
dei grossisti nel 2007**

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI ^(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	39,3	43,1	51,5	75,7	56,4	47,2
- di cui vendite in stoccaggio	0,0	0,5	0,5	1,9	2,2	0,6
- di cui vendite al PSV	12,7	2,9	18,8	31,4	35,9	17,0
A clienti finali	52,4	56,9	22,9	23,9	42,5	41,7
- di cui collegati societariamente	4,9	100,0	37,8	13,9	6,4	25,3
Autoconsumi	8,3	0,0	25,5	0,5	1,1	11,1
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).Medi: operatori con vendite tra 1 e 10 G(m³).Piccoli: operatori con vendite tra 0,1 e 1 G(m³).Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

ne elettrica degli operatori stessi. Dalla tavola si nota come l'attività di intermediazione all'ingrosso diviene prevalente al diminuire della dimensione delle società, almeno finché queste rimangono nelle classi di operatori il cui volume trattato complessivamente supera la soglia del milione di metri cubi. Gli operatori di dimensione molto piccola, infatti, tendono a destinare il gas approvvigionato in modo più equilibrato tra mercato all'ingrosso e mercato finale.

La tavola 3.23 mostra il dettaglio dell'attività delle 27 società (l'anno scorso erano 26) il cui venduto abbia raggiunto almeno 300 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 95% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene molto

concentrato, seppur in lento miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 59,8% (lo scorso anno era quasi del 63%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France si è abbassata al 67,8%, mentre lo scorso anno superava lievemente il 70%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2007 è risultato pari a 28,50 c€/m³. I clienti finali risultano però pagare, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile a 2,5 c€/m³, essendo pari a 29,83 c€/m³ il prezzo praticato ai clienti finali contro i 27,33 c€/m³ pagati dagli altri grossisti e rivenditori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	22.135	29.508	51.643
Enel Trade	5.660	7.471	13.131
Edison	4.274	1.502	5.776
Plurigas	2.517	1.080	3.597
Gaz de France sede secondaria	1.771	698	2.470
Hera Trading	1.322	18	1.340
ENOI	1.113	39	1.152
Aem Trading	1.077	1	1.078
Blugas	973	58	1.030
Sorgenia	889	1.336	2.226
AccaElectrabel Trading	831	5	836
Dalmine Energie	780	393	1.173
Gas Plus Italiana	730	0	730
Elettrogas	681	0	681
2B Energia	614	0	614
Enia Energia	594	1.056	1.651
EGL Italia	585	53	638
Begas Energy International	568	27	594
Spigas	538	108	646
Asm Brescia	537	0	537
Italftrading	498	23	521
Iride Mercato	478	850	1.327
ENOVA	438	6	444
Shell Italia E&P	424	0	424
E.On Ruhrgas AG	388	119	507
Energy Trade	381	0	381
Worldenergy SA	328	0	328
Altri	2.508	3.092	5.600
TOTALE	53.631	47.443	101.074
Prezzo medio (c€/m ³)	27,33	29,83	28,50

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.23

Vendite dei principali grossisti nel 2007

M(m³)

Punto di scambio virtuale

Nel primo semestre dell'anno termico 2007-2008 61 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 51 erano anche utenti del sistema di trasporto. Dieci soggetti risultano quindi essere *trader* al PSV.

Le figure 3.6 e 3.7 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e presso il PSV sino al marzo 2008, in termini di volumi e di numero di transazioni⁵. 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 termina-

le, consegne che avvengono presso il PSV dal novembre 2005. Ancorché registrate come operazioni al PSV esse non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

A partire dal 2004, ma specialmente negli ultimi due anni termici, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, sia in termini di volumi scambiati, sia in termini di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché dal novembre 2006, secondo le disposizioni dell'Autorità, i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. I quantitativi mediamente scambiati sono rimasti, tuttavia, relativamente piccoli.

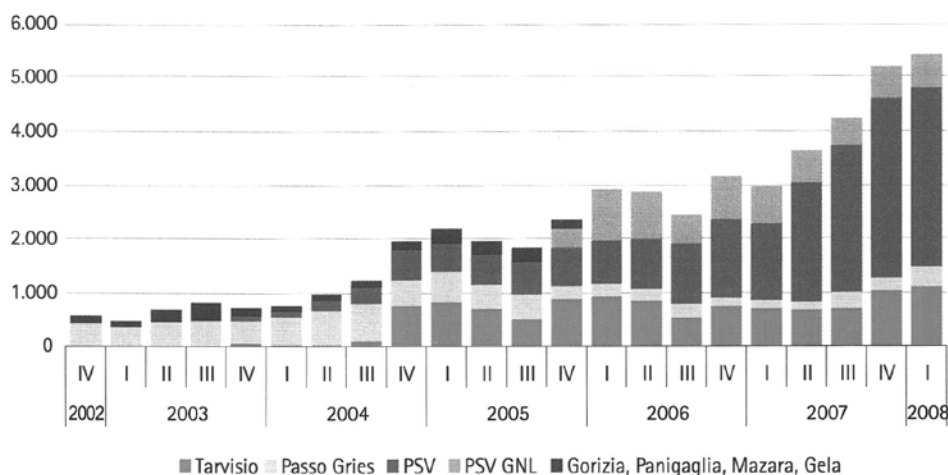
Un confronto tra gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 (Fig. 3.8) mostra come il PSV abbia "spiazzato" gli altri punti di ingresso della rete nazionale. Esso è infatti l'unico punto di

⁵ Per rendere confrontabili le transazioni registrate presso il PSV con quelle avvenute presso i punti di entrata indicati, per il PSV si è considerata per ogni mese la media del numero di transazioni giornaliere insieme al totale dei volumi scambiati.

FIG. 3.6

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

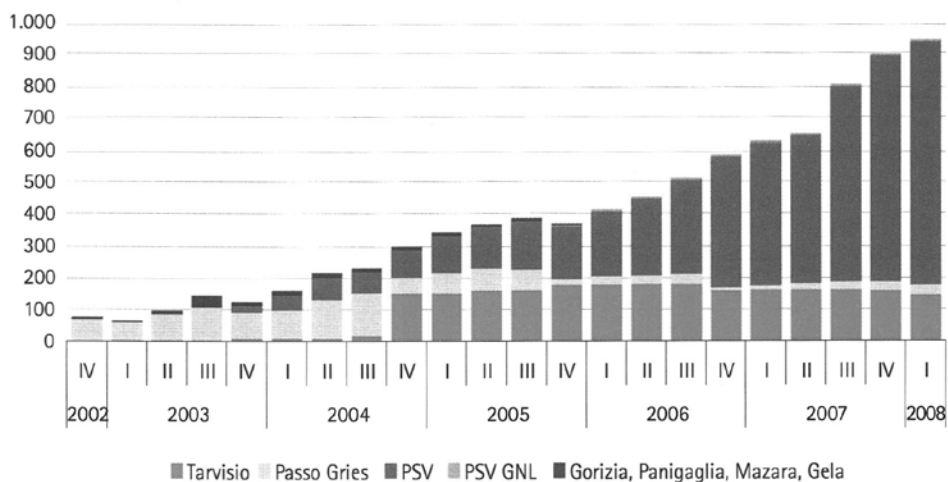
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.7

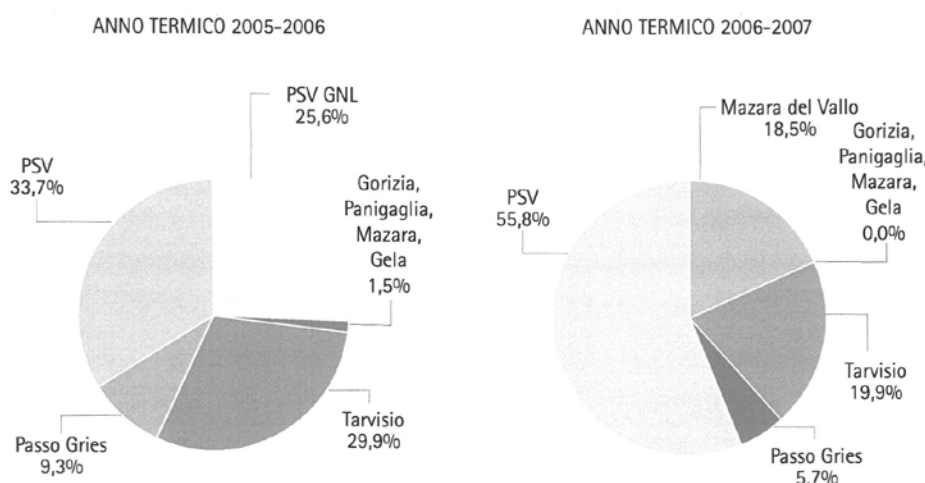
Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

entrata che ha registrato un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione, pari a 22 punti percentuali. La notevole crescita è tuttora in corso: nei primi mesi dell'anno termico 2007-2008, sino a marzo 2008, le transazioni di gas presso il

PSV in termini di volumi hanno rappresentato poco più del 63% del totale movimentato (la quota sale a circa il 74% se si considerano tutte le operazioni presso il PSV, comprese le consegne effettuate dall'operatore del terminale di Panigaglia).



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

FIG. 3.8

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

Confronto tra gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007

Mercato finale al dettaglio

Alla data del 10 maggio 2007 le società autorizzate dal Ministero dello sviluppo economico a esercitare l'attività di vendita al mercato finale erano 399; 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*, hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 312 venditori presenti nell'elenco degli 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 economico, è ragionevole ipotizzare che i soggetti che non hanno risposto siano rimasti inattivi nel corso dell'anno o che abbiano realizzato volumi di vendita marginali. In base ai primi risultati dell'indagine annuale, infatti, le vendite al mer-

cato finale nel 2006 sono state pari a 69,1 G(m³), soddisfatte da operatori della fase all'ingrosso per 47,4 G(m³) e da "puri" venditori⁶ per 21,8 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,2 G(m³) di autoconsumi, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 82,3 G(m³), un valore che non si discosta molto dagli 83,8 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Come si vede dalla tavola 3.24, nel 2007 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (per i quali, cioè, almeno il 95% dei volumi complessivamente ceduti è stato venduto a clienti finali) è salito a 232, contro i 226 dello scorso anno. Le quantità complessivamente vendute, tuttavia, si sono ridotte da 24,1 a 21,8 G(m³), di conseguenza si è notevolmente abbassato il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati. Il volume complessivamente venduto dai 4 grandi operatori, cioè quelli con vendite superiori a 1.000 M(m³) è al contrario

⁶ Sono classificate come venditori le società che nel 2006 hanno effettuato almeno il 95% delle loro vendite a clienti finali.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

salito da 8,3 a 9,1 G(m³) e, di conseguenza, è cresciuto anche il volume medio unitario, che ha quasi raggiunto 2,3 G(m³). Analoga sorte ha interessato il volume medio unitario di vendita degli operatori molto piccoli, quelli cioè con vendite inferiori a 10 M(m³), aumentato quasi dell'8% rispetto allo scorso anno, per effetto di una lieve crescita nel volume di vendita di questi operatori che si è realizzato in presenza di una riduzione del numero degli operatori presenti.

L'aumento dei volumi delle classi estreme (operatori grandi e piccolissimi) è andato a discapito delle classi intermedie, quelle cioè dei venditori di media e piccola dimensione. Entrambe, infatti, hanno visto ridursi il numero di operatori e il volume complessivamente venduto. Le riduzioni hanno però inciso in misura maggiore sui venditori di media dimensione, quelli con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m³), che hanno evidenziato una caduta del 25%.

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali e da acquisti al PSV. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, ovviamente, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media, lo 0,6% del gas disponibile viene autoconsumato e altrettanto viene venduto sul mercato all'ingrosso.

La tavola 3.25 mostra il dettaglio delle 18 società, classificate

come puri venditori, le cui vendite a clienti finali nel 2007 abbiano complessivamente superato i 200 M(m³). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.23 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo precedente.

Analogamente alla tavola dei grossisti, quella dei venditori riporta il prezzo medio praticato da queste società nei due mercati. Il prezzo sul mercato all'ingrosso risulta abbastanza in linea con quello dei grossisti, seppure più elevato (28,84 contro 27,33 c€/m³); il prezzo del mercato finale invece è, come potevamo attenderci, sensibilmente più elevato. È ragionevole ipotizzare, infatti, che venditori puri siano relativamente più spostati sul *mass market*, e che – al contrario – tra i clienti finali degli operatori classificati come grossisti vi sia una maggioranza di grandi consumatori industriali/termoelettrici in grado di spuntare prezzi inferiori.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale, tuttavia, occorre ignorare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese considerando i gruppi societari (Tav. 3.26).

Anche il mercato della vendita finale, al pari di quello all'ingrosso, appare piuttosto concentrato: i primi tre gruppi coprono oltre il 63%, i primi cinque arrivano al 69,4%. Con una

TAV. 3.24

Attività dei venditori
nel periodo 2002-2007

OPERATORI ^(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007
NUMERO	504	432	353	258	226	232
Grandi	2	5	4	4	4	4
Medi	42	40	37	38	39	33
Piccoli	222	176	149	100	107	103
Piccolissimi	237	211	163	116	76	92
VOLUME VENDUTO G(m³)	26,6	33,0	31,4	24,5	24,1	21,8
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	3,9
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	53	76	89	95	107	92
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287
Medi	267	279	313	301	290	254
Piccoli	31	30	31	42	39	38
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m³).

Medi: operatori con vendite tra 100 e 1.000 M(m³).

Piccoli: operatori con vendite tra 10 e 100 M(m³).

Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	0	3.862	3.862
Italcogim Energie	85	2.096	2.181
Hera Comm	4	1.951	1.955
E.On Vendita	5	1.143	1.149
Aem Acquisto e Vendita Energia	0	962	962
Toscana Energia Clienti	0	864	864
Edison Energia	1	648	649
Asm Energia e Ambiente	0	500	500
Estenergy	0	438	438
ConsiGas Servizi Energetici	3	349	352
Trenta	12	291	304
Erogasmet Vendita - Vivigas	1	282	283
SGR Servizi	0	258	258
Gas Plus Vendite	0	250	250
ETA3	0	250	250
Enercom	0	249	249
Prometeo	6	224	230
Sinergas	1	202	203
Altri	8	6.879	6.887
TOTALE	126	21.698	21.824
Prezzo medio (c€/m ³)	28,84	37,63	37,58

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.25

Vendite al mercato
finale nel 2007

M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	30.372,2	43,9
Enel	11.344,4	16,4
Edison	2.150,2	3,1
Energie Investimenti	2.117,7	3,1
Hera	1.969,0	2,8
E.On	1.759,7	2,5
Cir	1.336,2	1,9
Enia	1.097,4	1,6
Plurigas	1.079,7	1,6
Aem Milano	962,9	1,4
Irioe	912,0	1,3
Asm Brescia	784,5	1,1
Ascopiave	762,5	1,1
Gaz de France sede secondaria	698,2	1,0
Acegas - Aps	437,9	0,6
Endesa	390,7	0,6
Linea Group Holding	360,0	0,5
Consiag	349,3	0,5
Amga - Azienda Multiservizi	308,7	0,4
Gas Rimini	291,7	0,4
Altri	9.656,2	14,0
Totale	69.141,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.26

Primi venti gruppi
per vendite al mercato
finale nel 2007

Volumi in M(m³)

quota del 43,9% Eni è naturalmente il gruppo dominante, ancora ben distanziato dal 16,4% del gruppo Enel (l'anno scorso aveva il 15,3%). Seguono, con quote significativamente inferiori, Edison, Energie Investimenti e Hera.

Il mercato finale della vendita di gas naturale, che esclude gli autoconsumi, comprende circa 20 milioni di clienti, quasi 19 dei quali sono domestici (Tav. 3.27). Sono poco più di 1,1 milione i clienti del Commercio e servizi, 175.000 gli industriali e

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.27

**Mercato finale
al dettaglio per settore
di consumo**Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI					
Mercato libero	793,5	379,5	82,7	0,5	1.256,2
Mercato tutelato	17.988,9	763,6	92,5	0,0	18.845,0
Totale	18.782,5	1.143,0	175,2	0,5	20.101,2
VOLUMI					
Mercato libero	1.235,6	3.225,5	21.392,7	24.184,3	50.038,1
Mercato tutelato	15.854,0	2.417,4	823,9	7,5	19.102,9
Totale	17.089,6	5.642,9	22.216,7	24.191,8	69.141,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.28

**Mercato finale
al dettaglio per regione
e settore di consumo**M(m³)

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
Piemonte	1.871,8	560,7	2.709,9	2.300,8	7.443,2
Valle d'Aosta	21,5	16,0	36,0	2,0	75,5
Lombardia	4.593,3	1.234,9	5.619,7	5.969,1	17.411,0
Trentino Alto Adige	280,9	158,8	331,6	63,0	83,3
Veneto	1.831,6	690,4	2.320,3	108,3	4.950,7
Friuli Venezia Giulia	434,7	184,4	678,8	75,9	1.373,7
Liguria	509,2	148,0	242,2	576,8	1.476,2
Emilia Romagna	2.024,2	1.029,6	3.392,7	3.515,3	9.961,8
Toscana	1.269,8	338,0	1.458,1	1.752,1	4.818,0
Umbria	236,1	86,5	528,3	449,4	1.300,3
Marche	448,5	226,2	540,7	265,1	1.480,6
Lazio	1.271,3	318,1	814,6	3.175,3	5.579,3
Abruzzo	390,6	105,0	571,9	319,9	1.387,4
Molise	82,3	61,4	753,5	201,7	1.098,9
Campania	477,8	178,3	639,2	1.185,8	2.481,1
Puglia	682,3	128,6	694,6	369,6	1.875,1
Basilicata	121,8	39,3	204,7	150,6	516,4
Calabria	160,8	41,9	138,4	732,1	1.073,1
Sicilia	398,0	77,0	1.269,7	2.253,6	3.998,3
ITALIA	17.106,6	5.623,1	22.945,0	23.466,3	69.141,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

oltre 500 i clienti termoelettrici. In termini di volumi il domestico assorbe 17 G(m³), 5,6 sono acquisiti dal commercio, 22,2 dall'industria e 24,2 dalla generazione elettrica.

La percentuale di clienti serviti sul mercato libero cresce al crescere della dimensione media del cliente: 4,2% nel settore domestico, 33,2% nel commercio e servizi, 47,2% nell'industria e 92% nel termoelettrico.

Sotto il profilo territoriale (Tav. 3.28) la regione più rilevante è la Lombardia, che da sola assorbe un quarto delle vendite totali al mercato finale. Molto importanti sono anche l'Emilia

Romagna (14,4%), il Piemonte (10,8%), il Lazio (8,1%), il Veneto (7,2%) e la Toscana (7%).

La dislocazione dei clienti industriali mostra una classifica molto simile: il 24,5% risiedono in Lombardia, il 14,8% in Emilia Romagna, l'11,8% in Piemonte, il 10,1% in Veneto e il 6,4% in Toscana; quella dei clienti termoelettrici è anch'essa simile, a patto di sostituire il Veneto con la Sicilia (il 25,4% del gas venduto al mercato finale è acquistato in Lombardia, il 15% in Emilia Romagna, il 13,5% in Lazio, il 9,8% in Piemonte, il 9,6 in Sicilia).

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Anche quest'anno l'indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas svolta dall'Autorità ha dedicato una specifica sezione anche alla fornitura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti secondarie. Ai soggetti esercenti l'attività di distribuzione e/o vendita di gas diversi dal gas naturale è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi sull'attività svolta nel 2007 e dati definitivi sull'attività svolta nel 2006. I principali risultati saranno brevemente illustrati nelle tavole che seguono e andranno letti tenendo a mente che i valori relativi al 2006 potranno risultare diversi da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, quando i valori relativi a quell'anno erano preconsuntivi.

In tutto hanno risposto all'indagine 98 operatori, 61 dei quali hanno dichiarato di aver svolto nel corso del 2007 le attività di distribuzione e vendita in modo integrato; 21 sono risultati i distributori e 10 i venditori "puri", mentre i rimanenti 6 hanno dichiarato di essere rimasti inattivi. Gli stessi soggetti nel 2006 risultavano così distribuiti: 53 distributori/venditori integrati, 23 distributori, 8 venditori e 14 inattivi. Poiché l'attività regolata dall'Autorità riguarda gli operatori che svolgono attività di distribuzione, integrata o meno con la vendita, di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti locali, i dati dei venditori "puri" sono stati esclusi dal resto dell'analisi.

Complessivamente i volumi di gas diversi dal gas naturale distribuiti sono diminuiti da 34,1 M(m³) nel 2006 a 32,1 M(m³) nel 2007, nonostante l'aumento del numero dei clienti (gruppi di misura), passato da 114.000 a 122.000 unità, e dei comuni serviti, cresciuti da 568 a 582. Il consumo medio unitario risulta in effetti diminuito da 301 a 263 m³. La maggior quota di tale distribuzione riguarda il GPL, che rappresenta il 57% in termini di volumi erogati e il 77% in termini di clienti serviti (Tav. 3.29). La distribuzione regionale⁷ (Tav. 3.30) mostra che la non metropolitana 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 ha assorbito quasi il 30% dei volumi distribuiti nel 2007. Nella regione, tuttavia, il servizio non appare particolarmente diffuso considerando che interessa 57 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 15% in termini di volumi e il 18% in termini di clienti serviti. In questa regione la distribuzione di GPL e altri gas copre inoltre la metà dei comuni esistenti nel territorio. Una quota importante, pari al 19%, dei volumi distribuiti è assorbita dalla Lombardia che, tuttavia, conta molto meno in termini di clienti serviti, pari al 7%. In questa regione, infatti, la distribuzione

TIPO DI GAS	ANNO 2006 (DATI CONSUNTIVI)		2007 (DATI PRE-CONSUNTIVI)	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	19,1	89.546	18,1	94.569
Aria propanata	9,7	21.781	9,3	24.780
Altri gas	5,4	2.676	4,7	2.846
TOTALE	34,1	114.003	32,1	122.195

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.29

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

Volumi in M(m³) e numero
di clienti

⁷ 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.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.30

Distribuzione regionale
a mezzo rete di gas
diversi dal gas naturale

	2006 (DATI CONSUNTIVI)				2007 (DATI PRE-CONSUNTIVI)			
	VOLUMI EROGATI	OPERATORI(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	OPERATORI(A)	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,09	3	232	3	0,08	3	254	4
Piemonte	1,47	10	4.920	59	1,35	11	5.330	60
Liguria	2,08	15	10.367	60	2,00	15	10.875	62
Lombardia	7,29	13	8.608	47	6,16	13	8.084	40
Trentino Alto Adige	0,16	1	455	5	0,20	2	641	7
Veneto	0,13	3	565	6	0,11	4	623	8
Friuli Venezia Giulia	1,06	2	1.453	7	0,99	3	1.784	8
Emilia Romagna	2,50	12	8.525	41	2,26	12	9.023	42
Toscana	4,98	22	21.752	143	4,72	22	22.589	142
Lazio	1,66	12	11.654	44	1,63	13	12.646	46
Marche	0,78	10	2.865	30	0,66	10	2.899	30
Umbria	0,50	10	2.877	26	0,48	10	3.125	27
Abruzzo	0,56	8	3.679	19	0,52	8	3.825	19
Molise	0,04	1	156	1	0,04	1	168	1
Campania	0,67	5	2.804	12	0,65	6	3.079	13
Puglia	0,07	2	317	2	0,09	2	390	2
Basilicata	0,28	3	1.165	5	0,26	3	1.251	5
Calabria	0,27	2	1.958	6	0,24	2	1.986	5
Sicilia	0,05	3	219	4	0,05	3	231	4
Sardegna	9,50	8	28.739	48	9,61	8	33.392	57
ITALIA	34,13	145	113.310	568	32,10	151	122.195	582

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.31

Estensione delle reti
di distribuzione di gas
diversi dal gas naturale
e loro proprietàAnno 2007; 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	6,2	0	100,0	0
Piemonte	0	128,5	39,2	100,0	0
Liguria	0	138,6	66,9	100,0	0
Lombardia	0	75,6	86,9	60,4	27,6
Trentino Alto Adige	0	19,5	0,4	100,0	0
Veneto	0	18,8	2,8	100,0	0
Friuli Venezia Giulia	0	0,3	52,3	79,5	20,5
Emilia Romagna	0	109,0	151,5	96,8	0
Toscana	0,8	289,8	253,7	98,9	0
Lazio	0	69,6	226,6	99,0	1,0
Marche	0	31,3	39,0	93,2	0
Umbria	0	39,8	103,9	81,3	18,7
Abruzzo	0	79,3	10,8	83,9	16,1
Molise	0	2,7	0,6	100,0	0
Campania	0	69,3	46,3	100,0	0
Puglia	0	21,9	0	100,0	0
Basilicata	0	3,6	36,0	100,0	0
Calabria	0	60,4	0	100,0	0
Sicilia	0	8,8	0	100,0	0
Sardegna	0	606,3	550,5	75,0	11,3
ITALIA	0,8	1.779,2	1.667,3	87,6	6,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

riguarda principalmente realtà produttive (presenza di una grossa raffineria nel territorio di Pavia) i cui consumi medi sono elevati. Quote relativamente importanti di gas (non naturale) distribuiti a mezzo rete risultano essere utilizzate anche in Emilia Romagna, 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 quasi 3.500 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale, prevalentemente (87,6%) di proprietà degli esercenti stessi. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in quasi tutto il territorio nazionale: la media in Italia è del 6,7%. È importante sottolineare che la somma delle quote proprietarie di esercente e Comune può non risultare pari al 100% per la presenza, in alcune realtà di altri soggetti proprietari di rete.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Prima dell'inizio del nuovo anno termico, al principio di agosto 2007 l'Autorità ha pubblicato le tariffe relative all'anno termico 2007-2008 per il trasporto del gas naturale (delibera 2 agosto 2007, n. 205) e per la rigassificazione del GNL, importato via mare (delibera 16 luglio 2007, n. 182).

I nuovi livelli delle tariffe di trasporto su rete nazionale e regionale (Tav. 3.32) si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che gli otto operatori di questa fase della filiera 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 delle sue successive modificazioni. A fianco dell'operatore della rete nazionale Snam Rete Gas Spa, hanno presentato proposte tariffarie per il trasporto sulla rete regionale le società: Società Gasdotti Italia Spa, Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Metanodotto Alpino Srl, Retragas Srl, Netenergy Service Srl.

I nuovi livelli tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL presso il terminale di Panigaglia (Tav. 3.33), si sono determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che la società GNL Italia Spa ha presentato sulla base dei criteri stabiliti dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178.

Stoccaggio

I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 (Tav. 3.34) sono stati fissati dall'Autorità nel marzo 2008, 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.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.32

Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2007-2008

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/GJ

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale; €/anno/m³ standard/giorno

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,153745
CV ^P	0,018596

CP _E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,432155	Tarvisio	0,765603
Gela	2,432155	Gorizia	0,598189
Passo Gries	0,522866		
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL			
GNL Panigaglia	0,656553		
Hub stoccaggio			
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,327874		
68 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Bordolano, Casteggio, Caviaga, Corneigliano, Corte/Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Settala, Soresina, Trecate	0,205220	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Correggio, Cotignola, Manara, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Scandiano, Spilamberto, Tresigallo/Sabbioncello, Vittorio V./ S. Antonio/S.Andrea	0,458404
Calderasi/Monteverdese, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,168349	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo/Capello, Santo Stefano Mare	0,885837
Rubicone	0,426053	Falconara, Fano	0,658429
Carassai, Cellino, Fontevecchia, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,819898	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,961589
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,763735	Bronte, Gagliano, Mazara/Ippone, Noto	2,029590

CP _U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA			
5 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	1,744991	Passo Gries	1,139523
Gorizia	0,937127	Tarvisio	0,440733
Rep. San Marino	0,750593		
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale			
Friuli Venezia Giulia	A 0,563979	Romagna	I 0,563979
Trentino Alto Adige e Veneto	B 0,754502	Umbria e Marche	L 0,477796
Lombardia Orientale	C 0,754502	Marche e Abruzzo	M 0,668319
Lombardia Occidentale	D 0,945025	Lazio	N 0,477796
Nord Piemonte	E1 1,135549	Basilicata e Puglia	O 0,512872
Sud Piemonte e Liguria	E2 0,945025	Campania	P 0,322348
Emilia e Liguria	F 0,754502	Calabria	Q 0,322348
Basso Veneto	G 0,563979	Sicilia	R 0,131825
Toscana e Lazio	H 0,668319		

Corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale; €/anno/m³ standard/giorno

CR,	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,269359

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	SERVIZIO CONTINUATIVO ^(A)	SERVIZIO SU BASE SPOT ^(B)
C _{qs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	€/m ³ liquido	2,752746	1,926922
C _{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	€/approdo	17.262,822084	17.262,822084
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati			
CVL	€/GJ	0,036849	0,036849
CVL ^P	€/GJ	0,004424	0,004424
Quota percentuale a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m ³ consegnato	1,7%	1,7%

(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 scarica da effettuarsi in data prestabilita individuata dall'impresa di rigassificazione a seguito della programmazione mensile delle consegne.

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f _s	€/GJ/anno	0,166261
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f _{PI}	€/GJ/giorno	9,088074
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f _{PE}	€/GJ/giorno	11,690370
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C _{VS}	€/GJ	0,103441
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f _g	€/GJ/anno	0,159156
Componente π	€/GJ	-0,005909

SCAGLIONE	LIMITE INFERIORE (GJ/ANNO)	LIMITE SUPERIORE (GJ/ANNO)	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

Distribuzione

Nessuna novità ha interessato il 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, determinato in base alle 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.

Si ricorda che in base ai criteri definiti dall'Autorità, le tariffe di distribuzione sono determinate a partire da una struttura tariffaria nazionale di riferimento uguale per tutti gli esercenti,

riprodotta nella tavola 3.35. 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 3.35) un apposito coefficiente. Le proposte tariffarie relative a ciascun ambito del servizio di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal naturale presentate dagli esercenti per l'anno termico 2007-2008 sono state approvate dagli Uffici dell'Autorità con le delibere 15 ottobre 2007, n. 261; 23 novembre 2007, n. 293; 14 dicembre 2007, n. 321; 28 gennaio 2008, n. 7 (ARG/gas); 22 febbraio 2008, n. 19 (ARG/gas) e sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

TAV. 3.33

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo del terminale di Panigaglia per l'anno termico 2007-2008

TAV. 3.34

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009

TAV. 3.35

Struttura tariffaria nazionale di riferimento per le tariffe di distribuzione

Prezzi del mercato libero

Nel 2007 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 pari a 32,28 €/m³. I clienti nel mercato tutelato hanno pagato il gas in media 43,15 €/m³, mentre 28,13 €/m³ è stato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Questi sono i risultati che emergono dalle prime e provvisorie elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori rilevate nell'ambito dell'indagine annuale sui mercati dell'energia elettrica e del gas che, per la prima volta quest'anno, ha ampliato il numero di classi in cui è suddivisa la clientela per dimensione dei consumi. L'ultima vecchia classe che prevedeva di indicare i clienti con consumi annui "superiori a 200.000 m³", è stata infatti sostituita con tre nuove classi: quella dei clienti con consumi annui "da 200.000 a 2.000.000 m³", quella dei clienti con consumi "da 2.000.000 a 20.000.000 m³" e, infine, quella dei clienti con consumi "superiori a 20.000.000 m³". Ciò nell'intento di analizzare con maggior precisione i volumi e i prezzi pagati dai grandi clienti energivori.

L'aggiunta delle nuove classi conferma 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.

Nel complesso delle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare superiore alle condizioni economiche fissate dall'Autorità, riferito ai soli clienti domestici che consumano meno di 200.000 m³ (che nella media del 2007 erano pari a 39,46 €/m³ al netto delle imposte – si veda il paragrafo successivo). I clienti più piccoli risultano pagare mediamente

44,59 €/m³, contro i 39,16 e 33,75 €/m³ dei clienti medi e i 33,28 €/m³ dei clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque rilevante, essendo di 11,31 €/m³. Una quota sostanziale di tale differenza è da ascrivere al costo della distribuzione in quanto i clienti con consumi bassi sono normalmente serviti da reti di distribuzione. Tale considerazione vale anche per i piccoli clienti del mercato libero.

La classe di clienti più ampia non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. A tal proposito è importante sottolineare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta al fatto che tali classi accolgono i consumi e i prezzi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali tutelate dall'Autorità.

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 15 €/m³ in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 26,39 €/m³.

Il confronto con gli analoghi dati del 2006 mostra variazioni nel costo del gas alquanto differenziate per tipologia di mercato e classi di consumo: i clienti del mercato tutelato hanno subito aumenti, mediamente del 3,8%. Viceversa i clienti del mercato libero hanno visto il prezzo del gas diminuire in media dell'1,4%, con l'eccezione di quelli nella fascia 5.000-200.000 m³ che, al contrario, paiono aver condiviso la medesima sorte dei clienti tutelati, con un prezzo che è cresciuto del 4,4%. Si può ancora osservare che, in valore assoluto, l'aumento dei prezzi medi dal 2004 al 2007 è stato praticamente lo stesso per i due mercati.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	VAR. %
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	3,8
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	2,9
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	3,2
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,75	-
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,28	-
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	-1,4
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	40,96	-2,4
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,10	4,4
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	30,86	-
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	27,85	-
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	26,39	-
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,28	-

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per un'unica classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con il valore del 2007.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.36

Prezzi medi di vendita
al netto delle imposte
sul mercato finale
€/m³

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 2006 e fino alla primavera del 2007. La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione⁸ è illustrata nella tavola 3.37.

Nei primi quattro mesi del 2006 il prezzo del gas per le famiglie italiane rilevato dall'Istat è salito 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%).

Il trend di discesa è proseguito nel 2007. Fatta eccezione per

il mese di gennaio, in cui l'indice ha registrato un significativo aumento dell'1,2%, sino all'autunno il prezzo del gas è rimasto invariato o ha registrato riduzioni (significativa quella di maggio pari a -2,3%). Dall'ottobre la ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio ha fatto risalire il valore dell'indice.

In media d'anno, il prezzo del gas ha registrato nel 2006 una variazione complessiva pari al 9,3% e nel 2007 pari allo 0,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto, rispettivamente, del 2,1% e dell'1,8%, la dinamica del gas ha registrato un incremento in termini reali del 7,1% nel primo dei due anni considerati e una riduzione dell'1,7% nel secondo.

Il confronto con gli altri principali paesi europei (Fig. 3.9) conferma per il 2007 una sostanziale stabilità del prezzo del gas anche nel contesto europeo. A fronte di un'ulteriore variazione del prezzo del petrolio Brent dell'11% nel 2007

⁸ 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 2008 il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è sceso al 2,0% dal 2,3% del 2007.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.37

Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

MESI	2006				2007			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2006-2005	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2006-2005	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2007-2006
Gennaio	145,2	9,5	114,1	7,2	154,9	6,7	119,1	5,0
Febbraio	146,8	10,5	115,0	8,3	154,9	5,5	118,7	3,7
Marzo	148,2	11,3	115,9	8,9	153,7	3,7	117,7	2,0
Aprile	149,3	10,8	116,4	8,5	150,1	0,5	114,7	-0,9
Maggio	147,9	9,7	115,1	7,4	149,0	0,7	113,5	-0,9
Giugno	147,6	9,5	114,7	7,2	149,1	1,0	113,4	-0,6
Luglio	152,1	9,5	117,7	7,0	148,0	-2,7	112,2	-4,3
Agosto	152,6	9,9	117,9	7,5	147,4	-3,4	111,6	-4,9
Settembre	152,8	9,7	118,2	7,4	147,4	-3,5	111,6	-5,1
Ottobre	153,1	7,8	118,7	6,0	149,0	-2,7	112,5	-4,7
Novembre	153,2	6,8	118,5	4,9	149,8	-2,2	112,6	-4,5
Dicembre	153,1	6,6	118,4	4,7	150,2	-1,9	112,6	-4,4
Media annua	150,2	9,3	116,7	7,1	150,3	0,1	114,2	-1,7

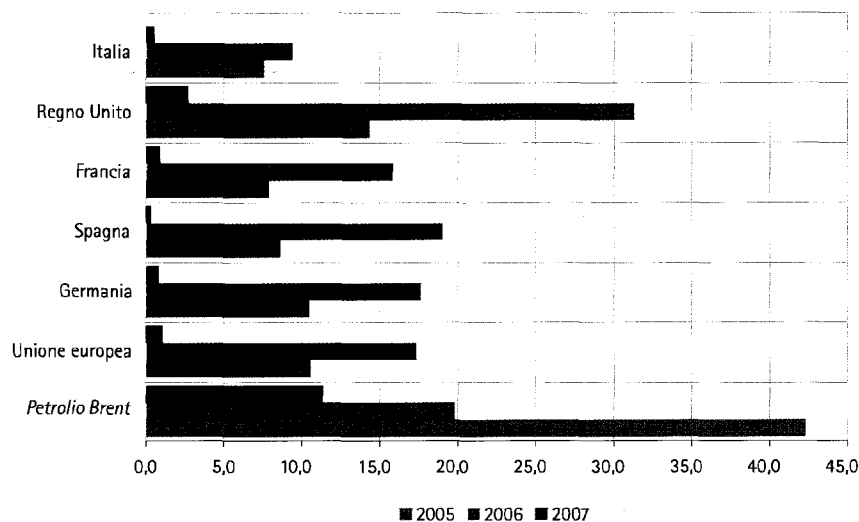
(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

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

FIG. 3.9

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.

(seguita al 20% e al 42% dei due anni precedenti, come si vede nel grafico), si nota come l'Italia sia il paese che è riuscito a contenere l'incremento del prezzo del gas alle famiglie al valore più basso (7,6% nel 2005, 9,4% nel 2006 e 0,5% nel 2007) e nettamente inferiore alla media dei paesi europei (10,6%, 17,3%, 1% nei tre anni indicati). Nel 2007 soltanto la Spagna ha registrato una variazione del prezzo del gas inferiore a quella italiana, pari allo 0,3%.

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. 3.10). 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 vendi-

ta devono obbligatoriamente offrire alle famiglie⁹, accanto a eventuali altre proprie condizioni.

Nel 2007 il prezzo medio di riferimento, pari a 67,29 €/m³, è risultato inferiore dello 0,5% rispetto al valore registrato nel 2006, pari a 67,63 €/m³.

L'aumento delle quotazioni petrolifere internazionali ha mantenuto in aumento la componente relativa al costo di acquisto della materia prima (la cosiddetta componente QE) dal terzo trimestre 2005 sino a tutto il terzo trimestre 2006. Dopo due trimestri, l'ultimo del 2006 e il primo del 2007, in cui è rimasta invariata, la QE ha poi registrato due significative riduzioni, rispettivamente dell'8,5% e del 4,3% nel secondo e terzo trimestre dello scorso anno. Il 2007 si è poi chiuso con un aumento del 6,2%.

All'inizio del 2006 i rincari della QE sono stati attenuati dalla discesa della componente a copertura dei costi di vendita (a sua volta dovuta a una riduzione nel costo di commercializzazione all'ingrosso), parzialmente attenuata da un aumento dei costi infrastrutturali (cresciuti per un incremento del costo di trasporto). Nel secondo e nel quarto trimestre dello stesso anno, invece, gli aumenti della materia prima si sono accompagnati a un rialzo anche della componente a copertura dei costi infrastrutturali (per un aumento del costo di stoccaggio in aprile e per un aumento del costo di trasporto in ottobre). Anche nell'ultimo trimestre del 2007 l'aumento della componente materia prima si è associato a un incremento dell'1,7%

delle componenti a copertura dei costi riconosciuti di trasporto e di vendita al dettaglio. All'accrescersi delle componenti indicate va infine aggiunto l'effetto moltiplicativo che le imposte, in parte calcolate in percentuale, aggiungono al prezzo complessivo.

Il 2008 si è aperto con un nuovo e significativo rincaro, del 5,5%, dovuto sia alla materia prima, sia alla revisione dei costi del trasporto e della commercializzazione al dettaglio. Anche in aprile il perdurare dell'eccezionale crescita delle quotazioni internazionali degli idrocarburi, registrata a partire dall'estate del 2007, ha causato un ulteriore incremento del costo della materia prima, a cui si è aggiunto un lieve rialzo della componente a copertura dei costi di stoccaggio. Complessivamente, il valore medio nazionale delle condizioni economiche di riferimento per i clienti domestici che consumano meno di 200.000 m³ all'anno è salito nel secondo trimestre del 4,1%.

All'1 aprile 2008 il prezzo medio nazionale di riferimento (Fig. 3.11) risulta composto per il 61% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 39% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del prezzo per oltre un terzo (36,1%), i costi di commercializzazione per l'8,7% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 15,9%. Nell'ambito dei costi per

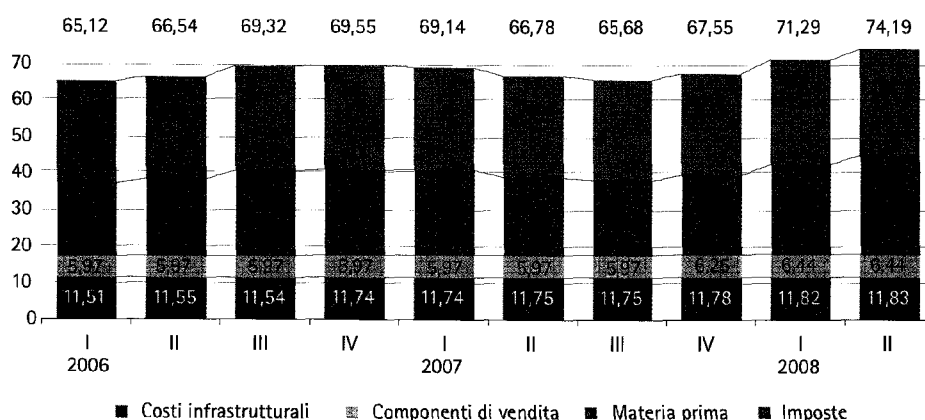


FIG. 3.10

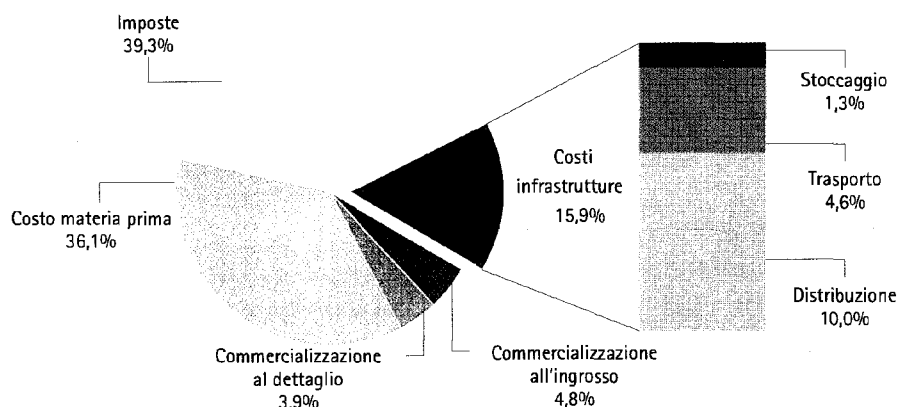
Media nazionale delle condizioni economiche di riferimento del gas naturale negli ultimi due anni
€/m³

⁹ 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 2006 tali condizioni dovevano essere obbligatoriamente offerte a tutti i clienti (piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e famiglie) che utilizzavano meno di 200.000 m³ all'anno.

FIG. 3.11

Composizione percentuale del prezzo medio di riferimento del gas naturale al 1° aprile 2008

Valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per consumi domestici inferiori a 200.000 m³ annui; valori percentuali



le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, la componente Cd incide infatti per il 10% sul valore complessivo; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto è pari al 4,6%, mentre è pari all'1,3% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

La tavola 3.29 mostra il valore della nuova accisa e delle aliquote IVA in vigore per l'anno 2008.

Dall'1 gennaio 2008 è entrata in vigore la riforma della tassazione dei prodotti energetici (stabilita con il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26) che ha recepito la Direttiva europea 2003/96/CE, secondo la quale le accise sul gas naturale sono ora calcolate in base ai consumi e non più in base agli usi finali. Il decreto legislativo n. 26/07 ha infatti disposto la sostituzione dell'imposta sul consumo con aliquote di accisa per il gas per combustione per usi civili, strutturate su scaglioni progressivi di consumo annuo (fino a 120 m³; da 120 a 480 m³; da 480 a 1.560 m³; oltre 1.560 m³), eliminando i precedenti riferimenti alle tariffe T1, T2, T3 e T4, la cui applicazione era stabilita in base all'impiego del gas (rispettivamente: tariffa per l'uso cottura cibi e produzione di acqua calda; per riscaldamento individuale; per riscaldamento centralizzato, usi artigianali o commerciali; per usi industriali). Il decreto ha inoltre rivisto l'aliquota IVA che seguiva l'analogo

schema: l'aliquota ridotta del 10%, prima riservata unicamente agli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda, è ora applicabile a tutti gli usi per i primi 480 m³ di consumo annui.

Il decreto legislativo n. 26/07, che ha definito l'entrata in vigore della nuova tassazione anche degli altri prodotti energetici e dell'elettricità fin dal 1° giugno 2007, ha rimandato al 1° gennaio 2008 l'attuazione dell'art. 2, relativo alle aliquote di accisa e di imposta sul valore aggiunto del gas naturale per combustione per usi civili per consentire gli opportuni adeguamenti dei sistemi informativi di fatturazione delle imprese di vendita.

I valori delle aliquote di accisa descritti nella tavola 3.38, tuttavia, non sono quelli stabiliti dal decreto legislativo n. 26/07, bensì quelli stabiliti dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze del 13 febbraio 2008 che li ha ridotti, a decorrere dal 1° gennaio 2008 (e dunque con effetto retroattivo) avvicinandoli a quelli delle aliquote di accisa sul gas naturale destinato alla combustione per usi civili consumato nei territori di cui all'art. 1 del Testo unico delle leggi sugli interventi nel Mezzogiorno. Ciò in funzione del completamento progressivo del processo di armonizzazione e di riavvicinamento delle aliquote di accisa applicate al gas naturale nelle diverse zone geografiche del paese.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Fascia di consumo	USI CIVILI			USI INDUSTRIALI		
	< 130 m ³	120-480 M(m ³)	> 1.560 M(m ³)	< 1.560 M(m ³)	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	3,80	17,10	16,60	18,30	1,2948	1,2948
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	-	-
ADDITIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	1,9000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
Veneto	0,7747	2,3241	2,5823	3,0987	0,6249	0,5165
Liguria						
- zone climatiche C e D	1,9000	2,5800	2,5800	2,5800	0,6249	0,5200
- zona climatica E	1,5500	1,5500	1,5500	1,5500	0,6249	0,5200
- zona climatica F	1,0300	1,0300	1,0300	1,0300	0,6249	0,5200
Emilia Romagna	2,2000	3,0987	3,0987	3,0987	0,6249	0,5165
Toscana	1,5000	2,6000	3,0000	3,0000	0,6000	0,5200
Umbria	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165	0,5165
Marche	1,5500	1,8100	2,0700	2,5800	0,0000	0,0000
Lazio	1,9000	3,0990	3,0990	3,0990	0,6249	0,5160
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,0330	1,0330	1,0330	1,0330	0,6474	0,6474
- altre zone	1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6474	0,6474
Molise	3,0987	3,0987	3,0987	3,0987	0,6200	0,6200
Campania	1,9000	3,1000	3,1000	3,1000	0,6249	0,6249
Puglia	1,9000	3,0980	3,0980	3,0980	0,0000	0,0000
Calabria	2,2000	2,5823	2,5823	2,5823	0,6474	0,6474
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	20	20	10^(C)	10^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dalla legge n. 218/78.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta anche in Lombardia dal 2002 (LR 18/12/2001, n. 27) e in Basilicata dal 2008 (LR 28/12/2007, n. 28).

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

TAV. 3.38

Imposte sul gas

c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore nel 2008

Qualità del servizio

Qualità del trasporto gas

Dall'analisi dei dati relativi alla qualità del servizio reso ai clienti finali comunicati dagli esercenti all'Autorità ai sensi della delibera n. 168/04, emerge un effettivo adempimento da parte degli esercenti a quanto previsto dal *Testo integrato della*

qualità dei servizi gas. 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 3.12 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Dal 2004, inizio del secondo periodo di regolazione, fino all'anno 2005 la quantità di rete ispezionata si attesta su valori all'incirca pari al 40%. A partire dal 2006 l'attività di ispezione ha subito un incremento raggiungendo valori, sia per la alta sia per la bassa pressione, maggiori del 45%. Complessivamente l'ispezione effettuata dall'intero settore gas rispetta ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento (Fig. 3.13), si registra che il tempo medio effettivo si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60 minuti. Il tempo medio effettivo del 2007 ha subito una lieve flessione coerentemente con il numero complessivo delle chiamate di pronto intervento

registrate.

La tavola 3.39 riassume 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'origine dell'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi).

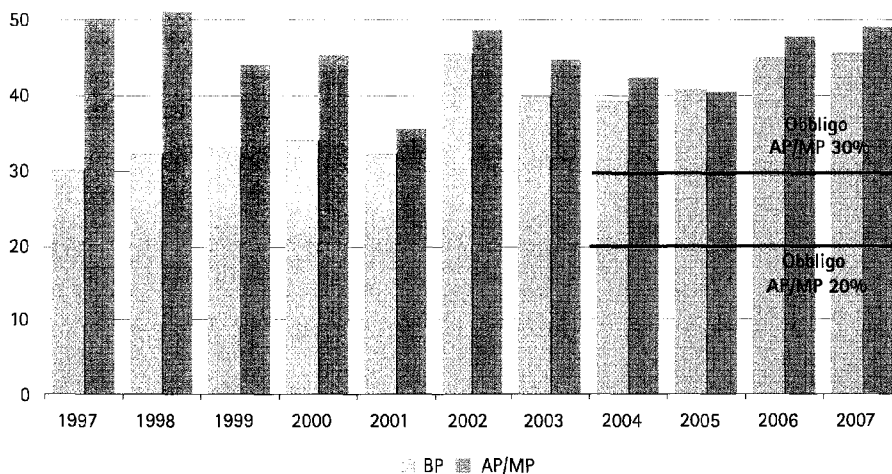
La tavola 3.40 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2007 relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.41 e 3.42 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 3.43 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica relativa ai grandi esercenti per l'anno 2006.

FIG. 3.12

Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2007



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

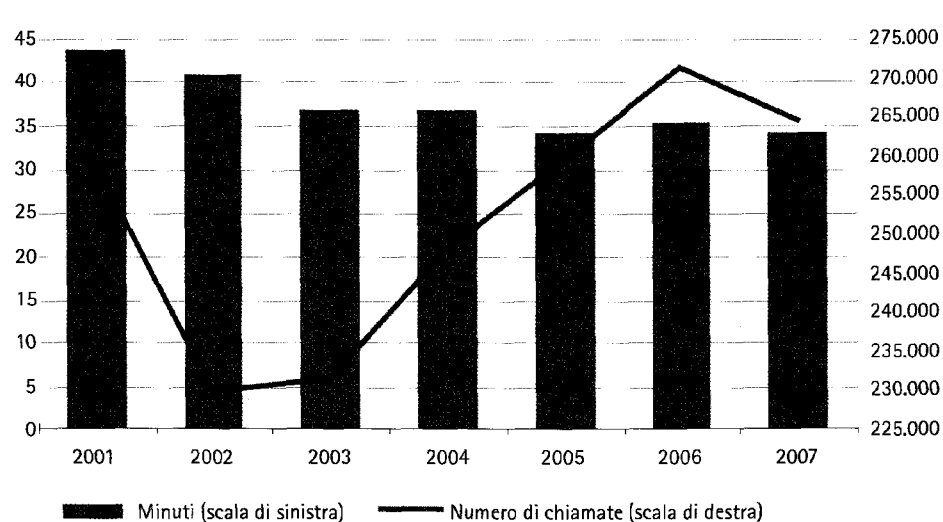


FIG. 3.13

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione

Anni 2001-2007; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

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	1.321	1.310	1.187	1.098	4.916	3.311	1.260	1.215	1.297	7.083	11.999
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	182	229	364	636	1.411	4.615	2.157	1.612	2.532	10.916	12.327
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	747	54	192	1.243	2.236	16.868	5.932	7.011	24.660	54.471	56.707
Su gruppo di misura	132	23	45	327	527	26.674	7.868	5.504	24.864	64.910	65.437
TOTALE	2.382	1.616	1.788	3.304	9.090	51.468	17.217	15.342	53.353	137.380	146.470

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.39

Dispersioni suddivise per tipologia

Anno 2007

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.40

Pronto intervento dei
grandi esercenti nel 2007

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	4.554.000	58.746	12,9	4.726	1,0	63.472
Enel Rete Gas	2.020.652	27.719	13,7	2.008	1,0	29.727
Hera	1.003.747	16.452	16,4	1.118	1,1	17.570
Aem Distribuzione Gas e Calore	827.885	20.362	24,6	1.498	1,8	21.860
Napoletana Gas	708.234	12.910	18,2	119	0,2	13.029
Italcogim Reti	650.906	9.331	14,3	829	1,3	10.160
Toscana Energia	645.645	10.413	16,1	826	1,3	11.239
Azienda Energia e Servizi	471.476	5.219	11,1	1.066	2,3	6.285
Enia	381.836	5.872	15,4	286	0,8	6.158
Asm Reti	379.484	2.785	7,3	1.079	2,8	3.864
Siciliana Gas	336.543	7.490	22,3	964	2,9	8.454
Iride Acqua Gas	327.564	4.551	13,9	229	0,7	4.780
Ascopiave	319.845	2.166	6,8	423	1,3	2.589
AcegasAps	260.618	1.838	7,1	490	1,9	2.328
Arcalgas Progetti	253.463	4.389	17,3	781	3,1	5.170
Consiag Reti	180.359	2.288	12,7	301	1,7	2.589
Linca Distribuzione	161.846	310	1,9	393	2,4	703
SGR Reti	160.493	901	5,6	175	1,1	1.076
Thüga Laghi	157.496	1.917	12,2	265	1,7	2.182
Thüga Padana	144.076	3.224	22,4	186	1,3	3.410
Edison DG	137.008	1.646	12,0	162	1,2	1.808
AMG Energia	136.790	4.119	30,1	360	2,6	4.479
Gas Natural Distribuzione Italia	134.214	2.351	17,5	742	5,5	3.093
Thüga Mediterranea	133.178	1.804	13,6	154	1,2	1.958
Agsm Rete Gas	130.154	2.364	18,2	348	2,7	2.712
Trentino Servizi	121.717	577	4,7	132	1,1	709
GEI Gestione Energetica impianti	121.260	1.187	9,8	75	0,6	1.262
Erogasmet	120.782	1.897	15,7	221	1,8	2.118
Multiservizi	113.771	1.943	17,1	31	0,3	1.974
AMG Gas	112.555	1.693	15,0	18	0,2	1.711
Coingas	111.689	1.314	11,8	108	1,0	1.422
Acam	108.053	2.046	18,9	292	2,7	2.338
Amga Azienda Multiservizi	102.036	702	6,9	236	2,3	938
TOTALE	15.529.375	222.526	14,3	20.641	1,3	243.167

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.41

Rete ispezionata dai
grandi esercenti nel 2007

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	23.000	7.697	33,5	17.245	6.786	39,4
Enel Rete Gas	18.189	6.247	34,3	11.512	4.692	40,8
Hera	4.562	2.454	53,8	7.668	4.166	54,3
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.359	1.890	80,1	483	478	98,8
Napoletana Gas	3.122	1.495	47,9	1.300	619	47,7
Italcogim Reti	2.742	2.348	85,6	1.936	1.756	90,7
Toscana Energia	3.657	1.623	44,4	2.664	1.438	54,0
Azienda Energia e Servizi	1.139	413	36,2	186	56	30,4
Enia	2.743	1.533	55,9	2.692	1.655	61,5
Asm Reti	3.332	2.111	63,3	1.085	840	77,4
Siciliana Gas	2.495	653	26,2	1.078	385	35,7
Iride Acqua Gas	1.252	424	33,9	419	141	33,8
Ascopiave	3.467	1.258	36,3	1.681	586	34,9
AcegasAps	1.698	1.311	77,2	417	330	79,2
Arcalgas Progetti	1.680	904	53,8	1.962	1.147	58,5
Consiag Reti	988	370	37,4	546	203	37,1
Linea Distribuzione	1.086	141	13,0	457	66	14,4
SGR Reti	1.200	617	51,4	1.338	528	39,5
Thüga Laghi	1.263	499	39,5	640	336	52,5
Thüga Padana	1.342	930	69,2	927	679	73,2
Edison DG	1.343	1.296	96,5	1.049	667	63,6
AMG Energia	500	500	100,0	237	231	97,3
Gas Natural Distribuzione Italia	540	540	100,0	257	223	86,7
Thüga Mediterranea	1.228	515	42,0	1.188	585	49,2
Agsm Rete Gas	822	635	77,2	290	223	77,0
Trentino Servizi	828	288	34,8	366	151	41,4
GEI Gestione Energetica impianti	1.483	680	45,8	578	270	46,7
Erogasmet	917	399	43,5	359	170	47,4
Multiservizi	430	107	24,9	522	153	29,4
AMG Gas	427	177	41,5	120	42	34,8
Coingas	1.033	963	93,2	672	647	96,2
Acam	1.118	344	30,8	294	121	41,1
Amga Azienda Multiservizi	1.113	383	34,4	392	131	33,5
TOTALE	93.100	41.743	44,8	62.560	30.503	48,8

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.42

Individuazione
di dispersioni nelle reti
dei grandi esercenti
nel 2007

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 SEGNALAZIONE DA TERZI
Società Italiana per il Gas	9,00	40.245	14.483	1.301	0,09	23.848	0,59
Enel Rete Gas	14,77	29.701	10.939	229	0,02	13.390	0,45
Hera	11,97	12.230	6.620	474	0,07	9.831	0,80
Aem Distribuzione Gas e Calore	3,43	2.842	2.368	1.501	0,63	14.340	5,05
Napoletana Gas	6,42	4.422	2.114	205	0,10	7.818	1,77
Italcogim Reti	13,91	4.678	4.104	25	0,01	4.189	0,90
Toscana Energia	9,80	6.322	3.061	135	0,04	4.909	0,78
Azienda Energia e Servizi	2,81	1.324	469	19	0,04	3.120	2,36
Enia	14,37	5.435	3.189	155	0,05	3.351	0,62
Asm Reti	12,65	4.417	2.951	147	0,05	1.640	0,37
Siciliana Gas	10,61	3.573	1.038	8	0,01	4.448	1,24
Iride Acqua Gas	5,10	1.671	565	892	1,58	3.394	2,03
Ascopiave	20,30	5.148	1.844	25	0,01	810	0,16
AcegasAps	8,11	2.115	1.641	119	0,07	941	0,44
Arcalgas Progetti	19,29	3.642	2.051	35	0,02	2.309	0,63
Consiag Reti	8,51	1.534	573	57	0,10	771	0,50
Linea Distribuzione	9,54	1.544	207	10	0,05	221	0,14
SGR Reti	16,36	2.538	1.145	15	0,01	772	0,30
Thüga Laghi	12,40	1.902	834	586	0,70	1.100	0,58
Thüga Padana	16,24	2.270	1.608	49	0,03	2.045	0,90
Edison DG	17,45	2.392	1.963	142	0,07	839	0,35
AMG Energia	5,39	737	731	5	0,01	3.178	4,31
Gas Natural Distribuzione Italia	12,39	797	763	58	0,08	988	1,24
Thüga Mediterranea	18,14	2.415	1.100	28	0,03	960	0,40
Agsm Rete Gas	8,54	1.112	858	42	0,05	998	0,90
Trentino Servizi	12,34	1.194	439	6	0,01	232	0,19
GEL Gestione Energetica impianti	17,00	2.062	950	8	0,01	1.235	0,60
Erogasmet	11,24	1.277	569	104	0,18	1.340	1,05
Multiservizi	9,80	952	261	1	0,00	992	1,04
AMG Gas	4,86	547	219	30	0,14	837	1,53
Coingas	15,27	1.705	1.609	19	0,01	385	0,23
Acam	13,24	1.412	465	146	0,31	845	0,60
Amga Azienda Multiservizi	14,75	1.505	515	25	0,05	383	0,25
TOTALE	10,50	155.660	72.246	6.601	0,09	116.459	0,75

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

ESERCENTE	ESTENSIONE RETE	ESTENSIONE RETE ACCIAIO	ESTENSIONE RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA	ESTENSIONE RETE ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA
Società Italiana per il Gas	40.245	31.221	31.033	188	99,4%
Enel Rete Gas	29.701	27.706	27.328	377	98,6%
Hera	12.230	10.273	10.062	211	98,0%
Aem Distribuzione Gas e Calore	2.842	1.050	663	387	63,2%
Napoletana Gas	4.422	3.250	3.117	133	95,9%
Italcogim Reti	4.678	4.035	4.035	-	100,0%
Toscana Energia	6.322	5.202	4.595	608	88,3%
Azienda Energia e Servizi	1.325	514	514	-	100,0%
Enla	5.435	5.196	4.940	258	95,0%
Asm Reti	4.417	3.080	2.564	516	83,2%
Siciliana Gas	3.573	2.971	2.932	39	98,7%
Iride Acqua Gas	1.671	511	84	427	16,4%
Ascopiave	5.148	5.073	5.073	-	100,0%
AcegasAps	2.115	686	481	205	70,2%
Arcalgas Progetti	3.642	2.430	2.430	-	100,0%
Consiag Reti	1.534	1.440	1.435	4	99,7%
Linea Distribuzione	1.544	1.230	988	242	80,3%
SGR Reti	2.538	2.518	2.518	-	100,0%
Thüga Laghi	1.902	1.779	1.762	17	99,0%
Thüga Padana	2.270	2.249	2.249	-	100,0%
Edison DG	2.392	1.507	1.502	5	99,7%
AMG Energia	737	231	231	-	100,0%
Gas Natural Distribuzione Italia	797	787	512	275	65,0%
Thüga Mediterranea	2.415	2.006	1.979	26	98,7%
Agsm Rete Gas	1.112	808	769	39	95,1%
Trentino Servizi	1.194	1.164	1.164	-	100,0%
GEI Gestione Energetica impianti	2.062	2.020	2.020	-	100,0%
Erogasmet	1.277	1.277	1.277	-	100,0%
Multiservizi	952	767	758	9	98,8%
AMG Gas	547	523	426	97	81,5%
Coingas	1.705	1.699	1.699	-	100,0%
Acam	1.412	1.317	846	471	64,2%
Amga Azienda Multiservizi	1.505	1.146	1.032	114	90,1%
TOTALE	155.660	127.665	123.016	4.649	96,4%

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.43

**Protezione catodica
delle reti dei grandi
esercenti nel 2007**

Estensione reti in Km

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 standard specifico della prestazione relativa alla preventivazione dei lavori complessi. I dati comunicati evidenziano a fronte di un numero

complessivo di prestazioni, pari a 1.782.514, un incremento degli indennizzi pagati ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard, pari a 43.886. (Tav. 3.44). Rispetto al 2006 l'incremento percentuale degli indennizzi corrisposti è pari al 25%. Nel 2007 il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e dei rimborsi effettivamente pagati nell'anno quasi

TAV. 3.44

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

Anni 1997-2007, esercenti con più di 5.000 clienti finali

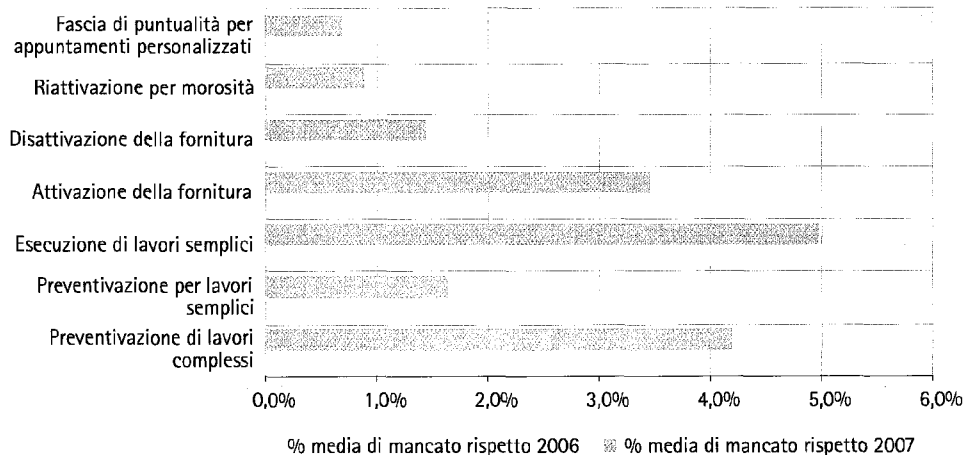
	CARTA DEI SERVIZI					REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE					
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso	14.265	12.366	11.212	14.635	16.424	14.651	11.766	25.826	34.330	31.439	43.741
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	1.237	707	1.640	3.709	12.086	13.368	8.535	19.249	31.189	35.146	43.886

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.14

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2005-2007, esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

coincidono. Si sta quindi progressivamente consolidando la tendenza da parte degli esercenti a una corresponsione degli indennizzi sempre più tempestiva e nel rispetto della tempistica fissata. 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 maggior-

mente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

Nel 2007 in merito alle percentuali di mancato rispetto (Fig. 3.14), 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 evidenzia, comunque, che il tempo effettivo registrato per entrambe le prestazioni per i clienti con misuratore fino a G6 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità (Fig. 3.15).

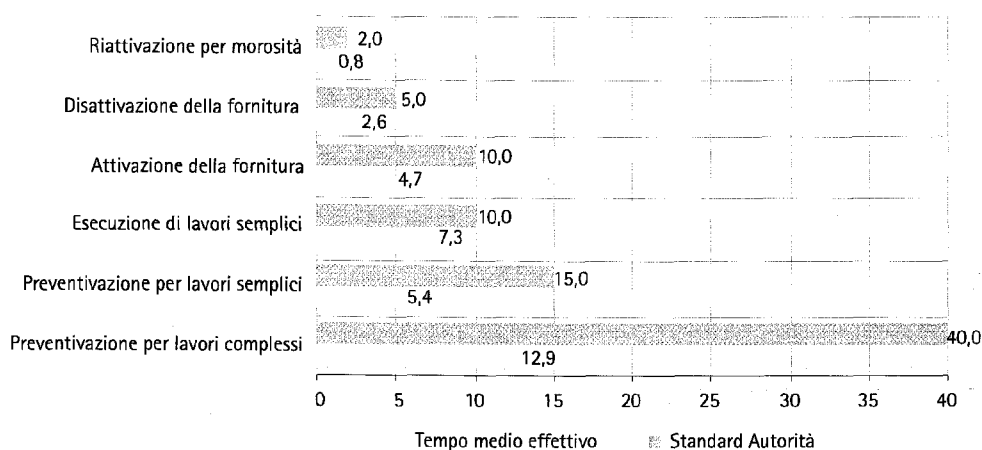


FIG. 3.15

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

Anno 2007, esercenti con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2006			ANNO 2007		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	270.704	5,7 giorni lavorativi	6.034	265.788	5,4 giorni lavorativi	5.032
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	12.076	12,8 giorni lavorativi	219	10.732	12,9 giorni lavorativi	369
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	224.788	5,7 giorni lavorativi	12.142	204.557	7,3 giorni lavorativi	8.605
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	739.587	3,5 giorni lavorativi	8.531	725.210	4,7 giorni lavorativi	22.963
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	318.864	2,7 giorni lavorativi	5.265	316.572	2,6 giorni lavorativi	4.170
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	60.597	0,8 giorni feriali	731	66.715	0,8 giorni feriali	530
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	162.168	-	900	146.175	-	1.009
TOTALE	-	1.788.784	-	33.822	1.735.749	-	42.678

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.45

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

Anni 2006-2007

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La tavola 3.45 presenta, per gli anni 2006 e 2007, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico, con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Va sottolineato per tutte le prestazioni un sostanziale rispetto degli standard fissati dall'Autorità.

Servizio di vendita del gas naturale

La tavola 3.46 evidenzia la prestazione "Rettifica di fatturazione" che a partire dal 2006 è soggetta a livello specifico. Sono indicati il numero complessivo di prestazioni gestite dai venditori, nonché il tempo medio di attesa e il numero di indennizzi corrisposti. Anche per le rettifiche si è riscontrato un rispetto dello standard fissato dall'Autorità.

La figura 3.16 presenta l'andamento, per il 2007, della gestione dei reclami scritti o a richieste scritte di informazioni per-

venute 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. Gli esercenti rispondono al 90% dei reclami scritti o a richieste scritte di informazioni entro 20 giorni lavorativi.

La qualità telefonica

Nel 2007 è stata effettuata anche per il settore del gas, per la prima volta, la raccolta dati relativa alla qualità telefonica. La figura 3.17 evidenzia le performance dei venditori con un numero di clienti finali maggiore di 100.000 e dotati di call center. I valori comunicati dagli esercenti, in via volontaria, evidenziano una marcata disomogeneità effetto ancora una volta delle eterogeneità organizzative e tecnologiche delle diverse aziende. Ciononostante è interessante sottolineare che ben 16 venditori si attestano su un livello di servizio maggiore dell'80%.

TAV. 3.46

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

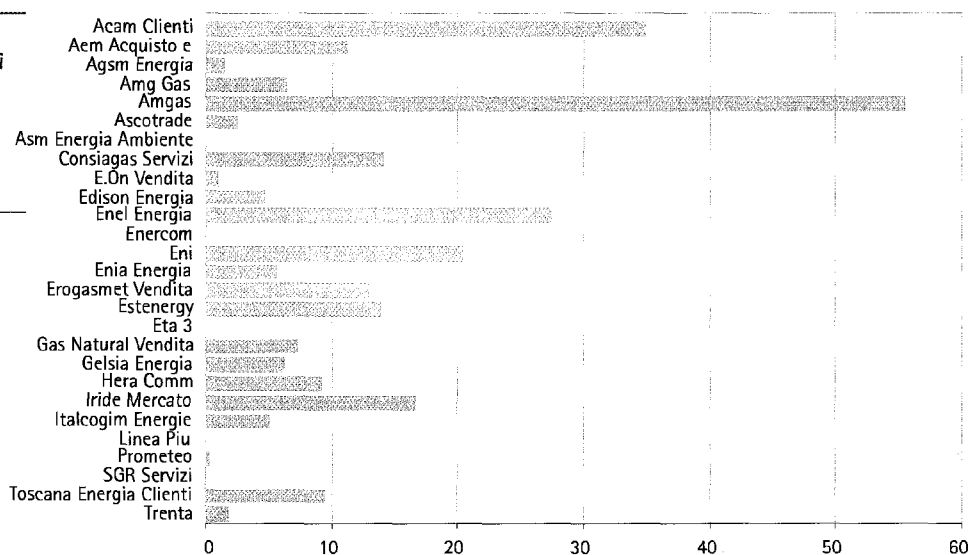
PRESTAZIONE	ANNO	STANDARD AUTORIZZATO	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO FUORI STANDARD	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Rettifica di fatturazione	2006	90 giorni solari	125.858		15,9	1.897
	2007	90 giorni solari	88.939	926	22,9	1.016

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 3.16

Tempo di risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anno 2007; giorni



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

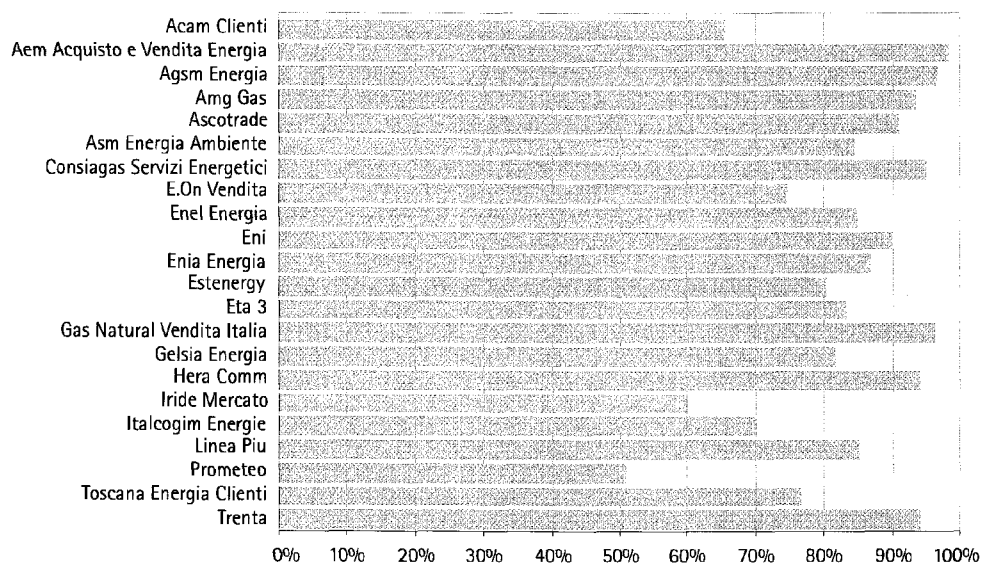


FIG. 3.17

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

Anno 2007

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

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

Gli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel terzo anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40, nel periodo 1° ottobre 2006 – 30 settembre 2007, i distributori di gas hanno eseguito accertamenti per la sicurezza su oltre 428.000 nuovi impianti (Tav. 3.47). L'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi; infatti anche per il terzo anno si registra un incremento del numero degli accertamenti effettuati rispetto all'anno precedente pari al 16%.

In particolare si osserva che circa il 95% di essi ha ottenuto 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 14.768 primi accertamenti 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. Inoltre si è registrata una percentuale degli accertamenti impediti per mancato invio della documentazione richiesta circoscritta a un valore pari al 9%.

Nelle tavole 3.47 e 3.48, contenenti i riepiloghi dei dati, è evidenziata la ripartizione in funzione sia della tipologia dell'impianto di utenza sia della dimensione dei distributori di gas.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.47

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

Anno termico 2006-2007

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	401.122	18.439	13.478
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	21.860	1.471	1.009
> 116 kW	5.822	431	281
TOTALE	428.804	20.341	14.768

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 3.48

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

Anno termico 2006-2007

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	307.527	16.491	10.256
Medi	107.249	3.510	3.952
Piccoli	14.028	340	560
TOTALE	428.804	20.341	14.768

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

La 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 2006-2007 informazioni relative ai punti di misura di un'area omogenea di prelievo (AOP) e ai punti di misura in ingresso della rete di trasporto. È emerso che i punti sono dotati di 154 gascromatografi di cui 138 risultano di proprietà dei trasportatori e 16 di proprietà di terzi.

L'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, con riferimento all'anno termico concluso, un resoconto sintetico delle denunce di sinistro pervenute e dello stato delle procedure di risarcimento dall'1 ottobre 2006 al 30 settembre 2007. Il numero totale di denunce di sinistro è stato pari a 51.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2006-2007, risultano 170 sinistri a valle del punto di consegna 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 oltre 17.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità, quali a 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

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 è rimasto sostanzialmente invariato nel corso degli anni (Tav. 3.49). Negli

ultimi anni si è assistito a una lieve diminuzione del grado di soddisfazione complessiva rispetto al periodo precedente (Tav. 3.50), mentre si registra un leggero miglioramento per i singoli aspetti del servizio, proprio grazie ai vari procedimenti avviati dall'Autorità al fine di favorire una maggiore efficienza nell'esecuzione delle prestazioni.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007
Nord-Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7	92,9	94,2
Nord-Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3	91,5	91,1
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9	92,7	93,7
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5	92,9	94,0
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3	93,3	93,4
Italia	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2007.

TAV. 3.49

Soddisfazione complessiva per il servizio del gas

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5	80,9	82,0
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4	74,4	75,2
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9	73,2	74,8
Soddisfazione globale	94,5	95,2	94,5	94,9	94,6	94,3	93,4	92,6	93,4

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2007.

TAV. 3.50

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

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

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2008

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020
Tav. 2.1	Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura
Tav. 2.2	Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione
Tav. 2.3	Standard europei sulla durata massima di interruzione
Tav. 3.1	Graduatoria delle offerte
Tav. 4.1	Standard generali di qualità dei <i>call center</i>
Tav. 4.2	Punteggi aggiuntivi per la qualità del servizio
Tav. 5.1	Progetti del Piano annuale di realizzazione 2006 del CESI Ricerca finanziati a carico del Fondo per la ricerca del sistema elettrico
Tav. 6.1	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2006-2007
Tav. 6.2	Sintesi delle attività di consultazione
Tav. 6.3	Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Tav. 6.4	Argomenti delle comunicazioni sul settore elettrico ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni
Tav. 6.5	Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità
Tav. 6.6	Argomenti di oggetto delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni
Tav. 6.7	Sintesi delle attività ispettive nel periodo 2003-2007
Tav. 6.8	Verifiche ispettive effettuate in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica
Tav. 6.9	Controlli tecnici effettuati in materia di sicurezza e qualità del gas
Tav. 6.10	Verifiche ispettive effettuate in materia di qualità commerciale e sicurezza del servizio di distribuzione del gas
Tav. 6.11	Monitoraggio delle risposte fornite dai punti di contatto con la clientela degli esercenti il servizio di maggior tutela e l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero
Tav. 6.12	Verifiche ispettive in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi nella distribuzione e nella vendita di gas naturale
Tav. 6.13	Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione del gas
Tav. 6.14	Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione dell'energia elettrica
Tav. 6.15	Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferibili all'Enel
Tav. 6.16	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti già oggetto di procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori
Tav. 6.17	Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte con la CCSE
Tav. 6.18	Esito del contenzioso dal 1997 al 2008

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Tav. 6.19	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2008
Tav. 6.20	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2008
Tav. 7.1	Pianta organica dell'Autorità
Tav. 7.2	Composizione del personale al 1° aprile 2008 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento
Tav. 7.3	Composizione del personale dipendente al 1° aprile 2008 per carriera e qualifica
Tav. 7.4	Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado
Tav. 7.5	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto

Indice delle figure

- Fig. 4.1 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2008
- Fig. 4.2 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2008
- Fig. 4.3 Ripartizione percentuale dei risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al marzo 2008
- Fig. 5.1 Disponibilità finanziarie per le attività di ricerca del sistema elettrico
- Fig. 5.2 Piano triennale 2006-2008: risorse finanziarie
- Fig. 5.3 Ripartizione dei finanziamenti del Piano operativo annuale 2006
- Fig. 6.1 Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
- Fig. 6.2 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

1.

Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Le nuove misure per la promozione del mercato interno e per il contenimento del cambiamento climatico, proposte dalla Commissione europea fra il settembre 2007 e il gennaio 2008, rappresentano lo sviluppo coerente del Piano d'azione per l'energia 2007-2009, adottato dagli Stati membri in occasione del Consiglio europeo di Bruxelles, del 6-8 marzo 2007. Nel Piano di azione per l'energia 2007-2009, sviluppato sulle basi del "pacchetto energia" proposto dalla Commissione europea il 10 gennaio 2007¹, la nuova politica europea è una "politica integrata per l'energia e il cambiamento climatico" in cui gli obiettivi di sviluppo del sistema energetico sono definitivamente vincolati all'obiettivo della lotta al cambiamento climatico. Lo stato di attuazione del Piano d'azione per l'energia 2007-2009 verrà monitorato dal Consiglio europeo con uno *Strategic Energy Review* predisposto annualmente dalla Commissione europea, invitata a elaborarne già uno entro il 2009, che

possa servire da base per la definizione del Piano d'azione per l'energia dal 2010 in poi.

Il Piano d'azione per l'energia 2007-2009 promuove una serie di misure negli ambiti ritenuti strategici, ovvero:

- il mercato interno per l'energia elettrica e il gas;
- la sicurezza degli approvvigionamenti;
- una politica energetica estera comune;
- la riduzione delle emissioni di carbonio;
- le energie rinnovabili;
- l'efficienza energetica;
- le nuove tecnologie.

Relativamente al mercato interno dell'elettricità e del gas, il Consiglio di primavera 2007 ha riconosciuto che sono ancora necessari significativi progressi in termini sia di promozione della concorrenza sia di regolazione efficiente e promozione

¹ Il 10 gennaio 2007 la Commissione europea ha presentato, sotto la forma di una serie di Comunicazioni al Consiglio e al Parlamento europeo, un pacchetto di misure per il settore energia, *Energy for a Changing World*, contenente le proposte per una nuova *Energy policy for Europe*, formulate dalla DG TREN, i risultati delle *Energy Sector Enquiries*, avviate nel giugno 2005 dalla DG Concorrenza e le proposte per limitare il riscaldamento climatico, *Limiting global climate change to 2° celsius: the way ahead from 2012 and beyond* della DG Ambiente. Il "pacchetto energia" è il frutto dell'elaborazione delle proposte contenute nel *Green paper on an European strategy for sustainable, competitive and secure energy* del marzo 2006, alla luce sia dell'ampio processo di consultazione avviato sia dei risultati delle indagini settoriali della DG Concorrenza e il *Rapporto Annuale* sullo stato del mercato interno dell'energia elettrica e il gas (contenuti nel pacchetto *Energy policy for Europe*). Per maggior dettaglio vedi la *Relazione Annuale 2007*, Volume 2, Capitolo 1.

degli investimenti per raggiungere l'obiettivo del mercato interno e ha quindi riaffermato *in primis* l'esigenza di completare l'implementazione delle direttive del 2003. Il Consiglio ha inoltre richiesto alla Commissione di mettere a punto, nel corso del 2007, ulteriori misure per:

- garantire una separazione effettiva delle reti che devono essere adeguatamente regolate e gestite in modo indipendente per garantire un accesso trasparente e non discriminatorio a tutti gli operatori;
- armonizzare i poteri dei regolatori e rafforzare la loro indipendenza;
- creare un nuovo organismo indipendente per la cooperazione dei regolatori nazionali e l'adozione di decisioni in materia trans-frontaliera;
- creare un nuovo organismo per i gestori di reti europei volto ad assicurare la cooperazione trans-frontaliera e la sicurezza delle operazioni;
- garantire un sistema più efficiente e integrato con i mercati nazionali di scambi elettrici trans-frontalieri;
- garantire meccanismi che favoriscano l'integrazione di nuovi impianti e di nuovi concorrenti nella rete elettrica europea;
- promuovere la trasparenza nei mercati energetici europei;
- proteggere i consumatori attraverso lo sviluppo di una Carta europea dei diritti dei consumatori.

Terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas

Il terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas, reso pubblico dalla Commissione europea il 19 settembre 2007 in risposta alle richieste del Consiglio sopra richiamate, è articolato in cinque documenti che contengono: gli emendamenti alla Direttiva 54/03 e alla Direttiva 55/03, gli emendamenti ai Regolamenti elettrico e gas (rispettivamente 1228/03 e 1775/05) e la proposta per un nuovo Regolamento che istituisce l'Agenzia europea dei regolatori dell'energia. I contenuti del "pacchetto" sintetizzati di seguito riguardano i principali argomenti della proposta avanzata il 19 settembre 2007 dalla Commissione europea: le misure per realizzare una separazione effettiva delle reti, l'armonizzazione dei poteri dell'indipendenza dei regolatori, l'Agenzia europea dei regolatori dell'energia, la rete degli operatori dei servizi di trasmissione europei (TSO, *Transmission System Operator*) e le misure per favorire il funzionamento dei mercati.

Regole di separazione delle reti

Gli obblighi di separazione effettiva delle reti si applicano, nelle proposte della Commissione, parimenti all'energia elettrica e al gas, in quanto non si rilevano fra i due settori differenze tali da giustificare trattamenti differenziati. In particolare per quanto riguarda il settore del gas, la visione della Commissione, ampiamente condivisa dai regolatori europei, è che la proprietà delle infrastrutture non sia così cruciale per la stipula di contratti a lungo termine con i produttori *upstream*, quanto l'accesso a un mercato finale sufficientemente ampio e competitivo. La Commissione rileva inoltre che le caratteristiche fisiche del trasporto del gas, rispetto a quello elettrico, siano tali da dare all'operatore del trasporto un maggior controllo sulla direzione dei flussi e delle capacità utilizzate. La separazione proprietaria

delle reti di trasmissione/trasporto è individuata quale strumento prioritario per far fronte alla carenza di nuovi investimenti e alle difficoltà di accesso alle reti che ostacolano la creazione di un mercato unico dell'energia. Nelle proposte di Direttiva è fatto esplicito divieto di partecipazioni di controllo incrociate fra attività di trasmissione e fra queste e quelle di produzione/fornitura. Partecipazioni di minoranza sono consentite purché non consentano la partecipazione a decisioni strategiche per lo sviluppo e l'operatività delle reti. Gli obblighi di separazione proprietaria si applicano anche a eventuali *Regional System Operators (joint venture di TSO)*. La separazione proprietaria dei TSO viene certificata dai regolatori nazionali cui sono attribuite competenze di monitoraggio; i TSO certificati vengono poi designati ufficialmente dagli Stati membri e notificati alla Commissione che può aprire procedure di verifica.

In alternativa alla separazione proprietaria agli Stati membri è attribuita la facoltà di creare un gestore di rete indipendente (cosiddetto modello ISO, *Independent System Operator*) separato dalla nuda proprietà della rete che può restare in capo all'impresa verticalmente integrata purché separata legalmente e funzionalmente dalle altre attività. Il gestore di rete indipendente deve comunque rispettare i criteri di separazione proprietaria dagli altri operatori della trasmissione nonché il piano d'investimento decennale proposto dal regolatore nazionale. I proprietari della rete si impegnano dal canto loro a garantire ogni forma di collaborazione e la copertura finanziaria necessaria per la realizzazione dei piani di investimento.

Non sono estesi ai gestori di reti di distribuzione (DSO, *Distribution System Operator*) gli obblighi di separazione proprietaria, ma per questi vengono ribaditi i requisiti di indipendenza giuridica e funzionale delle precedenti direttive e richiamata l'attenzione sull'utilizzo corretto delle politiche di *brand* e comunicazione.

È richiesta una designazione formale da parte degli Stati membri dei gestori del GNL (gas naturale liquefatto) e degli stoccaggi e per questi ultimi è prevista la separazione legale e funzionale. Resta immutata nelle nuove proposte la disciplina degli accessi agli stoccaggi che permette la scelta fra accesso regolato/negoziato.

Le previsioni relative alla separazione effettiva delle reti (separazione proprietaria/ISO) sono applicate parimenti a tutte le imprese dell'Unione europea e di paesi terzi. Le imprese di paesi terzi che intendano acquisire quote significative o di

controllo nelle reti europee devono quindi dimostrare inequivocabilmente di possedere i requisiti di separazione effettiva delle imprese dell'Unione europea. È inoltre fatto esplicito divieto di acquisire il controllo di gestori o proprietari di rete da parte di imprese di paesi terzi (anche non verticalmente integrate) a meno che ciò non rientri in specifici accordi fra l'Unione europea e gli stessi.

Rafforzamento dell'indipendenza e armonizzazione dei poteri dei regolatori

Alla luce delle persistenti differenze in termini sia di grado di indipendenza sia di funzioni e poteri dei regolatori nei ventisette paesi dell'Unione europea, a valle dell'implementazione delle Direttive del 2003, nelle nuove proposte di Direttive elettricità e gas, viene introdotto un apposito Capitolo mirato a rafforzare i poteri e l'indipendenza dei regolatori che vengono uniformati verso uno standard europeo di livello medio alto. Per ogni paese è prevista un'unica Autorità di regolazione effettivamente indipendente non solo dagli interessi industriali pubblici e privati ma anche dal Governo. Gli Stati membri devono assicurare che il regolatore sia dotato di personalità giuridica, autonomia finanziaria e sufficienti risorse per espletare i propri compiti. Per il Collegio viene fissato un mandato minimo, non rinnovabile, di 5 anni e precise regole di rimozione. L'ampliamento degli obiettivi riguarda:

- la cooperazione con gli altri regolatori, l'Agenzia di regolazione europea (ACER) e la Commissione per la promozione di un mercato interno competitivo, sicuro e sostenibile;
- lo sviluppo dei mercati regionali funzionanti e competitivi;
- l'eliminazione di barriere agli scambi transfrontalieri;
- lo sviluppo di sistemi affidabili e sicuri;
- gli incentivi agli investimenti degli operatori di rete;
- il funzionamento efficiente dei mercati nazionali e la promozione della concorrenza in collaborazione con le Autorità antitrust.

Il rafforzamento dei compiti di regolazione dei mercati riguarda in particolare:

- la definizione delle tariffe di connessione e di accesso alle reti di trasmissione/distribuzione e dei servizi di bilanciamento;

- la verifica delle regole di accesso, degli obblighi di *unbundling*, dei meccanismi di bilanciamento, della gestione delle congestioni anche sugli interconnettori;
- la verifica dei piani di investimento dei TSO e la conformità con il piano decennale di investimento delle reti europee;
- la verifica della sicurezza e dell'affidabilità dei servizi di rete;
- la verifica degli obblighi di trasparenza;
- la sorveglianza regolatoria per gli ISO;
- il monitoraggio dell'andamento dei mercati e della concorrenza anche in collaborazione con le Autorità antitrust;
- le misure per un'effettiva informazione ai consumatori.

Per l'espletamento delle proprie funzioni le Autorità di regolazione vengono dotate del potere di:

- adottare decisioni vincolanti;
- imporre programmi di dismissioni forzate (cosiddetti *virtual power plants e gas release*) in collaborazione con le Autorità antitrust;
- richiedere informazioni agli operatori dei settori;
- condurre indagini;
- comminare sanzioni;
- istruire la risoluzione di controversie.

Le Autorità di regolazione sono tenute a cooperare in particolare sulle questioni transfrontaliere a livello regionale (gestione ottimale delle reti, degli scambi commerciali e delle capacità allocate); nel caso in cui entro sei mesi i regolatori non trovino accordo in materia, o su richiesta di un regolatore, diventa competente in materia l'Agenzia europea di regolazione.

Ai fini della tutela della trasparenza a tutti gli operatori del mercato è fatto obbligo di mantenere per cinque anni i dettagli di tutte le transazioni, inclusi i prodotti finanziari derivati, con i clienti all'ingrosso e i TSO e di metterli a disposizione dei regolatori. Questi ultimi possono, tenuto conto dei normali canoni di riservatezza a tutela di informazioni su transazioni/operatori individuali, decidere di pubblicarne alcune parti.

Agenzia europea dei regolatori

L'esigenza di una maggiore armonizzazione nei meccanismi di funzionamento dei mercati nazionali, il riconoscimento del cosiddetto *regulatory gap* sulle questioni transfrontaliere e una

valutazione positiva dell'esperienza ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*) hanno indotto la Commissione europea a proporre, con apposito Regolamento, la costituzione di un'Agenzia europea di regolazione che fornisca un quadro di riferimento stabile per la cooperazione fra i regolatori nazionali. L'Agenzia non si configura tanto quale regolatore europeo o sostituto delle funzioni di regolazione nazionali, ma quanto garante della cooperazione fra regolatori nazionali e dell'integrazione a livello europeo dei quadri di regolazione nazionale. L'Agenzia è un organismo europeo con personalità giuridica riconosciuta in tutti gli Stati membri, dotato prevalentemente di poteri di segnalazione e raccomandazione nei confronti dei TSO, dei regolatori e della Commissione; poteri decisionali sono attribuiti solo in casi particolari che riguardano questioni transnazionali. L'Agenzia europea, oltre a ereditare le funzioni consultive generali di ERGEG nei confronti della Commissione, assume specifiche funzioni di:

- sorveglianza regolatoria sulla cooperazione fra TSO: vigilanza sugli statuti/procedure, sulle attività svolte e la cooperazione fra TSO; rilascio di pareri sui Codici tecnici e di mercato, sul programma annuale di lavoro e sul programma decennale di investimento; segnalazione alla Commissione nel caso che questi non assicurino la non-discriminazione, la concorrenza e il funzionamento dei mercati;
- coordinamento della cooperazione fra regolatori nazionali: lo scambio di informazioni fra regolatori e regolatori/Agenzia; l'emanazione di *guideline* volontarie e la raccomandazione alla Commissione di *guideline* obbligatorie per favorire la cooperazione fra regolatori; pareri di conformità con la normativa europea delle decisioni dei regolatori nazionali;
- attribuzione del regime di esenzione per le infrastrutture che interessano il territorio di più di due paesi;
- decisione su questioni transfrontaliere nei casi di mancato accordo fra Autorità di regolazione nazionale.

La struttura di *governance* dell'Agenzia europea di regolazione è articolata in tre organismi che collaborano fra di loro:

- un *Board* amministrativo di 12 membri nominati dalla Commissione e dal Consiglio (6 membri ciascuno), garantisce il controllo e l'amministrazione della struttura ed è responsabile della nomina del Direttore;

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- un *Board* di regolazione, costituito da ognuno dei 27 regolatori nazionali, responsabile dei pareri e delle decisioni che vengono adottati con maggioranza dei due terzi dei membri (ognuno con un voto);
- un *Board* di appello, composto da 6 membri indipendenti di riconosciuta professionalità responsabile dei ricorsi avverso le decisioni dell'Agenzia.

L'Agenzia è rappresentata e gestita da un Direttore che viene nominato e rimosso dal *Board* amministrativo. Il finanziamento è assicurato dalla Comunità europea, dai contributi per le richieste di esenzione e da contributi volontari di Stati membri e regolatori. Nelle proposte dell'Allegato 1 del Regolamento dell'Agenzia prevede a regime un budget di 6,434 milioni di euro e uno staff di 48 persone.

 Coordinamento fra TSO europei

Per favorire l'integrazione dei mercati non è necessario solamente un quadro di regolazione stabile ma anche un buon livello di cooperazione effettiva fra TSO che garantisca il coordinamento dei nuovi investimenti infrastrutturali, la compatibilità fra le regole di accesso, di sicurezza e di operatività delle reti e lo scambio delle informazioni. La cooperazione volontaria attuata sinora a livello europeo dalle associazioni di TSO e dai meccanismi di cooperazione regionale ha mostrato nei casi di incidenti e *blackout* i propri limiti. Con l'emendamento dei Regolamenti 1228/03 e 1775/05, la Commissione propone la creazione formale di organismi di cooperazione fra TSO del gas e dell'energia elettrica, con particolari provvisori per quanto riguarda la cooperazione regionale. Questi si dotano di appositi statuti, regole procedurali e di consultazione revisionate dall'Agenzia di regolazione e dalla Commissione.

L'organizzazione delle nuove istituzioni e i relativi costi (coperti dalle tariffe di rete) non sono definiti.

I compiti principali delle reti di TSO riguardano:

- la definizione di Codici tecnici di rete e di regole di organizzazione del mercato che assicurino le transazioni transfron-

talieri in termini di: sicurezza e affidabilità, regole di accesso e connessione, scambio dati, regole di interoperatività, procedure di emergenza, allocazione di capacità e gestione delle congestioni, regole di *trading*, trasparenza, bilanciamento, armonizzazione tariffaria e ITC (*International Tariff Compensation*), efficienza energetica delle reti;

- la gestione coordinata delle reti in coerenza con i Codici adottati e attraverso lo sviluppo di strumenti operativi comuni;
- il coordinamento della pianificazione degli investimenti di rete, la pubblicazione, ogni due anni, di un piano decennale di investimenti che faccia anche da riferimento alla pianificazione nazionale e previsioni sulla riserva invernale ed estiva.

Nel caso in cui i suddetti Codici di rete non siano considerati sufficienti, non siano implementati o concordati dai TSO, la Commissione può, previo parere vincolante dell'Agenzia, adottarli o renderli vincolanti tramite *Linee guida* e il processo di comitologia². Le reti di TSO sottostanno a stringenti vincoli di consultazione con tutti gli *stakeholder* (i.e. motivazione dell'eventuale rifiuto di prendere in considerazione alcune delle osservazioni ricevute) per garantire la trasparenza delle decisioni adottate.

 Funzionamento dei mercati

Nelle proposte del terzo pacchetto sono contenute alcune misure per il funzionamento dei mercati elettrico e del gas che riguardano:

- i mercati al dettaglio;
- le informazioni ai consumatori;
- il regime di esenzioni;
- l'accesso agli stoccaggi e al GNL.

Fra gli obiettivi dei Regolamenti elettrico e gas viene inserita l'armonizzazione delle regole necessarie per un buon funzionamento dei mercati al dettaglio trans-nazionali e per la trasparenza. Gli Stati membri dovranno inoltre definire e rendere pubbliche, con una revisione da parte dei regolatori, le regole

² Il termine "comitologia" (o "procedura dei comitati") si riferisce alle procedure in base alle quali la Commissione esercita le competenze di esecuzione che le vengono conferite dal legislatore (il Parlamento europeo e il Consiglio) assistita dai comitati composti da rappresentanti degli Stati membri. In base a queste procedure (descritte nella Decisione del Consiglio 1999/498/CE), i servizi della Commissione sottopongono i progetti di misure di esecuzione ai comitati, i quali esprimono il loro parere prima che la Commissione li adotti.

che definiscono i relativi ruoli e le responsabilità dei TSO, DSO, operatori e consumatori di un mercato al dettaglio europeo armonizzato.

Nell'emendamento dell'Allegato A delle Direttive sono introdotte nuove clausole obbligatorie per un'informazione corretta e completa dei consumatori.

La normativa propone, per ambedue i settori e per un periodo limitato, un regime di esenzione dalle regole e tariffe di accesso, che viene esteso anche alle norme di separazione proprietaria delle reti per i nuovi investimenti infrastrutturali che possano rafforzare la concorrenza e/o la sicurezza delle forniture. In caso di investimenti che coinvolgano due o più paesi, la decisione sulla esenzione spetta all'Agenzia europea di regolazione. Prima di attribuire un'esenzione l'Agenzia deve decidere le regole di gestione e allocazione delle capacità con l'obbligo di ri-offrire la capacità inutilizzata. Per il settore del gas sono fatte previsioni speciali per l'*open season*.

Nella proposte di revisione del Regolamento 1775/05 sono incluse le infrastrutture di GNL e stoccaggio: vengono quindi definite regole trasparenti e non discriminatorie di accesso dei terzi, meccanismi di allocazione delle capacità, procedure di gestione delle congestioni e norme di trasparenza. I nuovi obblighi, garantiti da un buon *oversight* regolatorio e da requisiti di separazione funzionale e legale degli operatori degli stoccaggi previsti dalla revisione della Direttiva gas, riflettono in larga misura il lavoro svolto sulle *Linee guida* volontarie sviluppate da ERGEG.

Dibattito in Parlamento e nel Consiglio europeo

Il terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'elettricità e del gas verrà adottato tramite la procedura di co-decisione³ che coinvolge parimenti il Parlamento europeo e il Consiglio: l'adozione è prevista prima delle nuove elezioni del Parlamento europeo nella primavera 2009.

Nel febbraio 2008 è stato avviato il dibattito, in prima lettura, presso il Parlamento europeo in sede di Commissione referen-

te ITRE (*Industry, Trade, Research and Energy*)⁴. Nel maggio 2008 la Commissione ITRE dovrebbe licenziare i cinque documenti che verranno votati in Assemblea plenaria nel mese di giugno. Il 6 maggio la Commissione ITRE ha votato gli emendamenti alle proposte di modifica della Direttiva 54/03 relative al mercato elettrico ribadendo l'esigenza di separazione proprietaria delle reti e respingendo sia la proposta alternativa dell'ISO sia le proposte alternative (la cosiddetta "terza via", vedi oltre) proposte nel corso del dibattito. La Commissione ha inoltre introdotto nuovi obblighi relativamente alle iniziative regionali, la diffusione di misuratori automatizzati (*smart meter*), la tutela dei consumatori vulnerabili e lo sviluppo delle infrastrutture ai fini di aumentare la sicurezza dei sistemi elettrici. Il 19 maggio la Commissione ha licenziato le modifiche alla Direttiva 55/03 relative al mercato del gas approvando, relativamente all'*unbundling* la cosiddetta "terza via" e respingendo la separazione proprietaria.

Il Consiglio europeo, presieduto nel primo semestre 2008 dalla Slovenia e nel secondo dalla Francia, mira a un accordo politico sui testi delle proposte. Al centro del dibattito politico vi sono le misure di separazione delle reti di trasmissione. Già nel corso del 2007 erano emersi due schieramenti nettamente contrapposti in seno agli Stati membri: da un lato i paesi favorevoli alla separazione proprietaria guidati dal Regno Unito e dall'altro quelli decisamente contrari, guidati dall'asse franco-tedesca. Tale contrapposizione, già esplicitata nell'estate 2007 da lettere aperte alla Commissione europea, si è riproposta nel Consiglio di primavera del marzo 2008 che si è concluso con un sostanziale rinvio di ogni decisione al Consiglio di giugno. Nello stesso periodo veniva avanzata da Francia e Germania congiuntamente una proposta alternativa sul tema, la cosiddetta "terza via" fra separazione proprietaria e ISO. Nella proposta della "terza via" l'operatore di rete è trasformato in società per azioni con un management separato dalla proprietà della rete. Quest'ultima ha però facoltà di approvare il piano finanziario annuale dell'operatore; i piani di investimento decennali sono decisi congiuntamente dall'operatore e il proprietario della rete sotto la supervi-

³ La procedura di codecisione (art. 251 del trattato CE), introdotta dal trattato di Maastricht, conferisce al Parlamento europeo il potere di adottare una serie di atti congiuntamente con il Consiglio dell'Unione europea. Essa prevede una, due o tre letture e si traduce in un maggior numero di contatti tra i due co-legislatori, ovvero il Parlamento e il Consiglio, moltiplicando anche i contatti con la Commissione europea. In pratica la procedura di codecisione ha rafforzato il potere legislativo del Parlamento europeo in svariati settori. Il trattato di Amsterdam ha semplificato la procedura di codecisione, al fine di renderla più efficace e più rapida e rafforzare il ruolo del Parlamento, e ne ha ampliato l'applicazione a nuovi settori.

⁴ La Commissione ITRE (*Industry Research and Energy*) è nel Parlamento europeo la commissione preposta all'esame del "terzo pacchetto energia". Tra i cinque relatori ci sono anche due deputati italiani: Romano Maria La Russa (Direttiva gas) e Renato Brunetta (Regolamento agenzia).

sione dell'autorità di regolazione nazionale. La garanzia contro il conflitto d'interessi è assicurata dallo stretto monitoraggio del regolatore volto in particolare a garantire l'accesso trasparente e non discriminatorio all'infrastruttura. Un altro nodo controverso del dibattito politico ha riguardato le clausole di reciprocità per i paesi terzi; nei fatti queste, che tutelano una politica estera europea con una "sola voce", confliggono con la scelta di numerosi Stati membri di gestire bilateralmente i rapporti con i grandi paesi fornitori extraeuropei come la Russia per garantire

nel lungo termine la sicurezza delle forniture del gas. Altri temi che hanno animato il dibattito e su cui anche ERGERG (vedi oltre) ha dato un contributo diretto in sede sia di Parlamento europeo sia di Consiglio riguardano il ruolo relativo della costituenda Agenzia di regolazione nei confronti della costituenda Rete degli operatori europei del servizio di trasmissione (ENTSO, *European Network of Transmission System Operators*) e le procedure di *governance* istituzionale dei processi regolatori fra Agenzia, ENTSO e Commissione europea.

Verso una politica europea integrata per il cambiamento climatico

Il Consiglio europeo del marzo 2007, assieme al completamento del mercato interno (vedi paragrafo precedente), aveva definito quali obiettivi principali per lo sviluppo di una politica europea integrata per il cambiamento climatico:

- la riduzione, entro il 2020, delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 20%, soglia che potrebbe raggiungere il 30% qualora gli altri paesi sviluppati si impegnino ad analoghe riduzioni delle emissioni e che i paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati si impegnino a contribuire adeguatamente sulla base delle loro responsabilità e capacità rispettive;
- il raggiungimento, sempre entro il 2020, di una quota di energie rinnovabili pari al 20% del consumo energetico dell'Unione europea e l'obbligo per ogni Stato membro di raggiungere un tetto del 10% nell'uso di biocombustibili nel settore dei trasporti;
- la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali con l'obiettivo di raggiungere entro il 2020 un risparmio nei consumi europei di energia primaria del 20%.

Coerentemente con tali obiettivi, la Commissione europea, il 23 gennaio 2008, ha presentato un pacchetto di misure che include:

- una revisione del sistema europeo di scambio di emissioni di CO₂ con proposte per il periodo post-Kyoto;
- una nuova direttiva per le energie rinnovabili contenente norme sui bio-combustibili;
- una revisione delle regole sugli aiuti di Stato;
- una comunicazione sulle nuove tecnologie di carbone pulito e in particolare sulla cattura e sull'immagazzinamento del carbonio;
- una comunicazione che dà conto della prima revisione dei piani d'azione per l'efficienza energetica adottati dai diversi Stati membri.

Di seguito si dà conto delle proposte legislative di maggiore rilevanza per il settore energetico: la revisione del sistema di scambio di emissioni e i nuovi obiettivi per le energie rinnovabili.

Revisione del sistema di scambio di emissioni

Il sistema europeo di scambio delle emissioni di gas a effetto serra impone alle imprese di restituire diritti di emissione equivalenti alle loro emissioni di CO₂ assegnati dagli Stati membri alle imprese, previa approvazione dei piani nazionali da parte

della Commissione e istituisce un mercato dei diritti di scambio. Le imprese che investono per ridurre le emissioni fruiscono dei ricavi della vendita di diritti, stimolando inoltre l'innovazione e introducendo cambiamenti dove essi sono più efficaci rispetto ai costi. Il sistema copre in tutta l'Unione europea circa 10.000 impianti industriali, tra cui centrali elettriche, raffinerie e acciaierie, responsabili di circa la metà delle emissioni di CO₂ dell'Unione europea.

Da una revisione del sistema è emersa tuttavia l'esigenza di rafforzarlo e adeguarlo ai nuovi obiettivi. L'iniziale effetto di incentivazione del sistema attuale si è ridotto perché nella prima fase (2005-2007) i permessi sono stati concessi generosamente. La struttura del sistema, con i piani nazionali di assegnazione, comporta un rischio di distorsione della concorrenza e del mercato interno. Anche il campo di applicazione del sistema, in termini di settori economici e di gas contemplati, ha limitato la sua capacità di provocare riduzioni delle emissioni. Le principali revisioni riguardano:

- il campo di applicazione del sistema che verrebbe esteso ad altri gas a effetto serra oltre alla CO₂⁵ e a tutte le principali fonti di emissione industriali. Per ridurre l'onere amministrativo, gli stabilimenti industriali che emettono meno di 10.000 t di CO₂ non sarebbero tenuti a partecipare al sistema, a condizione che vengano applicate misure equivalenti per garantire che contribuiscano adeguatamente agli sforzi di riduzione delle emissioni;
- i piani nazionali di assegnazione che sarebbero sostituiti dalla vendita all'asta, o dall'assegnazione libera in base a regole uniche per l'intera Unione europea e i diritti immessi sul mercato verrebbero ridotti di anno in anno per garantire entro il 2020 una riduzione del 21%, rispetto ai livelli del 2005, delle emissioni coperte dal sistema. Le aste verrebbero gestite dagli Stati membri e i relativi proventi confluirebbero nei bilanci nazionali. Le aste sarebbero comunque aperte, qualsiasi operatore potrebbe comprare diritti in qualsiasi Stato membro; gli Stati membri dovranno impegnarsi a utilizzare almeno il 20% dei proventi delle aste per contribuire al passaggio a un'economia a basso consumo di

carbonio, promuovendo le attività di ricerca e sviluppo in settori quali le energie rinnovabili e la cattura e l'immagazzinamento del carbonio, aiutando i paesi in via di sviluppo o incentivando le persone meno abbienti a investire nell'efficienza energetica;

- il settore della generazione di elettricità, responsabile di gran parte delle emissioni, che sarebbe assoggettato all'asta integrale già dall'avvio del nuovo sistema nel 2013; la maggior parte degli altri settori produttivi, nonché il trasporto aereo, passerebbero gradualmente all'asta integrale, fino a entrarvi pienamente nel 2020;
- l'accesso al meccanismo CDM⁶ che sarà limitato ai livelli dell'attuale periodo di attuazione del sistema di scambio di emissioni; ciò permetterà un accesso più ampio al meccanismo una volta siglato un accordo internazionale che consenta all'Unione europea di passare rapidamente all'obiettivo, più ambizioso, di ridurre le emissioni del 30% qualora vi sia un consenso internazionale in materia; un'apertura dell'accesso al meccanismo incentiverebbe tra l'altro i paesi terzi ad aderire all'accordo internazionale, nella consapevolezza che ne potrebbe derivare un flusso di investimenti e di tecnologia dall'Europa.

Nuovi obiettivi per le energie rinnovabili

La proposta di Direttiva della Commissione per raggiungere l'obiettivo del 20% dei consumi energetici entro il 2020 ripartisce l'onere fra gli Stati membri con precisi obiettivi nazionali indicati nella tavola 1.1. La quota delle energie rinnovabili sul consumo totale nell'Unione europea è attualmente dell'8,5%: il rimanente 11,5% che manca per arrivare all'obiettivo del 20% viene ripartito in obiettivi nazionali che tengono conto dei punti di partenza e dei potenziali nazionali, tra cui la quota attuale di energie rinnovabili e il mix energetico, soprattutto le tecnologie a basso consumo di carbonio. In particolare la proposta si basa su un metodo in base al quale il 50% dello sforzo aggiuntivo viene ripartito equamente tra gli Stati membri, mentre l'altra metà viene modulata in base al PIL pro capite. Inoltre gli obiettivi vengono modificati per tenere conto di una

⁵ Ossia l'N₂O derivante dalla produzione di acidi e le emissioni di PFC del settore dell'alluminio.

⁶ Nell'ambito del Protocollo di Kyoto i paesi industrializzati possono attuare una parte dei loro impegni di riduzione delle emissioni investendo in progetti di riduzione delle emissioni in altri paesi, specie in quelli in via di sviluppo, nel quadro del meccanismo per lo sviluppo pulito (cosiddetti CDM). È anche prevista l'attuazione congiunta per i progetti riguardanti altri paesi industrializzati nel quadro degli obiettivi di Kyoto.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

proporzione degli sforzi già compiuti dagli Stati membri che hanno accresciuto negli ultimi anni la quota di energie rinnovabili utilizzate.

Le opzioni per sviluppare le energie rinnovabili variano da uno

Stato membro all'altro: ciascuno Stato membro presenterà pertanto un piano d'azione nazionale per definire le modalità di realizzazione degli obiettivi e consentire un'efficace verifica dei risultati.

	QUOTA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI SUL CONSUMO FINALE DI ENERGIA, 2005	OBIETTIVO PER LA QUOTA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI SUL CONSUMO FINALE DI ENERGIA, 2020
Belgio	2,2%	13%
Bulgaria	9,4%	16%
Repubblica Ceca	6,1%	13%
Danimarca	17,0%	30%
Germania	5,8%	18%
Estonia	18,0%	25%
Irlanda	3,1%	16%
Grecia	6,9%	18%
Spagna	8,7%	20%
Francia	10,3%	23%
Italia	5,2%	17%
Cipro	2,9%	13%
Lettonia	34,9%	42%
Lituania	15,0%	23%
Lussemburgo	0,9%	11%
Ungheria	4,3%	13%
Malta	0,0%	10%
Paesi Bassi	2,4%	14%
Austria	23,3%	34%
Polonia	7,2%	15%
Portogallo	20,5%	31%
Romania	17,8%	24%
Slovenia	16,0%	25%
Repubblica slovacca	6,7%	14%
Finlandia	28,5%	38%
Svezia	39,8%	49%
Regno Unito	1,3%	15%

Fonte: Proposta di Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, COM(2008) 19 definitivo.

TAV. 1.1

Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020

A condizione che l'obiettivo generale dell'Unione europea sia raggiunto, gli Stati membri dovrebbero poter contribuire allo sforzo complessivo nel settore delle energie rinnovabili, anche fuori dei propri confini. A tal fine sono previsti l'istituzione di un sistema garanzie di origine trasferibili (che comprovano che

l'energia rinnovabile è stata prodotta) e la creazione di un mercato degli scambi.

Un maggior ricorso alle energie rinnovabili richiede un adattamento del quadro regolamentare per le energie da fonte convenzionale che abolisca le barriere superflue di

tipo regolamentare, amministrativo e di programmazione che ostacolano lo sviluppo delle energie rinnovabili: in questa direzione va anche la proposta di revisione della normativa sugli aiuti di Stato presentata contestualmente nel pacchetto.

Le proposte della Commissione sulla politica integrata per il cambiamento climatico hanno registrato una positiva accoglienza da parte sia del Consiglio sia del Parlamento europeo, anche se, in particolare gli Stati membri dell'Europa centro-orientale, richiedono un'applicazione flessibile per evitare una delocalizzazione da costi di CO₂ dell'industria pesante ed energivora europea verso paesi che impongono tetti sulle emissioni meno stringenti.

Il Consiglio di primavera del 13-14 marzo 2008 ha sostenuto

gli obiettivi di una politica europea integrata per affrontare il cambiamento climatico e si è ripromesso di raggiungere un accordo politico sulle misure proposte dalla Commissione entro il 2008. Il dibattito nel corso dell'anno sarà prevalentemente rivolto a concordare una corretta ripartizione fra gli Stati membri dell'onere di riduzione delle emissioni e della quota di energie rinnovabili sui consumi.

Il Parlamento europeo ha contestualmente avviato il dibattito sulle misure proposte dalla Commissione affidando la revisione della Direttiva sul sistema di scambio di emissioni e le misure volte alla promozione delle tecnologie di cattura e immagazzinamento delle emissioni alla Commissione ambiente (ENVI) e le proposte di revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili alla Commissione energia (ITRE).

Coordinamento internazionale

Anche quest'anno l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha confermato il suo impegno a livello internazionale nel promuovere gli obiettivi strategici relativi alla realizzazione di mercati transnazionali dell'elettricità e del gas, al sostegno di scelte pro-concorrenziali e di armonizzazione a livello Unione europea in tali mercati, di adozione di iniziative per la formazione di regolatori europei ed extraeuropei.

L'Autorità italiana si è adoperata con un impegno sempre crescente per promuovere la creazione di mercati regionali dell'energia attraverso un'intensa attività all'interno di organismi

di carattere internazionale come il CEER (*Council of European Energy Regulators*), l'ERGEG⁷, il MEDREG (*Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation*) e l'ECRB (*Energy Community Regulatory Board*). Inoltre, di rilievo è l'attività di implementazione dei rapporti bilaterali tra l'Autorità e gli altri regolatori europei ed extraeuropei. Tali rapporti sono finalizzati non solo a un reciproco scambio di informazioni, ma anche allo sviluppo di progetti specifici di interesse comune. In tale direzione prosegue il progetto di gemellaggio con il regolatore della Repubblica ucraina, il cui nuovo

⁷ Il CEER e l'ERGEG sono i due organismi di rappresentanza dei regolatori nazionali dell'energia a livello europeo. Il CEER è stato creato volontariamente da dieci regolatori nel 2000, l'Autorità è tra i membri fondatori, con l'obiettivo di facilitare la cooperazione tra regolatori e istituzioni europee. Nel 2003, riconoscendo il valore del contributo del CEER la Commissione europea ha formalmente dato vita a ERGEG come gruppo consultivo indipendente per fornire consulenza e assistenza nell'opera di consolidamento del mercato interno dell'energia. CEER ed ERGEG condividono obiettivi simili e la composizione è quasi identica, una differenza importante tra i due organismi è che alle riunioni di ERGEG partecipa la Commissione europea con rappresentanti di alto livello e di tali associazioni fanno parte tutti i regolatori dell'Unione europea.

governo, insediatosi nel 2007, apprezzando a pieno la significativa esperienza dell'Autorità italiana in materia, sostiene il progetto con grande interesse.

Il 2007 è stato un anno di intensa attività per i regolatori dell'energia dei 27 paesi dell'Unione europea, che attraverso i loro organismi europei preposti, il CEER e l'ERGEG, hanno svolto un ruolo importante nell'assistere e consigliare le istituzioni europee (Commissione europea, Consiglio e Parlamento) nella formulazione delle proposte relative al "terzo pacchetto energia". Nel 2007 l'Autorità ha partecipato attivamente alla formazio-

ne 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, nonché membro dei rispettivi organi direttivi (*Board of Directors*).

Infine, sul piano della promozione della formazione in materia di regolazione, nel corso del 2007 l'Autorità ha collaborato con la *Florence School of Regulation* nell'individuazione di programmi di formazione tecnica e professionale specificamente rivolta ai regolatori extraeuropei.

Coordinamento con i paesi membri dell'Unione europea

Il parere di ERGEG alle proposte del "terzo pacchetto energia"

In risposta alla pubblicazione da parte della Commissione europea il 10 gennaio 2007 delle proposte *Energy for a Changing World* (vedi nota 1) e dell'adozione del rapporto finale delle Indagini settoriali sullo stato della concorrenza nei settori dell'energia elettrica e del gas, condotte nel 2005 e 2006 dalla Commissione europea, ERGEG ha emanato un parere finalizzato a migliorare il funzionamento del mercato interno e ha identificato e suggerito alla Commissione le misure legislative considerate indispensabili per il completamento del mercato europeo dell'energia. Queste comprendono: la separazione proprietaria dei gestori di rete dalle aziende produttrici/importatrici; lo sviluppo di reti del gas e dell'elettricità integrate all'interno dell'Unione europea; l'introduzione di nuovi obblighi a carico dei gestori di rete e la creazione formale di loro organismi europei di cooperazione (ENTSO); il rafforzamento dei poteri dei regolatori nazionali e una cooperazione

rafforzata a livello europeo per monitorare il lavoro degli ENTSO.

Il parere di ERGEG, pubblicato il 6 giugno 2007, è articolato in sei documenti relativi a: separazione delle reti o *unbundling*, quadro legale e regolatorio per un sistema europeo di regolazione dell'energia, regolamentazione della rete europea, cosiddette ETSO plus e GIE plus⁸, poteri e indipendenza dei regolatori nazionali e requisiti di trasparenza.

In ciascuno dei suddetti documenti ERGEG non soltanto ha evidenziato le carenze del quadro regolatorio vigente, ma ha anche chiarito gli specifici interventi legislativi necessari e le motivazioni alla base di essi. Per esempio, il documento sull'*unbundling* contiene alcune esperienze di regolazione concrete nell'Unione europea in materia di separazione proprietaria e di modelli ISO. ERGEG considera il modello ISO un'opzione di *second best* rispetto alla separazione proprietaria. L'opzione ISO, infatti, comporta la necessità di introdurre una regolazione pesante, intrusiva e potenzialmente anche costo-

⁸ ETSO (*European Transmission System Operators*) e GIE (*Gas Infrastructure Europe*) sono le associazioni di categoria europee che rappresentano i gestori di rete rispettivamente per l'elettrico e per il gas.

sa, al fine di tutelare il mercato dai potenziali casi di conflitti di interessi tra le attività svolte in concorrenza e quelle in regime di monopolio che convivrebbero nello stesso soggetto, ancora verticalmente integrato, senza vantaggi aggiuntivi per i consumatori. Per ERGEG ci sono ragioni sufficienti per sostenere la validità della separazione proprietaria sia nell'elettricità sia nel gas.

Per la stesura del documento sull'*unbundling* ERGEG si è basato anche sui risultati raccolti dai regolatori europei per la preparazione del *Rapporto Annuale* di monitoraggio del funzionamento dei mercati dell'energia previsto dalle due Direttive 2003/54/CE⁹ e 2003/55/CE¹⁰: *ERGEG Assessment of the development of the European energy market*. Il rapporto del dicembre 2007 mette in evidenza il persistere di un livello insufficiente di *unbundling* delle reti di trasmissione e di trasparenza nelle procedure di accesso, nonché la scarsa implementazione del quadro legislativo esistente.

Sempre in riferimento alle proposte della Commissione, ERGEG, grazie anche all'impegno particolare dell'Autorità italiana è riuscita a contribuire attivamente alla formazione del rapporto di opinione¹¹ del Parlamento europeo, adottato a luglio 2007, concernente gli aspetti più importanti del funzionamento del mercato europeo dell'energia contenuti nelle proposte relative alla nuova politica energetica europea, che sono state pubblicate nel gennaio del 2007. In particolare, il Parlamento si è espresso a favore dell'*unbundling* proprietario, considerato come l'unico strumento adatto ed efficace per promuovere gli investimenti in infrastrutture, l'accesso alle reti da parte dei nuovi entranti e la trasparenza del mercato sia per il gas sia per l'elettricità, pur prospettando una diversa implementazione per i due settori.

Il 19 settembre 2007, la Commissione europea, tenuto conto dei pareri ricevuti dai principali attori istituzionali e di mercato sulle proprie proposte messe in consultazione, ha pubblicato il cosiddetto "terzo pacchetto" di direttive sulle liberalizzazioni nel settore dell'energia di cui si dà ampiamente conto più sopra in questo Capitolo.

Nel mese di dicembre 2007 i regolatori europei hanno pubblicato i loro commenti al "terzo pacchetto energia" della

Commissione europea. Molte delle proposte della Commissione sono state accolte positivamente, in particolare per ciò che riguarda il rafforzamento dei poteri e dell'indipendenza dei regolatori nazionali, la separazione proprietaria, la creazione dell'Agenzia europea. Tuttavia, sono state sollevate perplessità sulle proposte relative al ruolo e le relazioni che dovrebbero intercorrere tra l'Agenzia europea e gli ENTSO. In particolare, ERGEG ritiene che l'Agenzia europea debba avere un ruolo chiaro e prioritario di supervisione delle attività degli ENTSO, soprattutto per quel che riguarda l'elaborazione e l'adozione dei Codici tecnici di rete, proprio per assicurare il costante rispetto degli interessi pubblici generali. In assenza di un adeguato meccanismo di approvazione, infatti, la Commissione rischia di codificare un modello di autoregolazione dei gestori delle reti. Anche la funzione consultiva attribuita dalla proposta della Commissione agli organismi europei dei gestori di rete (ENTSO) appare inappropriata in quanto ribalta le procedure vigenti a livello nazionale, dove sono i regolatori a gestire le procedure di consultazione pubblica per garantirne la trasparenza e indipendenza dagli interessi costituiti. ERGEG ha richiesto pertanto che sia l'Agenzia il soggetto deputato a gestire le consultazioni, al fine di non minare la fiducia di tutti i soggetti che vi partecipano.

In considerazione delle criticità contenute nella proposta della Commissione europea, nonché della salvaguardia dell'interesse pubblico (che verrebbe compromesso da una autoregolazione *de facto* a livello europeo) ERGEG ha proposto un approccio alternativo, che prevede la predisposizione di *Linee guida* strategiche da parte dell'Agenzia, per definire il campo di applicazione dei Codici tecnici, i loro obiettivi generali e criteri specifici. Tali *Linee guida* verrebbero poi approvate attraverso la procedura di comitologia, che le renderebbe giuridicamente vincolanti per tutti gli Stati membri. Successivamente, sulla base di queste *Linee guida* strategiche, gli ENTSO e gli altri attori del mercato, sotto la supervisione dell'Agenzia, dovrebbero lavorare alla preparazione dei Codici. Alla fine del processo l'Agenzia dovrebbe ulteriormente verificare che i Codici rispondano ai criteri definiti nelle *Linee guida*.

⁹ Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE.

¹⁰ Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE.

¹¹ Relatore: Alejo Vidal-Quadras.

ERGEG ha preparato pertanto una serie di emendamenti, pubblicati il 4 marzo 2008, da far inserire nelle proposte ed è attivamente impegnato a promuoverli presso le istituzioni europee che, in procedura di co-decisione, stanno analizzando le proposte (Parlamento e Consiglio europeo). L'Autorità italiana è fortemente impegnata su questo fronte, attraverso incontri con i deputati europei della Commissione ITRE del Parlamento europeo volti ad illustrare gli aspetti tecnici e regolamentari delle proposte e audizioni presso la stessa.

Iniziative regionali

È proseguita nel corso del 2007 l'attività di coordinamento e integrazione dei mercati all'ingrosso nell'ambito dell'iniziativa regionale per i mercati elettrici (ERI), avviata nel 2006 da ERGEG. In particolare, nella regione del Centro-Sud, coordinata dall'Autorità, che include oltre all'Italia, l'Austria, la Francia, la Germania, la Grecia, la Slovenia e che vede la partecipazione della Svizzera come osservatore esterno, nel processo di integrazione si è data precedenza all'armonizzazione delle procedure di allocazione della capacità di interconnessione transfrontaliera all'interno della regione. A tal fine nell'anno trascorso si sono svolti quattro incontri della *Regulatory Coordinating Committee* (RCC), quattro dell'*Implementing Group* (IG) e due dello *Stakeholders Group* (SG).

Come previsto dalla delibera dell'Autorità del 15 dicembre 2006, n. 288, i diritti di utilizzo della capacità di interconnessione per il 2007 sono stati assegnati attraverso aste esplicite, gestite congiuntamente da Terna (Rete elettrica nazionale Spa) e dal gestore di rete di ciascuno dei paesi confinanti, ossia Francia, Austria e Grecia, a eccezione della Slovenia e della Svizzera. Successivamente, tale meccanismo di assegnazione della capacità di interconnessione è stato esteso alla Slovenia con la delibera 24 luglio 2007, n. 193, a partire da settembre 2007, e alla Svizzera con la delibera 18 dicembre 2007, n. 329, a partire da gennaio 2008. Sempre con la delibera n. 329/07, le regole di allocazione della capacità sono state accorpate in un unico documento, valido per tutte le frontiere. È infine in fase di sviluppo un meccanismo per rendere possibile il trasferimento tra operatori dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione di cui sono titolari, in prossimità al tempo reale (vedi anche il Capitolo 2 di questo Volume).

Per quanto riguarda il futuro, i regolatori della regione hanno

raggiunto un accordo sull'adozione di un meccanismo basato su asta implicita per l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica del giorno prima. Proseguiranno nel frattempo i lavori della RCC che ha il compito di identificare le barriere alla creazione di un mercato regionale integrato e di definire le politiche da adottare per superare i problemi rilevati. Le caratteristiche del sistema di gestione degli scambi transfrontalieri adottato nel 2008 sono brevemente descritte nella sezione della *Relazione Annuale* dedicata alla disciplina dell'import.

Nel corso del 2007 è proseguita l'attività di coordinamento e integrazione anche dei mercati regionali del gas nell'ambito dell'iniziativa regionale per il gas (*Gas Regional Initiative*, GRI), avviata nell'aprile 2006 da ERGEG e che riguardano tre mercati regionali: quello del Sud Europa (Francia, Spagna e Portogallo), quello del Nord-Ovest (Francia, Belgio, Paesi Bassi, Regno Unito, Danimarca, Svezia e Irlanda del Nord) e quello del Sud-Sud-Est (Italia, Austria, Polonia, Ungheria, Slovenia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Grecia, Romania, Bulgaria).

In particolare, nella regione Sud-Sud-Est, coordinata dall'Autorità italiana assieme al regolatore austriaco, si sono svolti nell'anno trascorso quattro incontri dell'RCC, tre dell'IG e due dell'SG. Rispetto all'obiettivo ultimo dell'iniziativa, ovvero rimuovere gli ostacoli che concretamente impediscono la convergenza verso un mercato unico europeo articolato in più *hub* del gas attorno ai quali siano organizzati mercati regionali sufficientemente liquidi e affidabili, nel 2007 si sono messe meglio a fuoco le priorità regionali e gli strumenti per affrontarle, ovvero:

- l'armonizzazione di strumenti di trasparenza per l'offerta di capacità sul mercato secondario sulle principali infrastrutture regionali (i.e. *Standardised Bulletin Board*);
- la cooperazione fra gestori di rete e l'offerta di servizi integrati per favorire lo scambio dei flussi di gas come lo sportello unico per il trasporto del gas (*one-stop-shop provider*) e gli accordi di interoperatività e bilanciamento delle reti (IPA/OBA);
- lo sviluppo delle infrastrutture e l'individuazione degli ostacoli al libero flusso del gas nell'area lungo le principali direttrici di trasporto;
- lo sviluppo di mercati regionali di bilanciamento nei due *hub* regionali (i.e. Baumgarten e PSV);
- lo studio di tariffe regionali armonizzare sulla base del modello *ex-try-exit*.

Nel corso dell'anno tutti gli operatori di rete della regione hanno predisposto strumenti armonizzati di offerta della capacità e sono stati raggiunti significativi sviluppi in tema di accordi interoperabilità e bilanciamento delle reti in particolare presso l'*hub* di Baumgarten. Relativamente allo sviluppo di uno sportello unico per il trasporto del gas e lo sviluppo di servizi integrati per gli *shipper* si è nell'area dedicata particolare attenzione alle potenzialità di cooperazione su base regionale degli operatori di trasporto, stimulate anche dalle proposte degli *shipper* per la creazione di un operatore regionale e le contestuali attività promosse dall'operatore di rete ungherese MOL in tale direzione. È stato infine proposto un primo studio per lo sviluppo di un sistema di tariffazione di tipo *entry-exit* su base regionale su cui è stata avviata una consultazione con tutti gli *stakeholder*. Infine nell'incontri di Vienna dell'Aprile 2008 i regolatori hanno annunciato l'intenzione di siglare un apposito *Memorandum of Understanding* per favorire la cooperazione e lo scambio di informazioni su base regionale; contestualmente un'analogha iniziativa è stata promossa dagli operatori di rete. Sono altresì emerse criticità nello sviluppo di meccanismi di interoperabilità delle reti dovute alla forte dipendenza dell'area dalle forniture di gas russo.

Altre attività ERGEG

Nonostante lo sforzo maggiore compiuto da ERGEG, nel corso del 2007, sia stato quello di fornire pareri e contributi finalizzati alla preparazione del terzo pacchetto energia, notevoli risorse sono state assorbite anche dalla normale attività come gruppo di consulenza e di assistenza alla Commissione europea. In particolare, ERGEG ha contribuito al lavoro di creazione del mercato interno dell'energia, garantendo che l'applicazione delle disposizioni delle direttive e dei Regolamenti comunitari sia il più possibile coerente e omogenea in tutti gli Stati membri.

Nel settore elettrico, la Commissione europea ha richiesto a ERGEG di preparare un rapporto sullo stato di ottemperanza al Regolamento 1228/03 nei vari paesi dell'Unione europea. Le *Linee guida* sulla gestione delle congestioni collegate al Regolamento 1228/03, entrate in vigore a dicembre 2006, richiedono ai gestori di rete un maggiore coordinamento per implementare regole comuni per il calcolo della capacità e delle procedure di allocazione. Per quel che riguarda i metodi di allocazione della capacità il rapporto ERGEG evidenzia che, nono-

stante il Regolamento 1228/03 preveda esclusivamente il ricorso a meccanismi di mercato (aste implicite o esplicite), su alcuni interconnettori congestionati sono utilizzati ancora altri metodi. Inoltre, sono pochi i gestori di rete che pubblicano tutte le informazioni rilevanti sulla disponibilità di capacità della rete e, anche laddove esse siano pubblicate, le informazioni differiscono per livello di aggregazione e tempistica.

Un altro tema che ha richiesto il lavoro dell'Autorità italiana e di tutti gli altri regolatori riuniti in ERGEG è stato quello dell'integrazione dei mercati di bilanciamento europei. Mantenere in equilibrio i flussi sulla rete elettrica è un'attività fondamentale, ma le limitate dimensioni (nazionali o, addirittura, subnazionali) dei mercati di bilanciamento risultano attualmente un ostacolo al funzionamento di un mercato integrato. Durante il 2007, ERGEG ha ulteriormente elaborato il documento *Guidelines for Good Practice on Electricity Balancing Markets Integration* focalizzando l'analisi sugli aspetti riguardanti il commercio transfrontaliero intragiornaliero e le riserve automatiche, che hanno un ruolo importante per aumentare la liquidità, la concorrenza e la trasparenza del mercato.

Sul tema degli investimenti infrastrutturali, nel 2007 si è svolta la consultazione sul documento *Cross Border Framework for Electricity Transmission Network Infrastructure*. Le conclusioni evidenziano il bisogno di un quadro giuridico adatto per creare consenso e accelerare le procedure di autorizzazione.

Nel mese di luglio 2007 ERGEG ha pubblicato i risultati della consultazione pubblica sulla regolazione della qualità del servizio, da cui è emersa la necessità di aggiornare lo standard di qualità EN 50160. A questo fine è iniziata la collaborazione tra il CENELEC (Comitato europeo per la standardizzazione elettrotecnica) e il CEER.

Per quanto riguarda le tematiche ambientali, la maggior parte dei regolatori nazionali, pur non avendo poteri diretti nella gestione dei diritti di emissione, può osservarne gli effetti sul funzionamento del mercato interno. Per questa ragione nel luglio 2007 il CEER ha pubblicato il suo parere sulla revisione dell'*Emission Trading Scheme* (ETS) prevista per la fine del primo periodo (2005-2007). Nel suo parere il CEER sottolinea che è necessario, al fine di assicurare l'efficacia dell'ETS e di conferirgli una maggiore stabilità, abbassare il *cap* (tetto) sul livello di emissioni, allungare la durata del periodo di allocazione (dagli attuali 5 a 8 anni), estendere il *cap* su scala europea piuttosto che nazionale e armonizzare l'implementazione

del sistema tra gli Stati membri. Inoltre, è necessario allargare lo schema a più settori industriali e distribuire i permessi di emissione attraverso un meccanismo di aste.

Nel settore del gas, a settembre 2007, per completare il parere già inviato alla Commissione nel dicembre 2006, contenente l'invito a dare forza giuridica alle *Guidelines on Good Practice for Gas Balancing*, ERGEG ha condotto una valutazione di impatto che dimostra come l'introduzione delle nuove norme vincolanti non comporterebbe costi aggiuntivi rilevanti per i gestori di rete, né per gli altri operatori.

ERGEG ha sempre posto molta enfasi sull'importanza della trasparenza dell'informazione nel settore del gas, considerata elemento cruciale per l'effettivo sviluppo di un mercato competitivo. In particolare, nel corso del 2007, ERGEG ha monitorato l'ottemperanza di 43 gestori di rete in Europa agli obblighi sulla trasparenza imposti dal Regolamento 1775/05, con riferimento alle informazioni sulla capacità disponibile e contrattata e sui flussi storici rilevando gran inadempienza. Secondo ERGEG le ragioni di ciò sono da ascrivere alla mancanza di: poteri dei regolatori nazionali che non possono assicurare una corretta implementazione delle disposizioni del Regolamento 1775/05; disposizioni specifiche al fine di garantire l'accesso di terzi agli impianti di rigassificazione e di stoccaggio; un sistema sanzionatorio efficace. Inoltre, il rapporto evidenzia che le note esplicative fornite dalla Commissione europea a riguardo non sono seguite dalla maggior parte dei gestori di rete.

La presenza di congestioni di tipo contrattuale sulla rete, come evidenziato dalle conclusioni delle Indagini settoriali sullo stato della concorrenza dei mercati dell'elettricità e del gas della Commissione europea, provoca uno sfruttamento incompleto delle infrastrutture esistenti. Il rapporto *Secondary markets – An ERGEG conclusion paper* (ottobre 2007), che fa seguito a una consultazione pubblica sui mercati secondari, evidenzia che il miglioramento del funzionamento del mercato della capacità primaria è il prerequisito necessario per il buon funzionamento del mercato della capacità secondaria. Le altre raccomandazioni di ERGEG per migliorare il funzionamento dei mercati secondari includono la creazione di una piattaforma centralizzata che permetta il commercio transfrontaliero dei prodotti *bundled* e un commercio giornaliero anonimo attraverso una controparte unica; la riduzione, da parte dei gestori di rete, del tempo di trasferimento tra due *shipper* da massimo

dieci giorni a poche ore; l'obbligo per i gestori di rete (da introdurre, se necessario, con nuova legislazione) a svolgere un ruolo attivo nella risoluzione delle congestioni contrattuali. In relazione al mercato primario, ERGEG auspica un ruolo più attivo da parte dei gestori di rete che dovrebbero impegnarsi per migliorare l'offerta di capacità interrompibile e fornire al mercato e ai regolatori informazioni sui criteri di applicazione della clausola *use-it-or-lose-it* (UIOLI) e sui criteri di offerta sul mercato della capacità inutilizzata.

Lo sviluppo di un mercato europeo del gas richiede che i gestori di rete calcolino in maniera coerente la capacità disponibile delle reti di trasporto. Al contrario, attualmente i gestori di rete godono di un ampio margine di discrezionalità nel calcolo della capacità disponibile: ciò non garantisce un accesso non discriminato a tutti gli utilizzatori della rete. Nel 2007 ERGEG ha condotto una consultazione pubblica sull'argomento (*Calculation of Available Capacities – An ERGEG conclusion paper*), da cui emerge una richiesta unanime affinché le metodologie usate per il calcolo delle capacità siano rese più trasparenti e affinché siano i regolatori ad approvare *ex ante* i criteri di tali metodologie.

In tema di investimenti nel settore del gas naturale nel corso del 2007 ERGEG ha concentrato la sua analisi sui temi seguenti:

- analisi delle esenzioni ai sensi dell'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE: l'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE prevede una deroga all'applicazione obbligatoria del *Third Party Access* (TPA) per quegli investimenti infrastrutturali che rispettino alcune condizioni elencate dettagliatamente dallo stesso articolo. Sebbene da un lato la possibilità di ottenere un'esenzione sia un modo di promuovere gli investimenti, dall'altro essa riduce l'applicazione dell'accesso a terzi (TPA), mettendo a rischio la creazione di un mercato concorrenziale europeo del gas. ERGEG ha pubblicato il rapporto *Treatment of New Infrastructure – European Regulators Experience with Article 22*, che raccoglie informazioni sugli investimenti realizzati ai sensi di quest'articolo: tale rapporto, da cui si evince che nel settore del gas molti nuovi investimenti sono stati realizzati con regime di esenzione, evidenzia anche l'esistenza di un approccio diverso tra i vari regolatori nazionali, che rischia di favorire un fenomeno di *forum shopping*: gli investitori potrebbero, infatti, decidere di investire solo nei paesi dove i criteri per

il rilascio delle esenzioni sono più favorevoli, anziché in quelli dove l'infrastruttura sia realmente necessaria;

- nuovo Regolamento sulle infrastrutture del gas nella Comunità dell'energia: nell'ambito del Trattato sulla comunità dell'energia, che promuove l'integrazione dei mercati del Sud-Est Europa, a ERGEG viene riconosciuto un ruolo istituzionale in quanto assiste la Commissione europea all'interno delle attività dell'ECRB. In questo contesto ERGEG ha fornito un parere sulla bozza di *Linee guida* relative a investimenti in nuove infrastrutture (*New Gas Infrastructure Investment Regulation*, NGIIR) che si compone di tre parti: campo di applicazione, raccomandazioni sull'art. 22, analisi degli aspetti istituzionali delle NGIIR;
- *Open Season*: nel maggio 2007 ERGEG ha pubblicato le *Guidelines of Good Practice on OpenSeason Procedures*, da applicare a tutti i progetti per nuove infrastrutture energetiche (compresi gasdotti, terminali di rigassificazione e strutture di stoccaggio). Le *Linee guida* coprono argomenti quali: struttura delle *open season*, analisi dei risultati, informazioni che devono essere rese pubbliche e coordinamento tra operatori con sistemi adiacenti e tra regolatori. ERGEG ritiene che l'*open season* garantisca un approccio trasparente per gli operatori del sistema che intendano consultare il mercato sulla reale necessità di infrastrutture ma attribuisce ai regolatori nazionali la scelta di renderle vincolanti;
- questioni transfrontaliere: nel corso del 2007 ERGEG ha esaminato il trattamento regolatorio degli investimenti transfrontalieri e ha fornito pareri informali alla Commissione europea sulle condizioni che potrebbero far aumentare gli investimenti, anche attraverso una maggiore cooperazione tra gestori di rete, e colmare eventuali gap regolatori. Inoltre ERGEG ha avviato una consultazione pubblica su una serie di principi per la tariffazione transfrontaliera sviluppati sulla base del dettato del Regolamento 1775/05, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. Il Documento per la consultazione cerca di fornire ai regolatori e ai gestori di rete una serie di criteri da seguire per tariffe transfrontaliere affinché esse siano trasparenti, non discriminatorie e orientate ai costi;
- su richiesta della Commissione europea, ERGEG ha fornito il proprio parere in merito all'applicabilità della Direttiva gas 2003/55/EC su quattro tipi di tecnologie GNL: terminali *offshore* GBS (*Gravity Based Structure*), terminali d'im-

portazione sulle piattaforme, stoccaggio galleggiante, e navi-rigassificatori.

Il 2007 è stato l'anno della piena apertura dei mercati dell'energia per i consumatori finali: ERGEG e la Commissione europea hanno lanciato una campagna di informazione intesa a spiegare attraverso incontri, seminari, video e manifesti, cosa significhi la piena liberalizzazione, quali benefici e anche quali diritti ne discendano e come comportarsi in caso di reclami. Oltre all'attiva partecipazione alla campagna per i diritti dei consumatori, ERGEG si è occupato anche delle seguenti tematiche:

- a giugno 2007, ERGEG ha pubblicato un rapporto per stimare l'impatto della regolazione tariffaria sul funzionamento del mercato. Le conclusioni del rapporto sottolineano come mercati aperti e pienamente concorrenziali non possano coesistere nel lungo periodo con prezzi regolati del consumo finale. L'esistenza delle tariffe, infatti, pur essendo in alcuni casi funzionale alla tutela dei consumatori, di fatto distorce il funzionamento del mercato, riduce l'efficacia degli sforzi per combattere il cambiamento climatico e mette in pericolo la sicurezza degli approvvigionamenti. Per tali ragioni ERGEG ritiene che le tariffe debbano essere abolite gradualmente e giudica opportuno che nel periodo di transizione gli Stati membri pubblicino la *road map* che intendono seguire fino all'abolizione completa delle tariffe;
- nel mese di aprile 2007 ERGEG ha pubblicato il rapporto *Status Review and Guidelines of Good Practice on Obstacles to Switching in the Gas Retail Market*, che richiama l'attenzione sulla necessità che i regolatori possano analizzare le relazioni fra distributore, fornitore e consumatore, migliorare la protezione dei consumatori attraverso un'informazione chiara e completa e accedere in maniera non discriminatoria a una lista di tutti i fornitori esistenti. Prendendo atto dei benefici che derivano dalla diffusione dei cosiddetti contatori intelligenti soprattutto in Italia (*smart meter*), nel novembre 2007 ERGEG ha pubblicato un rapporto che raccoglie alcune raccomandazioni generali per i regolatori nazionali e alcune opzioni di *policy* da seguire a seconda del quadro regolatorio esistente per la misura (sistema di monopolio regolato o sistema liberalizzato in concorrenza). A prescindere dal quadro regolatorio, ERGEG raccomanda, inoltre, che siano stabiliti alcuni requisiti funzionali per ridurre al

minimo i rischi per i gestori dei contatori e per garantire un servizio minimo ai consumatori. Infine, i regolatori ritengono sia necessario promuovere l'utilizzo di standard tecnici sia all'interno di un singolo Stato membro sia fra Stati membri, e assicurare l'accesso di terzi ai dati della misura;

- in tema di protezione dei consumatori, nel gennaio 2007 ERGEG ha pubblicato un manuale che raccoglie i migliori esempi pratici per il trattamento delle informazioni sui consumatori. Tale manuale si concentra sull'informazione pre-contrattuale e identifica gli strumenti più efficaci per la comunicazione, sulla base dell'esperienza dei regolatori dei paesi che hanno aperto il mercato residenziale alla concorrenza prima dell'1 luglio 2007. Questo manuale è stato presentato anche alle associazioni di consumatori. ERGEG ha anche risposto alla consultazione pubblica lanciata dalla Commissione europea sulla bozza di Carta europea dei diritti dei consumatori di energia.

Forum di Firenze e di Madrid

Si è svolto a Firenze, il 24 e il 25 settembre 2007, il XIV Forum dell'energia elettrica. Vi hanno preso parte le rappresentanze della Commissione europea, i ministri e i regolatori degli Stati membri, i diversi *stakeholder* del settore energetico e i rappresentanti dei paesi candidati ad aderire all'Unione europea. Poiché quest'anno il Forum ha avuto luogo pochi giorni dopo la pubblicazione ufficiale da parte della Commissione europea del terzo pacchetto energia, la discussione dei partecipanti si è principalmente concentrata su tale argomento e ha consentito ai partecipanti di darne una prima generale valutazione e di esprimere un generale apprezzamento per l'iniziativa della Commissione.

Nel corso del Forum, ERGEG ha presentato il suo rapporto sul rispetto degli obblighi derivanti dal Regolamento 1228/03 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Inoltre, ERGEG ha presentato una sintesi dell'esperienza delle Iniziative regionali (IR), focalizzando l'attenzione sugli obiettivi prioritari di ogni regione e sui progressi realizzati nel corso del 2007 in vista del loro raggiungimento. ERGEG ha potuto dimostrare la crescente convergenza tra le diverse regioni e il lavoro compiuto da molte di esse sui temi della gestione delle congestioni di rete, del bilanciamento e della trasparenza. Il Forum ha sottolineato la necessità che tutte le IR progrediscono in modo attivo al fine di favorire la for-

mazione di un mercato elettrico integrato su scala europea.

Infine, il Forum, ha sottolineato l'importanza di una rapida e coerente adozione delle regole di trasparenza; la Commissione europea ha sollecitato i diversi paesi affinché le *Linee guida* di ERGEG sulla trasparenza siano implementate il più presto possibile e, almeno in una fase iniziale, su base volontaria.

A ottobre 2007 si è tenuta la riunione del XIII Forum di Madrid per il gas naturale, cui hanno preso parte, tra gli altri, i regolatori e i governi di tutti gli Stati membri, i rappresentanti della Commissione europea e dei paesi candidati all'adesione. Anche in questa occasione è stato presentato e discusso il terzo pacchetto dell'energia della Commissione europea, nell'ambito del quale il Forum ha dedicato particolare attenzione alle proposte di *unbundling* tra le attività del settore, ai temi della trasparenza, cooperazione tra i TSO, indipendenza e poteri dei regolatori nazionali e alla creazione di un'agenzia per la cooperazione tra i regolatori europei. In generale, dal Forum di Madrid sono emerse valutazioni simili a quelle già espresse dal Forum di Firenze. ERGEG ha presentato la prima bozza dei risultati di un esteso monitoraggio sul rispetto da parte dei paesi membri di alcune disposizioni contenute nel Regolamento europeo 1775/05, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. Sulla base di questi risultati, il Forum ha espresso preoccupazione circa il limitato uso da parte dei regolatori dei poteri di cui essi dispongono per sanzionare il mancato rispetto del Regolamento e ha sollecitato le Autorità di regolazione nazionali a utilizzare in maniera più efficace i poteri loro assegnati.

Anche il Forum di Madrid ha apprezzato i progressi realizzati nell'ambito delle IR sul gas. La relazione di ERGEG su questa tematica ha consentito peraltro di individuare alcuni ostacoli, principalmente di tipo giuridico, che rendono difficile l'adozione delle *best practice* su scala regionale. Avendo ricordato l'importanza del ruolo degli Stati membri per il progresso delle IR, il Forum ha invitato ERGEG a coinvolgere questi ultimi negli sforzi volti a individuare e abbattere le barriere giuridiche ancora esistenti all'interno delle regioni.

Infine, il dibattito si è incentrato sull'interoperabilità, sui criteri per un'applicazione chiara e armonizzata dell'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE, riconoscendo l'importanza delle disposizioni di tale articolo per la promozione degli investimenti. Al Forum sono state anche presentate due nuove piattaforme informatiche da parte di GTE per aumentare la diffusione delle informazioni e la trasparenza.

Rapporti e iniziative tra paesi non dell'Unione europea

MEDREG – Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation

L'anno 2007 ha segnato l'ulteriore sviluppo e consolidamento del progetto MEDREG, in particolare attraverso il raggiungimento di due traguardi significativi: la firma dell'Atto costitutivo di MEDREG come associazione *no profit* di diritto italiano (15 novembre 2007) e la firma del contratto di servizio con la Commissione europea (20 dicembre 2007).

La creazione di MEDREG è stata promossa dall'Autorità italiana, in collaborazione con il CEER e la Commissione europea, nel quadro dei programmi di partenariato euro-mediterraneo¹² e della politica di vicinato dell'Unione europea. L'obiettivo principale di MEDREG è formulare proposte per lo sviluppo, l'armonizzazione e l'integrazione dei mercati energetici del Mediterraneo e promuovere lo scambio di *know-how* e di competenze nel campo della regolazione energetica. A questo scopo, le attività di MEDREG sono organizzate in quattro gruppi di lavoro e in una Assemblea generale. I quattro gruppi di lavoro *ad hoc* riguardano: le questioni istituzionali (INS AG – presieduto dal regolatore francese); l'elettricità (ELE AG – presieduto dal regolatore egiziano); il gas (GAS AG – presieduto inizialmente dal regolatore tunisino e attualmente da quello marocchino); e, infine, l'ambiente, le fonti energetiche rinnovabili e l'efficienza energetica (RES AG – presieduto dal regolatore spagnolo). I gruppi di lavoro possono eventualmente istituire delle *Task Force* (TF) con compiti precisi e delimitati nel tempo. L'Assemblea generale ha affidato la presidenza di MEDREG, il cui Segretariato avrà sede in Roma, all'Autorità

italiana, mentre la vice presidenza è stata conferita al regolatore turco e a quello algerino.

L'Autorità italiana, oltre a coordinare il progetto e i quattro *chairman* degli AGs, partecipa attivamente a tutti i gruppi di lavoro MEDREG e ha ricevuto dall'Assemblea generale anche l'incarico di presiedere una delle TF istituite nell'ambito del gruppo che si occupa di tematiche ambientali. Tale TF è dedicata alla valutazione delle politiche per la promozione dell'efficienza energetica e per il controllo della domanda di energia adottate nei paesi del Mediterraneo. Essa ha presentato un documento di lavoro focalizzato su un'analisi dei costi e dei benefici delle singole politiche fin qui adottate, con l'obiettivo di studiare i fattori di successo che ne sono alla base e di valutare le potenzialità di una loro implementazione nei paesi che ancora non hanno intrapreso misure efficaci per il controllo della domanda. Il gruppo di lavoro ambiente, inoltre, sta lavorando alla stesura di un secondo documento di *benchmarking*, dedicato alla valutazione delle misure per l'incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili adottate nei paesi del Mediterraneo.

Il gruppo di lavoro sull'elettricità sta elaborando un rapporto su *Regulatory Status and Market Integration*, focalizzato sulle seguenti tematiche: quadro regolatorio e legislativo, liberalizzazione del settore, rimozione degli ostacoli alla concorrenza, organizzazione del mercato, necessità infrastrutturali per il funzionamento del mercato, importazioni ed esportazioni. La predisposizione di questo studio rappresenta un primo passo per l'armonizzazione degli assetti regolatori dei mercati elettrici dei paesi dell'area.

¹² 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 estera dell'Unione europea a partire dalla Dichiarazione di Barcellona del 1995. 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 della dichiarazione di intenti per l'istituzione della *Rome Euro-Mediterranean Energy Platform* (REMEP).

Il gruppo di lavoro istituzionale sta predisponendo un lavoro di *benchmarking* tra i paesi del bacino del Mediterraneo. Le tematiche affrontate sono: le disposizioni normative relative ai settori di energia elettrica e gas; il quadro legislativo di riferimento per l'istituzione, l'organizzazione e il funzionamento di un organismo di regolazione di tali settori; l'eventuale indipendenza giuridica, finanziaria e funzionale del regolatore; le competenze del regolatore in termini di accesso alle informazioni degli operatori del mercato, la sicurezza delle forniture, la liberalizzazione, il *market monitoring* e l'impatto dei settori energetici sulle risorse ambientali; le attività interne e internazionali; i poteri di *enforcement* e *accountability*.

Infine, il gruppo di lavoro gas sta avviando una raccolta di informazioni sulle principali caratteristiche del mercato strutturata in tre sezioni: la prima si occuperà degli assetti concorrenziali del mercato, di domanda e offerta di gas naturale e di dotazione, caratteristiche e proprietà delle infrastrutture; la seconda consentirà di reperire informazioni sulla legislazione del settore e sulle disposizioni regolatorie in termini di separazione tra le attività dell'industria del gas naturale, tariffazione, accesso alle infrastrutture, obblighi di servizio pubblico e sicurezza delle forniture; l'ultima sezione sarà dedicata alle necessità infrastrutturali dei diversi paesi, agli investimenti di interconnessione ritenuti prioritari per l'integrazione dei mercati regionali e ai poteri di cui i regolatori dispongono per richiedere o imporre la realizzazione degli investimenti ritenuti prioritari.

Nel corso del 2007 si sono tenute due Assemblee generali di MEDREG. Durante quella svoltasi a Roma il 14 maggio 2007 presso la sala delle conferenze internazionali del Ministero degli affari esteri, i partecipanti hanno approvato i *Terms of Reference* dei quattro gruppi di lavoro e hanno avviato una più stretta collaborazione con la Commissione europea, il CEER e l'*Observatoire Méditerranéen sur l'Energie* (OME)¹³.

Durante l'Assemblea generale, svoltasi a Roma il 15 novembre 2007 presso la sede del Ministero dello sviluppo economico

(cui ha presenziato anche il ministro Pierluigi Bersani), MEDREG si è costituito come associazione *no profit* di diritto italiano. I rappresentanti dei regolatori di ben 20 paesi (Albania, Algeria, Bosnia Erzegovina, Croazia, Cipro, Egitto, Francia, Grecia, Israele, Italia, Giordania, Malta, Marocco, Montenegro, Palestina, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia; sono, inoltre, in corso sforzi finalizzati a ottenere il pieno coinvolgimento di Libano, Libia e Siria) hanno firmato l'Atto costitutivo di MEDREG dando vita a una forma di collaborazione in materia energetica più istituzionalizzata. Il processo che ha portato alla firma dell'Atto costitutivo è stato coordinato dall'Autorità italiana, che ha attivato una stretta collaborazione con le rappresentanze diplomatiche italiane presenti in tutti i paesi coinvolti al fine di porre in essere gli adempimenti burocratici necessari. Infine, in questa occasione, è stato presentato il portale web dedicato a MEDREG ospitato dal sito di REMEP¹⁴ (<http://www.remep.org/medreg>).

Un altro evento significativo del percorso di MEDREG è stato la firma, il 20 dicembre 2007, di un contratto di servizio con la Commissione europea, che prevede il finanziamento delle attività di MEDREG per un periodo di 18 mesi (gennaio 2008 – giugno 2009), con particolare riferimento ai cosiddetti *Mediterranean Partners Countries* (Algeria, Autorità palestinese, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, Siria, Tunisia e Turchia)¹⁵. L'Autorità italiana, in qualità di *Project Leader*, ha rivestito un ruolo di primo piano nel processo che ha portato alla conclusione degli accordi con la Commissione europea e continua a collaborare in stretto contatto con la Direzione aiuto e cooperazione (DG AIDCO) e con le delegazioni della Commissione europea presenti nei diversi paesi facenti parte di MEDREG. Inoltre, sempre l'Autorità, ha avviato contatti con importanti organismi internazionali che hanno interessi nelle attività energetiche del bacino mediterraneo quali: la *World Bank*, la *European Investments Bank* (EIB), la *European Bank for Reconstruction and Development* (EBRD), MEDELEC¹⁶ e

¹³ L'OME è un'associazione *no profit* con sede a Sophia Antipolis (nei pressi di Nizza, in Francia), che raggruppa le principali società energetiche attive nel bacino del Mediterraneo. L'associazione funge principalmente da centro per studi e diffusione di informazioni sulle tematiche energetiche nel Mediterraneo e persegue l'obiettivo di promuovere la cooperazione tra i membri.

¹⁴ REMEP è un segretariato permanente con sede a Roma, che fornisce sostegno logistico per la promozione e il monitoraggio della cooperazione energetica nel contesto euro-mediterraneo. REMEP è stato istituito in occasione della Conferenza euro-mediterranea dei Ministri dell'energia svoltasi a Roma nel dicembre 2003.

¹⁵ Con il termine "*Mediterranean Partner Countries*" la Commissione europea indica i paesi coinvolti nel Processo di Barcellona.

¹⁶ MEDELEC è stato creato nel 1992 come "comitato di collegamento" tra associazioni di società elettriche nel bacino del Mediterraneo. Attualmente esso comprende le seguenti associazioni: *Union of the Electricity Industry* – EURELECTRIC, AUPTDE, COMELEC, OME, UCTE. Il lavoro di coordinamento svolto da MEDELEC intende dare una coerenza regionale a tutti gli investimenti di interconnessione realizzati tra i paesi affacciati sul Mediterraneo.

altri. Infine MEDREG ha ricevuto il significativo sostegno della *Florence School of Regulation*¹⁷ e del Governo italiano e sono in corso di attivazione rapporti con ERRA (*Energy Regulators Energy Association*)¹⁸ e con alcuni progetti finanziati dalla Commissione europea quali MED-EMIP¹⁹ e MED-ENEC²⁰. È in corso, inoltre, una stretta collaborazione con REMEP e OME per l'organizzazione di una conferenza ministeriale, aperta a tutti gli attori del settore energetico presenti nell'area mediterranea. Tale conferenza avrà luogo il prossimo autunno 2008 a Roma e sarà organizzata in tre sessioni: la prima relativa al *Ruolo della regolazione nella cooperazione energetica euro-mediterranea*; la seconda concernente lo *Status e prospettive delle risorse energetiche, delle infrastrutture e delle interconnessioni euro-mediterranee*; la terza conclusiva di carattere politico-istituzionale alla quale parteciperanno i Ministri dell'energia dell'area mediterranea.

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Nel corso del 2007 il Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)²¹ è entrato nella sua fase più operativa. L'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del suddetto Trattato, attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti ai lavori dell'ECRB, dei suoi gruppi di lavoro (*Gas Working Group*, *Electricity Working Group* e *Customer Working Group*) e dei fora semestrali sull'elettricità e sul gas (Forum di Atene), che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale, con tutti gli *stakeholder* del settore.

L'obiettivo principale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio stabile e armonizzato, di carattere macroregionale, capace di attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia e aumentare la concorrenza tra gli operatori e la sicurezza delle forniture. Le istituzioni previste dal Trattato sono: *Ministerial Council*, *Permanent High Level Group* (due organismi di carattere politico) ed ECRB. Quest'ultimo riunisce i rappresentanti dei regolatori dei paesi aderenti all'EnCT, della Commissione europea e di ERGEG. I compiti principali dell'ECRB sono di fornire pareri alle istituzioni politiche del Trattato riguardo a questioni di carattere tecnico-economico e ad aspetti relativi al quadro regolatorio; inoltre l'ECRB assolve un ruolo di riferimento per la regolazione nei confronti di tutti gli *stakeholder* del mercato energetico interessati all'area balcanica. Nel corso dell'ultimo anno l'Autorità italiana ha partecipato a quattro incontri ECRB, svoltisi ad Atene rispettivamente il 5 luglio 2007, il 27 settembre 2007, il 7 febbraio 2008 e il 16 maggio 2008.

Le attività di cooperazione tecnica e operativa afferenti all'*Energy Community Treatys* sono concentrate, in particolare, sui seguenti settori corrispondenti alle tematiche trattate dai gruppi di lavoro dell'ECRB.

Per quanto concerne il settore elettrico i regolatori del Sud-Est Europa, attraverso l'*Electricity Working Group* dell'ECRB, si sono occupati degli aspetti organizzativi relativi all'istituzione di un *Co-ordinated Auction Office* (CAO) e di un *Regional Balancing System*. In particolare, il CAO è considerato uno strumento rilevante per incentivare gli investimenti e la trasparenza del mercato e per rafforzare gli scambi transfrontalieri di elettricità all'interno della regione e con i paesi confi-

17 La *Florence School of Regulation* è l'istituto formativo frutto di una *joint venture* tra il CEER, il *Robert Schuman Centre for Advanced Studies* e la Commissione europea.

18 ERRA è un'organizzazione volontaria di cooperazione regionale in materia di regolazione dei settori energetici, istituita ufficialmente in Ungheria nell'Aprile 2001. Attualmente ERRA, il cui Segretariato ha sede a Budapest, conta 23 membri a pieno titolo (si tratta principalmente dei regolatori dei paesi dell'Europa centrale e della regione euro-asiatica), tre membri associati e tre membri affiliati dai paesi dell'Asia e del Medio Oriente. Il principale obiettivo dell'Associazione è favorire la cooperazione e lo scambio di informazioni e di esperienze regolatorie tra i membri, al fine di migliorare il quadro regolatorio all'interno dei paesi della regione e, ove necessario, agevolare lo sviluppo di Autorità di regolazione indipendenti e autorevoli.

19 Lo scopo del progetto MED-EMIP, lanciato nel gennaio 2008, è di rafforzare la cooperazione tra i paesi europei e quelli del Mediterraneo nel settore della sicurezza e dell'efficienza energetica. L'implementazione di tale progetto (con durata 36 mesi) è stata affidata a dei *Key Expert* con significativa esperienza e riconosciuta professionalità nel settore.

20 Il progetto MED-ENEC, intrapreso a partire dal 2004 nell'ambito della *European Union Energy Initiative* (EU-EI), è finalizzato a favorire la cooperazione tra i paesi dell'area mediterranea e quelli dell'Unione europea in materia di efficienza energetica nel settore delle costruzioni.

21 Tale Trattato, firmato ad Atene il 25 ottobre 2005 dall'Unione europea e da 8 paesi della regione dei Balcani: Albania, Bosnia-Erzegovina, Bulgaria, Croazia, ex Repubblica jugoslava di Macedonia (FYROM), Repubblica del Montenegro, Romania, Serbia, e dalla missione delle Nazioni Unite in Kosovo (UNMIK), è entrato in vigore il 1° luglio 2006 dopo un lungo e intenso processo negoziale, avviato con il primo Forum di Atene del 2000. Il Trattato riconosce ad Austria, Bulgaria, Cipro, Germania, Regno Unito, Grecia, Italia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria lo status particolare di *Participant* (partecipanti politici). Tale status è accordato a questi paesi in virtù della loro localizzazione geografica di confine e li distingue dai paesi membri in quanto possono prendere parte alle discussioni ma non hanno diritto di voto.

nanti. L'ECRB, inoltre, d'accordo con l'*Electricity Working Group* del CEER, ha promosso un *Implementation Group* (a cui partecipano i rappresentanti dei regolatori e dei TSO del Sud-Est Europa) con il compito, in collaborazione con la EBRD, di seguire la procedura per l'istituzione del CAO, di definirne la sede e il suo perimetro territoriale di riferimento (la cosiddetta "ottava regione"). Il *Board* dei regolatori si è anche occupato della definizione dei criteri per l'allocazione della capacità di interconnessione e dell'applicazione del Regolamento europeo 1228/03 nei paesi firmatari dell'*Energy Community Treaty*. I progressi nella predisposizione di meccanismi di cooperazione regionale che facilitino gli scambi di elettricità sono stati messi in luce durante la decima edizione del Forum di Atene sul settore elettrico (24 e 25 aprile 2007). I partecipanti hanno focalizzato la loro attenzione sulle esigenze di investimenti infrastrutturali, trasparenza del mercato elettrico ed efficienza energetica e sull'opportunità di incentivare esperienze di partenariato pubblico-privato, utili al fine di coinvolgere i capitali privati nello sviluppo delle reti di trasmissione. L'undicesima edizione del Forum di Atene (16-17 novembre 2007) ha fornito l'occasione per verificare lo stato di implementazione del Trattato che ha istituito la *Energy Community*. Sul tema della creazione di un mercato elettrico regionale il Forum ha messo in evidenza il prezioso contributo dato dalle Iniziative regionali di ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*) per il settore elettrico.

Per il settore gas sono stati valutati i progressi nella definizione delle misure necessarie a sviluppare un mercato armonizzato del gas nel Sud-Est Europa e quelli compiuti dai paesi membri dell'*Energy Community* nell'implementazione della Direttiva 2003/55/CE. Il *Gas Working Group* dell'ECRB ha predisposto e presentato la *South East Europe Gas Survey* (che aggiorna la prima edizione del CEER WG SEER, pubblicata nell'anno 2005), con lo scopo di indagare lo stato della regolazione del settore nel Sud-Est Europa. La seconda edizione del Mini Forum di Vienna sul gas si è svolta l'11 maggio 2007, con la partecipazione di tutti gli *stakeholder* del settore. Alla luce dei primi risultati del *Regional Gasification Study*, pubblicato nel mese di ottobre 2007 e finanziato dalla Banca mondiale, sono stati discussi i progressi dei più importanti progetti di infrastruttu-

re di interconnessione per il trasporto del gas (in primo luogo IGI, TAP e Nabucco) che attraverseranno la regione balcanica. Il Forum ha convenuto sulla necessità di prevedere un'integrazione di queste infrastrutture con il mercato balcanico del gas, al fine di diffondere nella regione i benefici associati alla costruzione dei nuovi gasdotti, in termini di sicurezza delle forniture e aumento della concorrenza nel mercato del gas naturale. Il *Joint Gas Working Group*²², ha preparato il primo Gas Forum dell'*Energy Community* che si è tenuto a Maribor il 9 Novembre 2007. I paesi membri e tutti gli *stakeholder* convenuti hanno discusso i risultati finali del *Regional Gasification Study*. Nel corso del dibattito tra i partecipanti al Forum è emerso il forte bisogno di investimenti nella regione. Il Forum ha, infine, discusso i risultati dello studio del *Gas Working Group* di ECRB sull'attuale stato del mercato del gas nel Sud-Est Europa e sulle misure che sarà necessario adottare per proteggere i consumatori più vulnerabili al momento della completa apertura del mercato del gas.

In tema di protezione dei consumatori, il *Customer Working Group* dell'ECRB ha discusso ed elaborato delle *Linee guida* nell'ottica di rafforzare la tutela dei clienti domestici più vulnerabili. L'obiettivo è soprattutto quello di estendere la normativa europea in tema di protezione dei consumatori anche ai paesi firmatari dell'EnCT. Il gruppo ha, inoltre, inserito nel piano di lavoro per il 2008, il tema della qualità del servizio e ha proposto lo studio di un metodo per eliminare i sussidi incrociati resi possibili grazie all'attuale regime di prezzi regolati esistente nei paesi dell'EnCT.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione dell'Ucraina

L'Autorità ha ormai una consolidata esperienza di collaborazioni e gemellaggi internazionali, i quali si sono dimostrati una buona occasione per far conoscere il modello di regolazione italiano, rafforzare le competenze dei regolatori beneficiari e porre le basi per rendere i loro mercati di riferimento capaci di attrarre investimenti diretti esteri.

Nel 2007 è stato operativamente avviato il programma di gemellaggio con l'Autorità ucraina di regolazione del settore elettrico e del gas, *National Energy Regulatory Commission*

²² Il *Joint Gas Working Group* riunisce i regolatori e i rappresentanti dei ministeri competenti dei paesi membri dell'*Energy Community*, e le aziende energetiche che hanno interessi nell'area del Sud-Est Europa. Lo scopo degli incontri è di individuare i progetti infrastrutturali prioritari per la regione relativamente al settore gas e di fornire input per la preparazione del Gas Forum per il Sud-Est Europa.

(NERC), il quarto²³ e più ampio tra i progetti di gemellaggio svolti dall'Autorità dal 2002 in poi.

Il progetto - avviato con la firma del contratto *Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Energy Regulation in NERC* tra l'Autorità e il NERC a Kiev il 5 marzo 2007 - è interamente finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma TACIS. Ai fini dello svolgimento delle attività è stato costituito un consorzio, guidato dall'Autorità, con la partecipazione delle Autorità di regolazione austriaca (E-Control) e della Repubblica Ceca (ERU) e il supporto della società italiana di diritto pubblico Studiare Sviluppo, alla quale è affidata la gestione amministrativa e logistica del progetto.

L'obiettivo del gemellaggio è il rafforzamento istituzionale del NERC e della sua capacità di regolazione del settore elettrico.

Le attività di gemellaggio sono articolate in sei componenti:

- la riforma legislativa del NERC verso una maggiore indipendenza istituzionale e autonomia finanziaria e poteri di regolazione più incisivi;
- l'armonizzazione della legislazione ucraina nel settore elettrico con le Direttive europee e l'*acquis communautaire* (anche in vista della prossima ratifica dell'Ucraina del trattato di Atene per l'istituzione dell'*Energy Community* nel Sud-Est Europa);
- la regolazione verso *best practice* europee nella definizione di tariffe di distribuzione elettrica incentivanti e garanzite per periodi pluriennali;
- la regolazione della qualità del servizio elettrico (di cui l'Autorità è leader europeo);
- l'istituzione di un programma di monitoraggio del mercato elettrico, in via di transizione da un mercato all'ingrosso a un mercato bilaterale e di bilanciamento;
- l'introduzione della separazione contabile dei costi tra le attività di rete e le attività di vendita delle imprese di distribuzione.

Il progetto di gemellaggio sta procedendo con soddisfazione per entrambe le parti e la Commissione europea: l'Autorità ucraina auspica la collaborazione italiana anche per il futuro gemellaggio nel settore del gas; altre istituzioni e Autorità ucraine chiedono frequentemente presentazioni sul gemellag-

gio e le caratteristiche della sua implementazione, affinché sia di esempio per il rafforzamento di altre istituzioni; infine la delegazione dell'Unione europea richiama spesso in occasioni pubbliche questo gemellaggio come esempio di successo, il primo sia in Ucraina sia nella CSI (Confederazione Stati Indipendenti).

Oltre alle visite di studio degli specialisti dell'Autorità a Kiev nell'anno trascorso sono state organizzate visite di studio del NERC in Italia e incontri con alcune tra le principali istituzioni e società italiane operanti nel settore dell'elettricità (AEM Spa, Edison Spa, Enel Spa, Terna, GSE - Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa - e Acquirente Unico Spa).

Rapporti bilaterali

Accanto ai progetti di gemellaggio e agli accordi regionali (Sud-Est Europa, MEDREG, iniziative regionali ecc.), alcuni incontri bilaterali hanno consentito all'Autorità italiana di consolidare il suo rapporto di collaborazione con le omologhe istituzioni di regolazione europee ed extraeuropee, prevalentemente finalizzato a facilitare lo scambio di informazioni e a creare un ambiente armonizzato di regolazione che consenta di agevolare gli investimenti e la cooperazione in ambito energetico.

L'Autorità italiana e quella greca RAE (*Regulatory Authority for Energy*), dopo aver collaborato per il buon esito dell'accordo intergovernativo relativo alla realizzazione del metanodotto Italia-Grecia (progetto IGI), stanno attualmente lavorando, con la partecipazione attiva dei promotori dello stesso progetto, alla definizione del quadro tecnico e regolatorio della procedura di *open season*. Nel corso del 2007 e del 2008, le due Autorità hanno organizzato diversi incontri (alcuni dei quali anche in presenza dei rispettivi ministeri di competenza) per valutare e concordare insieme le diverse fasi di sviluppo del progetto IGI, con particolare riferimento ai processi autorizzativi e al quadro regolatorio di riferimento. Inoltre, le due Autorità continuano a collaborare per la gestione coordinata del cavo elettrico Italia-Grecia e per l'integrazione dei due mercati dell'energia elettrica. Infine, il regolatore italiano supporterà il regolatore greco nell'organizzazione del quarto *World Forum on Energy Regulation* (WFER), che si terrà ad

²³ Si sono conclusi negli anni passati con successo tre progetti di gemellaggio con le Autorità di regolazione di Lituania, Repubblica Ceca e Turchia.

Atene il prossimo ottobre 2009, sulla base dell'esperienza acquisita nella preparazione del secondo WFER svoltosi a Roma nell'ottobre del 2003.

Nel quadro del rapporto di collaborazione con l'Autorità di regolazione maltese MRA (*Malta Resource Authority*), finalizzato al reciproco scambio di informazioni in materia di regolazione e promozione della concorrenza, si sono svolti a Milano (15 maggio 2007 e 27 febbraio 2008) due incontri tecnici sulle possibilità di realizzazione di progetti di interconnessione elettrica e del gas che consentano una migliore integrazione della rete energetica maltese in quella dell'Unione europea.

Il 14 maggio 2007 l'Autorità e la *Electricity Regulatory Authority of the Republic of Albania* (ERE) hanno firmato un accordo di collaborazione, con cui le due Autorità stabiliscono il reciproco impegno di rafforzare la cooperazione nel settore della regolazione elettrica, con l'obiettivo di creare un quadro regolatorio stabile tale da stimolare gli investimenti in infrastrutture di produzione e interconnessione e promuovere l'integrazione dei due mercati anche attraverso l'allocazione efficiente della capacità di trasporto. A questo scopo, le parti firmatarie si sono impegnate a organizzare le attività di cooperazione sulla base di piani di lavoro annuali. Il programma di lavoro per il primo anno (luglio 2007 – giugno 2008), oltre ad attività di formazione e di scambio di informazioni, prevede che le attività siano concentrate su quattro principali temi: tariffe di trasporto e bilanciamento; qualità del servizio elettrico; regolazione dell'energia rinnovabile; procedure decisionali. La collaborazione si è concretizzata soprattutto in due *workshop* tenuti a Roma, l'1 agosto 2007 e il 28-29 gennaio 2008, con interventi di esperti di entrambe le Autorità.

Nell'ambito della collaborazione tra Italia e Tunisia l'8 Marzo 2007 è stato firmato a Roma l'accordo intergovernativo per la realizzazione di un cavo di interconnessione elettrica tra le reti dei due paesi e la costruzione di una centrale elettrica in Tunisia (progetto di El Haouaria). Nell'accordo è stata prevista anche la creazione di un Gruppo di lavoro misto, a cui partecipa anche, per gli aspetti regolatori, un rappresentante dell'Autorità italiana, incaricato dello studio di fattibilità del progetto. In adempimento agli indirizzi forniti con la dichiarazione ministeriale congiunta del 29 giugno 2007, il Gruppo di lavoro sta monitorando le attività preliminari che porteranno alla costituzione di una società mista italo-tunisina, partecipata da Terna e da Steg, che ha il compito di: avviare la gara per

la realizzazione della centrale (assegnazione dei diritti di produzione elettrica in Tunisia sulla base di una concessione governativa, esportazione verso l'Italia e cessione di energia a Steg); progettare, realizzare e gestire la linea di interconnessione elettrica Tunisia-Italia.

L'Autorità nel corso del 2007 ha ospitato anche due visite di delegazioni del Senato francese. In un primo incontro, il 23 aprile 2007, la delegazione di deputati ha chiesto all'Autorità italiana di fornire informazioni sulle caratteristiche del mercato elettrico italiano, con particolare riferimento a: capacità di produzione ed equilibrio offerta/domanda, interconnessioni e rete elettrica, energie rinnovabili, prezzo dell'elettricità, concorrenza, regolazione, controllo della domanda energetica. Lo scopo finale della delegazione francese era di elaborare uno studio sulla sicurezza degli approvvigionamenti elettrici della Francia e sui mezzi per salvaguardarla. Durante il secondo incontro, il 15 gennaio 2008, la delegazione francese ha voluto condividere e discutere con l'Autorità italiana le principali preoccupazioni della Francia relative al terzo pacchetto di direttive proposto dalla Commissione europea il 19 settembre 2007, con particolare riferimento ai temi di *unbundling*, indipendenza e poteri dei regolatori, creazione di un'Agenzia europea dei regolatori, tariffe di vendita dell'elettricità e del gas.

Il 13 settembre 2007, si è svolto a Roma un incontro tra l'Autorità italiana e la *State Energy and Water Regulatory Commission* della Bulgaria, focalizzato sul confronto tra le competenze in ambito regolatorio dei due organismi e su alcuni progetti infrastrutturali di interesse per la regione balcanica tra cui i gasdotti South Stream e Nabucco. Inoltre, si è anche discusso della collaborazione fra i due regolatori rispetto alle attività dell'EnCT.

Il 27 settembre 2007, la *Comision Reguladora de Energía* (CRE) del Messico ha chiesto di incontrare l'Autorità italiana per ricevere indicazioni sul sistema di regolazione del mercato italiano del gas, con particolare riferimento a: tariffe, concorrenza, *unbundling* e incentivi agli investimenti.

Nel mese di dicembre 2007, durante l'incontro con la *Swiss Electricity Commission* (ElCom), l'Autorità ha affrontato il tema del quadro di riferimento regolatorio per l'interconnessione elettrica Italia-Svizzera. Tale tema è stato ripreso anche durante l'incontro, svoltosi a Roma il 13 febbraio 2008, del Presidente Alessandro Ortis con l'ambasciatore svizzero Bruno Spinner.

Nel mese di gennaio 2008, l'Autorità ha organizzato un incontro con la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*²⁴ degli USA. Tale incontro è stato un'occasione utile di confronto sulle rispettive esperienze in tema di monitoraggio dei mercati energetici e di approfondimento per una collaborazione internazionale più ampia fra CEER e NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*)²⁵.

IERN – International Energy Regulators Network

Nell'anno e mezzo trascorso dal suo lancio on-line, la piattaforma web IERN (www.iern.net) si presenta più strutturata. Oltre a delle sezioni informative sulle diverse edizioni passate e future del *World Forum on Energy Regulation*, il sito IERN contiene oggi una mole di informazioni, regolarmente aggiornate, sulle principali associazioni regionali dei regolatori, sui singoli mercati energetici nazionali, su più di 303 regolatori del settore energetico a livello mondiale e sul sistema di regolazione nazionale dei singoli paesi. Infine, il sito contiene due sezioni che offrono ampi riferimenti documentali, di aggiornamento professionale e di dibattito per gli operatori e gli *stakeholder* della regolazione energetica a livello mondiale. Ad oggi il sito è accessibile a tutti e le più recenti statistiche sull'accesso rivelano una crescita dell'interesse da parte degli operatori del settore e altre società private; inoltre, il sito è

visitato da una percentuale considerevole di accademici, istituzioni governative internazionali e, ovviamente, regolatori. Dal punto di vista geografico, la maggior parte degli accessi proviene dal continente europeo ma anche il numero d'accessi dal Nord America, America Latina e Asia è significativo e crescente.

Nel maggio del 2007, durante una prima riunione fra associazioni di regolatori che sostengono il sito finanziariamente, è stato creato uno *Steering Committee*, presieduto dall'Autorità italiana, che ha il compito di sorvegliare l'iniziativa IERN e sono stato approvati i statuti; la gestione operativa del sito è stata affidata alla *Florence School of Regulation*. Il progetto IERN è considerato uno strumento chiave per il collegamento e lo scambio di informazioni tra tutti gli operatori del settore nonché anche un mezzo di comunicazione sul tema della regolazione dell'energia. Al fine di favorire l'implementazione della piattaforma informatica IERN, il CEER suo promotore e membro Fondatore, ha attivato a partire dal 2007 un gruppo di lavoro denominato "FIERN Task Force" nell'ambito delle attività del CEER. L'Autorità, inoltre, ha svolto un'intensa attività di promozione del sito IERN sia a livello internazionale sia nazionale con le diverse associazioni di categoria al fine di ottenere una modalità di supporto e finanziamento stabile indispensabile per assicurare uno sviluppo strutturato del progetto in linea con gli obiettivi prefissati.

²⁴ La FERC è l'agenzia regolatoria indipendente, operante negli Stati Uniti d'America su scala federale e dotata di poteri di regolazione e supervisione sulle industrie di energia elettrica, gas naturale e trasporto di prodotti petroliferi: la sua giurisdizione copre materie quali le vendite intra statali di elettricità, le tariffe nel mercato elettrico all'ingrosso, la concessione delle licenze per la produzione di energia idroelettrica e la tariffazione nel settore del gas. La FERC è stata creata dal *Department of Energy Organization Act* del 1977, quando ha sostituito la *Federal Power Commission (FPC)*; essa si compone di cinque membri, in carica per cinque anni, nominati dal Presidente degli Stati Uniti, con il consiglio e il consenso del senato federale.

²⁵ La NARUC è stata fondata nel 1889 negli Stati Uniti d'America come associazione no profit di rappresentanza delle commissioni incaricate su scala statale della regolazione dei principali servizi di pubblica utilità, tra cui energia, telecomunicazioni, servizi idrici e trasporti. La sua attuale missione consiste nel migliorare la qualità e l'efficacia della regolazione dei servizi pubblici e nel rappresentare gli interessi delle commissioni statali per i servizi di pubblica utilità nei confronti delle istituzioni federali (governo e agenzie).

Evoluzione della legislazione italiana

Principali interventi nel settore energia

Documento di programmazione economica e finanziaria

Con il *Documento di programmazione economica e finanziaria* (DPEF) per gli anni 2008-2011, approvato dal Consiglio dei ministri il 28 giugno 2007, il Governo, nel definire il quadro macro-economico programmatico di medio periodo, ha dedicato un capitolo specifico alla tematica energetica legandola alla questione ambientale. Il DPEF ha adottato, infatti, un approccio integrato alla politica climatica ed energetica, entro il quale l'Italia deve inserire le future decisioni in materia di energia, che ha come obiettivo quello di conciliare i consumi energetici con la tutela ambientale oltre che garantire la competitività del paese e la disponibilità di energia a prezzi accessibili.

Aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, assicurare la competitività delle imprese comunitarie e, contemporaneamente, realizzare vantaggi per i consumatori sono le sfide indicate dal Governo, da attuarsi in un mercato maggiormente interconnesso, in cui le decisioni in materia di investimenti nelle reti siano incoraggiate grazie anche alla separazione proprietaria delle reti e al passaggio a sistemi indipendenti di gestione.

Critico rimane il problema del rafforzamento delle infrastrutture energetiche, in particolare, nel settore del gas naturale. La realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL e di gasdotti di importazione dall'estero, il potenziamento dei gasdotti esistenti e la rapida attivazione di nuovi stoccaggi di gas in sotterraneo per riserva strategica e per esigenze di mercato costituiscono – si legge nel DPEF – le condizioni indispensabili per evitare continue e pericolose crisi di fornitura e per ridurre i prezzi del gas.

Il DPEF sottolinea l'importanza, nell'ambito di uno specifico Piano d'azione per l'efficienza energetica, dello sviluppo di

filiere produttive efficienti e della riduzione del consumo di energia nei processi produttivi; in altre parole, ciò significa la prosecuzione e l'estensione delle misure fiscali per incentivare l'efficienza energetica di edifici e di apparecchiature d'uso dell'energia.

Infine, per quanto riguarda le fonti rinnovabili e la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, che comporta per l'Italia l'impegno a un deciso aumento della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, il DPEF ha ipotizzato interventi a sostegno dello sviluppo delle attuali tecnologie e altri volti alla promozione di nuove tecnologie, quali, per esempio: la revisione dei meccanismi di incentivo di produzione elettrica da fonti rinnovabili attraverso l'erogazione di certificati verdi e conto energia; la stabilizzazione degli incentivi in conto energia per sostenere la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica e solare termodinamica a concentrazione; la realizzazione di almeno 500 MW installati di energia solare; la stabilizzazione degli incentivi per la promozione del solare termico per la produzione di acqua calda, riscaldamento e raffrescamento; la promozione del teleriscaldamento per grandi utenze da solare termico; lo sviluppo della piattaforma nazionale per la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili; lo sviluppo del potenziale da fonte eolica e da moto ondoso.

Infine, il DPEF si è soffermato sull'opportunità di favorire l'uso sostenibile delle biomasse e dei biocombustibili.

Legge finanziaria 2008

La legge finanziaria 2008 (legge 24 dicembre 2007, n. 244), dando seguito alle indicazioni inserite nel DPEF, ha introdotto importanti novità in materia energetica, prima tra tutte la rifor-

ma delle fonti rinnovabili, con la previsione di due meccanismi alternativi di incentivi: tariffa integrata (per impianti sotto il MW) o certificati verdi con applicazione di alcuni coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. Tale riforma, a fronte di obiettivi condivisibili, continua tuttavia a far gravare crescenti oneri sui consumatori.

Detto provvedimento ha previsto, inoltre, disposizioni finalizzate a facilitare le procedure di autorizzazione e connessione con la rete degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, incrementando i poteri sanzionatori e di controllo dell'Autorità.

La legge finanziaria 2008 ha, inoltre, modificato il decreto legge 1° ottobre 2007 n. 159, convertito nella legge 29 novembre 2007, n. 229, prevedendo incentivi all'aggregazione nelle gare per la distribuzione di gas naturale. È stato stabilito che il Governo, su parere dell'Autorità, definisca i criteri di gara e di valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas, tenendo conto in maniera adeguata, oltre che delle condizioni economiche offerte, degli standard qualitativi e di sicurezza, dei piani di investimento e di sviluppo delle reti e degli impianti. Inoltre, si è previsto che, sempre su proposta dell'Autorità, devono essere determinati alcuni ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare.

Il provvedimento in esame ha pure ribadito l'attribuzione all'Autorità, a partire dal 1° gennaio 2007, del compito di adeguare il costo evitato di combustibile, al fine di aggiornare la remunerazione degli impianti incentivati dal cosiddetto meccanismo CIP6, garantendo ai consumatori un risparmio di circa 700 milioni di euro l'anno. Ha stabilito che i pagamenti delle sanzioni irrogate dall'Autorità vengano destinati a progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas, approvati dal Ministero dello sviluppo economico su proposta della stessa Autorità.

Infine, la legge finanziaria 2008 ha introdotto l'azione di risarcimento collettiva a tutela dei consumatori (*class action*), grazie alla quale anche le associazioni dei consumatori potranno richiedere, singolarmente o collettivamente, all'autorità giudiziaria ordinaria il risarcimento dei danni e la restituzione delle somme dovute direttamente ai singoli consumatori interessati; ciò a seguito di atti illeciti extra contrattuali, di pratiche commerciali illecite o di comportamenti anticoncorrenziali, che ledano i diritti di una pluralità di consumatori. Una previsione che potrà avere riflessi anche nei settori di competenza dell'Autorità.

Decreto 1° luglio 2007 di liberalizzazione dei mercati dell'energia

Una delle novità legislative più rilevanti realizzate nel periodo considerato dalla presente *Relazione Annuale*, riguarda l'approvazione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante *Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*, poi convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125, che ha dettato una serie di misure in vista della completa apertura del mercato elettrico del 1° luglio 2007. Tale provvedimento ha introdotto forme di tutela per i clienti finali elettrici (il cosiddetto "servizio di maggior tutela" per i soli clienti domestici e per le piccole imprese che non si rivolgono al mercato cambiando operatore), prevedendone l'operatività sulla base di forniture standard garantite da società di vendita approvigionate dall'Acquirente Unico. Soggetto quest'ultimo deputato a svolgere, anche a seguito dell'estinzione del mercato vincolato e per un periodo transitorio, un ruolo di tutela per le fasce di clientela più esposte.

È stato inoltre previsto, per tutta la clientela elettrica, il cosiddetto "servizio di salvaguardia", che dispone l'attivazione di una fornitura di ultima istanza laddove il cliente, per varie ragioni, possa essere abbandonato dal proprio fornitore. Il servizio di salvaguardia, ancora in una fase sperimentale, dovrà essere aggiudicato attraverso uno strumento di mercato, con procedure concorsuali articolate per aree territoriali (vedi anche il Capitolo 2).

Detto atto normativo ha inoltre confermato l'importanza della definizione, da parte dell'Autorità, non più di tariffe ma di "prezzi di riferimento" per le forniture di energia elettrica e di gas, per i clienti ex domestici e per le piccole imprese; condizioni di riferimento che le imprese di vendita sono tenute a offrire insieme alle proprie offerte commerciali, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico.

Sono confermati i poteri di vigilanza e di controllo a tutela dei consumatori, con specifico riferimento a possibili ingiustificati aumenti di prezzi o ad alterazioni delle condizioni del servizio in "maggior tutela".

Tra gli altri compiti di rilievo di cui è stata investita l'Autorità, vanno citati quello teso a consentire la disponibilità e l'accessibilità dei dati relativi ai consumi dei clienti per gli operatori che ne facessero richiesta a fini commerciali, nel rispetto delle previsioni normative poste a tutela della *privacy*, nonché quello di adottare iniziative per la confrontabilità dei prezzi e delle varie offerte commerciali.

Decreto ministeriale sulla tariffa sociale

In ottemperanza alla Direttiva 203/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia, che prevede che gli Stati membri adottino adeguate misure per tutelare i clienti finali e, in particolare, assicurino una adeguata protezione ai clienti vulnerabili, e alla legge 23 dicembre 2005, n. 266 (legge finanziaria 2006), che dispone che siano definiti con decreto interministeriale i criteri per l'applicazione delle tariffe elettriche agevolate ai soli clienti economicamente svantaggiati, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con i Ministri dell'economia e delle finanze, della solidarietà sociale e delle politiche per la famiglia, ha emanato, il 28 dicembre 2007, il decreto interministeriale, pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* il 18 febbraio 2008.

Tale provvedimento, attuando il suddetto quadro normativo, stabilisce i criteri per la definizione delle compensazioni (sconti) sulla spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai clienti in condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di particolari apparecchiature elettromedicali, necessarie per la sopravvivenza, e/o in situazione di disagio economico.

Ai fini dell'individuazione dei clienti economicamente disagiati, si è previsto l'utilizzo dell'Indicatore di situazione economica equivalente (ISEE) e la soglia di ammissione al sistema di compensazione per le categorie beneficiarie è stata fissata a 7.500 € di valore ISEE.

Per permettere ai soggetti in gravi condizioni di salute, che utilizzano apparecchiature salvavita alimentate da energia elettrica, di accedere al sistema, è stato previsto un certificato ASL attestante la situazione sanitaria.

Compito dell'Autorità, nell'ambito della revisione del sistema tariffario per gli ex clienti domestici del settore elettrico, è quello di definire la compensazione alla spesa complessivamente sostenuta dai suddetti clienti per la fornitura di energia elettrica, istituendo una apposita componente tariffaria da applicare alla generalità dell'utenza.

Tale componente alimenterà un conto gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico che provvederà a conguagliare i soggetti che trasferiscono le compensazioni ai clienti finali beneficiari.

Infine, la legge 28 febbraio 2008, n. 31, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative e*

disposizioni urgenti in materia finanziaria, ha fissato al 30 giugno 2008 il termine per l'emanazione di un analogo decreto interministeriale in materia di tariffe sociali anche per il settore del gas naturale.

Altri interventi normativi

Nell'ambito dell'attività normativa nazionale, particolare rilievo ha assunto il decreto legislativo 17 settembre 2007, n. 164, di attuazione della Direttiva 2004/39/CE relativa ai mercati degli strumenti finanziari (cosiddetta Direttiva MIFID).

La citata direttiva europea nasce con l'intento di definire un nuovo quadro regolamentare in grado di creare un mercato europeo dei servizi finanziari integrato e il legislatore italiano, nel recepire la normativa europea, ha previsto alcune disposizioni da applicare ai mercati regolamentati per la negoziazione di strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica e il gas e alle società che organizzano e gestiscono i suddetti mercati.

In considerazione, dunque, delle generali esigenze di stabilità, economicità, concorrenzialità dei mercati dell'energia elettrica e del gas, nonché di sicurezza e dell'efficiente funzionamento delle reti nazionali di trasporto dell'energia, sono stati attribuiti alla Consob specifici compiti di vigilanza, da esercitare d'intesa con l'Autorità, al fine di garantire che la regolamentazione di tali settori sia idonea ad assicurare l'effettiva trasparenza dei mercati, l'ordinato svolgimento delle negoziazioni e la tutela degli investitori.

A seguito delle procedure di infrazione promosse dall'Unione europea nei confronti del nostro paese, il legislatore ha emanato la legge 6 aprile 2007, n. 46, di conversione del decreto legge 15 febbraio 2007, n. 10, recante disposizioni volte a dare attuazione a obblighi comunitari e internazionali che prevedono norme di adeguamento a decisioni comunitarie in materia, tra l'altro, di servizi post contatore. In particolare, è stato sostituito il comma 34 dell'art. 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (cosiddetta "legge Marzano"), con due nuovi commi che consentono alle imprese operanti nel settore della vendita, del trasporto e della distribuzione dell'energia elettrica e del gas, che abbiano in concessione o affidamento la gestione dei servizi pubblici locali o la gestione delle reti, degli impianti o di altre dotazioni infrastrutturali, lo svolgimento di attività nel settore verticalmente collegato o contiguo dei servizi post

contatore di installazione, assistenza e manutenzione, avvalendosi di società separate, partecipate o controllate, per l'esercizio indiretto dei medesimi servizi di post contatore.

Con decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 giugno 2007, sono state, inoltre, impartite disposizioni transitorie per la gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo per il sistema elettrico nazionale. Al fine di garantire una tempestiva ripresa di dette attività, le funzioni del CERSE (Comitato di esperti di ricerca per il sistema elettrico) sono state, dunque, attribuite, in via transitoria e fino alla ricostituzione di tale Comitato, all'Autorità (vedi anche il Capitolo 5 di questo Volume).

Infine, va segnalato il secondo decreto correttivo del Testo unico ambientale, il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, approvato dal Consiglio dei ministri del 21 dicembre 2007. Tale provvedimento modifica la normativa vigente con l'obiettivo primario di adeguare le disposizioni del Codice ambientale al diritto comunitario. Esso detta disposizioni integrative della prima parte del Codice, contenente disposizioni comuni e principi generali, e sostituisce integralmente la seconda parte del Codice dedicata alle procedure per la Valutazione d'impatto ambientale (VIA), per la Valutazione ambientale strategica (VAS) e per l'Autorizzazione integrata ambientale (AIA).

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni

Segnalazioni al Parlamento e al Governo

L'Autorità dall'aprile 2007 a oggi ha inviato cinque segnalazioni al Parlamento e al Governo per sensibilizzare le istituzioni su alcune tematiche legate al mondo energetico.

Segnalazione del 19 aprile 2007

L'Autorità ha rilevato che con le leggi finanziarie per il 2005 e il 2006 sono stati introdotti maggiori oneri sulla tariffa elettrici-

ca che hanno comportato un aumento del costo annuale delle forniture elettriche per circa 135 milioni di euro (150 milioni all'anno tenendo conto dell'IVA). Al fine di assicurare un gettito al bilancio dello Stato, è stato, in sostanza, introdotto un prelievo aggiuntivo di tipo fiscale, a valere sulla tariffa elettrica, sotto forma di "onere di sistema" (sulle componenti tariffarie A₂ e MCT, previste a copertura dei costi di smantellamento delle centrali nucleari). La destinazione a finalità generali di

fondi raccolti a valere sulle tariffe elettriche, che per loro stessa natura non incidono sulla totalità dei cittadini, potrebbe inoltre contraddire i principi di generalità e progressività, alla base di tutte le misure in materia tributaria.

Nella stessa segnalazione l'Autorità propone inoltre l'abrogazione dell'IVA sulle voci della bolletta elettrica a copertura di tutti gli "oneri di sistema". Tali "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 a una prestazione fornita al consumatore finale, rende evidente l'anomalia di assoggettarli all'IVA: tale aggravio incide peraltro sui costi per gli utenti finali per un valore di circa 670 milioni di euro all'anno.

Segnalazione del 15 maggio 2007

L'Autorità ha sottolineato l'esigenza di alcuni provvedimenti urgenti a tutela dei clienti più deboli, in particolare, quelli domestici, per scongiurare alcuni rischi legati alla completa apertura del mercato sul lato della domanda nel mercato elettrico dell'1 luglio 2007, a fronte di una concorrenza ancora carente sul lato dell'offerta. Inoltre la scomparsa, nei fatti e senza un adeguato transitorio, del prezzo unico nazionale dell'energia elettrica avrebbe potuto portare a incrementi nelle zone del Sud nelle quali il prezzo all'ingrosso è più elevato.

Vi era poi il rischio di una "cattura" dell'intero portafoglio clienti delle società di distribuzione, da parte di società di vendita che fanno capo a questi stessi operatori. Dall'1 luglio 2007, infatti, l'Autorità non ha più il potere di definire per i clienti domestici condizioni economiche vincolanti di fornitura di energia elettrica e i venditori avrebbero quindi potuto determinare liberamente i prezzi, con un possibile aumento ingiustificato delle bollette. Per quanto riguarda il mercato elettrico, pertanto, l'Autorità ha proposto alle istituzioni 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 svol-

gere il servizio attraverso le imprese distributrici, alle condizioni definite dall'Autorità; prevedere procedure concorsuali per l'affidamento del servizio di vendita a partire dall'1 gennaio 2008, per i clienti che non saranno serviti dall'Acquirente Unico e che non avranno scelto un nuovo fornitore. Tali proposte sono state poi in larga parte accettate dal Governo che le ha tramutate in legge con il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (vedi *supra* il par. "Evoluzione della legislazione italiana").

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale l'Autorità ha sottolineato che il settore è completamente liberalizzato, anche per i clienti domestici, già dal gennaio del 2003; fino a oggi, però, l'Autorità ha potuto controllare i prezzi definendo condizioni economiche che i venditori sono tenuti a offrire ai clienti domestici insieme alle eventuali altre proprie offerte commerciali. Tuttavia dall'1 luglio, questa possibilità sarebbe venuta 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.

Alla luce di siffatte considerazioni l'Autorità ha proposto la definizione di misure di particolare tutela quali: un "prezzo di riferimento" per la fornitura di gas che i venditori sono tenuti a 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. Il legislatore ha accolto la proposta dell'introduzione della tariffa sociale per i clienti finali in situazioni di disagio, tramite la legge n. 31/08 di conversione del decreto legge "mille proroghe" n. 248/07, e ha conferito all'Autorità il potere di determinare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale tramite la legge n. 125/07 di conversione del decreto legge n. 73/07 (vedi *supra* il par. "Evoluzione della legislazione italiana").

Segnalazione del 24 luglio 2007

In materia di stoccaggi sotterranei di gas e in vista dell'inverno 2007-2008, l'Autorità ha ritenuto "necessario e urgente"

evidenziare che la capacità di stoccaggio – già insufficiente a garantire condizioni normali di sicurezza del sistema gas nazionale – avrebbe potuto ulteriormente ridursi già dall'inverno successivo, nell'eventualità della mancanza o del venir meno di alcune autorizzazioni per realizzare nuovi siti e garantire almeno il mantenimento di tutte le disponibilità esistenti. L'esperienza degli scorsi inverni, la mancata disponibilità per l'inverno prossimo di ulteriori capacità di importazione da gasdotti e rigassificatori, e l'eventuale riduzione delle attuali disponibilità di stoccaggio, sono infatti – a giudizio dell'Autorità – motivo di "seria preoccupazione per l'intero sistema nazionale del gas".

Segnalazione del 4 dicembre 2007

L'Autorità ritiene necessari interventi in materia di estensione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 recanti norme per la promozione del risparmio energetico. Essi dovrebbero andare in tre direzioni principali: l'estensione dell'orizzonte temporale nella definizione degli obiettivi di risparmio energetico per gli anni successivi al primo quinquennio di applicazione (2005-2009), al fine di restituire certezza agli investitori e dare impulso agli investimenti nella diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica; l'estensione della portata degli obblighi di risparmio energetico e l'eliminazione del divario esistente tra gli obiettivi nazionali definiti dai decreti ministeriali e gli obiettivi che l'Autorità può assegnare ai distributori obbligati; la semplificazione e il rafforzamento dell'attuale meccanismo sanzionatorio, per aumentarne il

potere deterrente delle forze attive nel mercato dei certificati bianchi.

Segnalazione del 12 marzo 2008

Per quanto attiene al delicato tema della misura del gas nelle attività di distribuzione e fornitura ai clienti finali, l'Autorità, dopo aver ripercorso l'attuale quadro delle competenze relative all'attività di misura nel settore del gas naturale, ha evidenziato la necessità dell'introduzione di una disciplina organica della verifica periodica dei contatori del gas, inclusi quelli già in servizio, e sulla loro vita utile. In particolare risulta necessaria l'armonizzazione della disciplina dei controlli metrologici legali tra Ministero dello sviluppo economico e l'Agenzia delle dogane e l'armonizzazione della disciplina fiscale, che ai fini dell'applicazione delle accise dispone la riconduzione di tutti i dati di misura alle condizioni standard, e della legislazione metrologica legale che non ha definito quali siano le condizioni standard cui ragguagliare il dato prodotto dagli strumenti di misura.

Dal canto suo l'Autorità, nell'ambito delle competenze in materia di tutela dei diritti dei consumatori, a essa attribuiti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, e con l'obiettivo di assicurare ai clienti finali livelli di qualità dei servizi sempre maggiori e adeguati alle attuali esigenze di mercato, intende dare seguito alle proprie proposte di ampliamento e potenziamento delle prestazioni fornite dal parco contatori attualmente in uso presso le famiglie in termini di utilizzo e trasmissione dei dati di misura.

Pareri e proposte al Governo

L'Autorità, l'1 agosto 2007, ha fornito al Ministero dello sviluppo economico un parere favorevole in merito allo Schema di decreto recante misure di massimizzazione delle importazioni

di gas naturale e di riempimento degli stoccaggi per fronteggiare la domanda dell'inverno 2007-2008. L'Autorità ha precisato che il citato decreto dovrebbe individuare il soggetto pre-

posto alla valutazione delle cause di forza maggiore che possono ostare all'importazione di gas naturale.

Il 3 agosto 2007 l'Autorità ha inviato al Ministero dello sviluppo economico una proposta per la definizione delle procedure concorsuali per l'aggiudicazione del servizio di salvaguardia per aree territoriali ai sensi dell'art. 1 del decreto legge n. 73/07). In tale proposta, tenuto conto delle indicazioni di legge, l'Autorità ha definito le aree territoriali e i requisiti minimi che devono essere soddisfatti dai partecipanti alle procedure concorsuali.

Il 22 agosto 2007 l'Autorità ha rilasciato un parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito allo Schema di decreto recante l'introduzione dell'obbligo di contribuire al contenimento dei consumi di gas. Con tale parere favorevole, l'Autorità ha anche precisato che sarebbe opportuno garantire l'efficienza della procedura, anche nel caso in cui il fabbisogno di contenimento dei consumi sia superiore alla disponibilità di riduzione offerta dai clienti finali, tramite la riduzione dei consumi dei medesimi clienti finali fino all'intera disponibilità dell'offerta e prevedere la facoltà, per i clienti finali che aderiscono alla prima linea di intervento (vedi il Capitolo 3), di poter definire il proprio impegno alla riduzione dei consumi, in termini di entità e di durata.

L'Autorità, in data 28 settembre 2007 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, Raetia Energie AG e del Comune di Tirano, dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi all'interconnessione in corrente alternata a 150 kV "Tirano-Campocologno". Analogamente, in data 29 novembre 2007, ha espresso parere favorevole in merito all'esenzione concessa alle società Ferrovienord Spa e AET-Azienda Elettrica Ticinese per l'interconnessione in corrente alternata a 380 kV "Mendrisio-Cagno". L'Autorità ha ritenuto opportuno che l'esenzione venga riconosciuta al 100% della capacità resa disponibile dai nuovi *interconnector* per ridurre il rischio derivante dall'incertezza sulla capacità di trasporto effettivamente disponibile al termine dei primi cinque anni di esercizio e sulla futura valorizzazione della capacità di interconnessione con la frontiera svizzera, che dipende anche dalle dinamiche poco prevedibili dei prezzi attesi nei maggiori mercati esteri nel medio lungo periodo (vedi il Capitolo 3).

Infine, il 17 dicembre 2007, l'Autorità ha concesso un parere favorevole allo Schema di decreto del Ministero dello sviluppo economico in materia di determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008 e direttive in materia di contratti pluriennali di importazione all'Acquirente Unico.

Audizioni presso il Parlamento

Cambiamento climatico

Nell'audizione tenuta davanti alla Commissione ambiente della Camera dei deputati il 15 maggio 2007 relativa alle tematiche del cambiamento climatico e sulle possibili azioni da intraprendere per contrastarlo, l'Autorità ha sottolineato come sia necessario, in seguito all'ingresso nel WTO (*World Trade Organisation*) di alcuni importanti paesi asiatici, valutare le emissioni europee

considerando non soltanto quelle determinate dalle produzioni ma anche quelle ascrivibili ai consumi del continente. In caso contrario il rischio è di creare un incentivo indiretto non solo a delocalizzare le produzioni in territori ove la tutela ambientale è praticata in misura minore, ma addirittura ad avviare – in quei territori – nuove produzioni destinate esclusivamente al consumo in altri paesi, con un complessivo impatto molto negativo in termini di emissioni climalteranti.

Nello specifico, per quanto riguarda i meccanismi di *Emission Trading*, l'Autorità ha sottolineato alcune criticità emerse:

- le allocazioni gratuite dei diritti di emissione sono avvenute in presenza di una struttura di mercato ancora fortemente concentrata e non sufficientemente competitiva, che lascia margini agli operatori di maggiori dimensioni per rilevanti profitti addizionali a scapito dei consumatori finali;
- i settori industriali energivori, anch'essi soggetti agli obblighi della stessa Direttiva sulle emissioni, rischiano di sostenere l'onere maggiore in quanto esposti alla concorrenza internazionale, in presenza di regimi non armonizzati tra i diversi paesi;
- le modalità di determinazione della riserva devono essere attentamente valutate al fine di evitare penalizzazioni degli impianti esistenti o barriere all'entrata per i nuovi entranti;
- non sono ancora coinvolti alcuni settori caratterizzati da elevate emissioni, come i trasporti.

Per quanto riguarda la promozione delle fonti rinnovabili, ad avviso dell'Autorità:

- vi è la necessità per il nostro paese di ottimizzare nel complesso i diversi sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili, al fine di minimizzare l'impatto economico sui consumatori finali pur nel rispetto del perseguimento degli obiettivi fissati;
- appare inoltre necessario, per superare le difficoltà emerse sul piano della realizzazione delle opere, assicurare maggiore certezza e uniformità territoriale ai processi autorizzativi relativi a queste tipologie di impianti, anche attraverso una ridefinizione delle specifiche competenze tra le diverse Autorità coinvolte.

In particolare, in previsione della scadenza del contratto Snam-Confindustria, assunto a parametro di valutazione per il cosiddetto Costo evitato di combustibile, l'Autorità ha provveduto a rideterminare le modalità di calcolo di tale Costo evitato rendendole più aderenti ai reali costi della materia prima, con risparmi per i cittadini valutabili in circa 700 milioni di euro l'anno.

Per quanto riguarda il risparmio energetico, l'Autorità ha sottolineato come l'Italia abbia percorso i tempi europei riformando la politica nazionale di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali e affidando all'Autorità stessa i relativi compiti di regolazione e gestione. Ciò si è concretizzato nell'introduzione di un mercato di Titoli di efficienza energetica che ha conseguito risultati positivi nei primi due anni di funzionamento. Affinché venga tempestivamente potenziato, per evitare che fenomeni già in atto di eccesso di offerta deprimano eccessivamente i prezzi rallentando quindi gli investimenti, l'Autorità ha segnalato la necessità del prolungamento temporale degli obblighi, al fine di dare maggiore certezza agli investitori e promuovere investimenti in interventi di carattere strutturale, e un'estensione del meccanismo ai distributori di minori dimensioni, eliminando per questa via il divario tra gli obiettivi nazionali definiti dai decreti ministeriali e gli obiettivi a oggi assegnabili dall'Autorità sulla base dei criteri definiti dagli stessi decreti.

Riforma delle Autorità indipendenti

Nell'audizione tenuta davanti alla Commissione affari costituzionali del Senato della Repubblica, il 31 maggio 2007, relativa al disegno di legge AS1366 di riforma delle Autorità indipendenti, l'Autorità ha sottolineato il positivo assetto delineato dal disegno di legge e di come esso sia allineato all'orientamento europeo.

L'Autorità ha ripercorso i principi del diritto comunitario che hanno mosso il legislatore, sottolineando l'importanza dell'indipendenza delle Autorità. In particolare, con l'approvazione del disegno di legge, l'Autorità verrebbe rafforzata perché riacquisterebbe la potestà di individuare le modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica, nel caso risultassero insufficienti le capacità di trasporto disponibili; verrebbe eliminato il potere sostitutivo del Ministero dello sviluppo economico nei casi di mancata adozione di atti o provvedimenti di competenza; verrebbe cancellato il potere del Governo di dettare "criteri generali integrativi" per la determinazione delle tariffe.

L'Autorità, inoltre, ha sottolineato come sarebbe auspicabile una previsione legislativa dei cosiddetti "impegni", presentati dai soggetti regolati e valutati dall'Autorità, simmetricamente a quanto già previsto per l'Autorità garante della concorrenza

e del mercato, in alternativa alle attuali procedure sanzionatorie. Tale previsione consentirebbe infatti, in alcuni casi ancora più efficacemente della sanzione pecuniaria, di sanare una condizione patologica, garantendo, tra l'altro, il buon andamento dell'amministrazione, in ragione della ottimizzazione dei tempi procedurali.

Nel disegno di legge viene fortemente apprezzato il riconoscimento alle Autorità di regolazione del potere di adottare "misure temporanee di regolazione asimmetrica" poiché la regolazione proconcorrenziale deve poter disporre di strumenti *ad hoc* per fronteggiare il potere di mercato delle imprese dominanti; il che è perfettamente in linea con il principio di eguaglianza.

Infine l'Autorità ha fornito una riflessione in merito alla competenza sui servizi idrici che le verrebbe affidata in caso di approvazione del disegno di legge. L'intervento regolatorio in tale ambito sarebbe finalizzato non tanto alla promozione della concorrenza ma a promuovere l'efficienza, l'economicità e la trasparenza, nonché a garantire i diritti dei consumatori. Il punto delicato è quello delle competenze, in quanto, sui servizi idrici, molti sono i soggetti pubblici che hanno poteri di intervento. Sarà quindi molto importante il lavoro di razionalizzazione e riordino delle competenze che lo stesso disegno di legge affida al Governo. Per l'Autorità, è essenziale che questo riordino venga attuato in modo tale da delineare con chiarezza i confini tra le varie competenze.

Promozione delle fonti rinnovabili di energia e di altri impianti e forma di produzione incentivate o sussidiate

L'Autorità, in coerenza con il mandato istituzionale di collaborazione con gli organi parlamentari e di governo, ha aderito alla richiesta, formulata dal Presidente della X Commissione attività produttive della Camera, di conoscere lo stato di attuazione dei meccanismi per incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili e promuovere l'efficienza energetica. Un'analisi focalizzata sull'impatto dei costi per i consumatori è stata dunque inviata il 22 giugno 2007 alla Commissione richiedente. L'Autorità ha ribadito alcune riflessioni svolte nell'audizione del 15 maggio 2007 sui cambiamenti climatici e ha presentato alcune schede di approfondimento relative ai sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare l'analisi si è concentrata sui seguenti aspetti:

- gli incentivi CIP6, i cui costi dovrebbero ridursi fino ad azzerarsi nel 2020 e su cui l'Autorità ha deciso di modificare l'aggiornamento della componente del Costo evitato di combustibile a partire dal 2007;
- i certificati verdi, emessi dal GSE, che hanno un'incidenza sulla componente tariffaria A_3 a causa degli acquisti obbligatori da parte del GSE;
- il conto energia, introdotto per gli impianti fotovoltaici: le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti ai produttori da parte del GSE devono trovare completa copertura attraverso la componente tariffaria A_3 e sono, dunque, a carico dei clienti finali;
- la cogenerazione, ad alto rendimento, cui spettano i benefici previsti dal decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, non determinano significativi oneri diretti sul cliente finale, a livello di costi e prezzi dell'energia elettrica;
- il risparmio energetico, ribadendo i risultati positivi prodotti nei primi due anni di funzionamento del meccanismo dei certificati bianchi;
- il sistema europeo di *Emission Trading*, relativamente al quale si sono evidenziate alcune criticità legate alla necessità di legare i consumi non solo ai beni prodotti ma anche a quelli consumati per evitare una crescente delocalizzazione della produzione e delle emissioni.

Sicurezza del sistema gas naturale in Italia

Nell'audizione avvenuta il 2 ottobre 2007 davanti alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera, l'Autorità ha delineato un preciso quadro delle problematiche relative alla carenza di approvvigionamenti di gas in Italia e sulle possibili azioni da intraprendere per contrastare tale situazione. Nel passato l'Autorità aveva già sottolineato come fosse necessario individuare azioni di lungo periodo per non dover attuare costose procedure tendenti a tamponare gli squilibri nel breve periodo.

Le criticità del sistema gas italiano, infatti, emergono dall'analisi del bilanciamento della domanda e dell'offerta, non solo a livello annuale, ma anche giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile. Occorre quindi, secondo l'Autorità, aprire con urgenza un fronte strutturale nella lotta all'emergenza gas: nuova capacità attraverso il potenziamento dei gasdotti, indi-

pendenza della rete di trasporto del gas, costruzione di nuovi rigassificatori, significativo potenziamento degli stoccaggi.

L'esperienza degli scorsi inverni, la mancata disponibilità di ulteriori capacità di importazione da gasdotti e rigassificatori, nonché la riduzione, seppur parziale, delle attuali disponibilità di stoccaggio, sono motivo di seria preoccupazione per l'intero sistema nazionale del gas.

Questa condizione di crisi è aggravata dalla carenza di "nuovi entranti" in grado di promuovere gli investimenti e rompere l'inerzia in cui versa il mercato del gas. L'Autorità ha quindi

sottolineato come sia necessario promuovere gli investimenti e dar seguito ad alcune decisioni già prese, come quelle relative alla terziarizzazione degli stoccaggi e della rete di trasporto gas (anche sulla scorta del recentissimo pronunciamento della Commissione europea) e intervenire sollecitamente su questioni quali la certezza degli iter autorizzativi per le infrastrutture energetiche che contribuiscano, in una logica di lungo respiro, a garantire l'economicità, la certezza e la continuità strategica degli approvvigionamenti e delle forniture finali ai consumatori.

Rapporti con le altre istituzioni

In attuazione del Protocollo d'intesa ratificato nel dicembre del 2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il Comando reparti speciali della Guardia di Finanza hanno siglato, in data 19 marzo 2007, un accordo per l'ampliamento del piano degli accertamenti per l'anno 2007, al fine di intensificare le attività di vigilanza e di controllo e di garantire, dunque, una più efficiente tutela dei consumatori e delle imprese.

Tali attività di ispezione e di controllo vengono estese anche alle imprese elettriche minori, al fine di determinare la corretta applicazione delle integrazioni tariffarie spettanti a tali imprese e ai progetti di risparmio energetico, al fine di verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari dei progetti ai fini della certificazione dei risparmi energetici, nonché all'accertamento della corretta applicazione della normativa tariffaria.

In virtù del nuovo piano sono, altresì, intensificati gli interventi per le tipologie già oggetto di verifiche negli anni precedenti e riguardanti: le caratteristiche qualitative del gas, la qualità tecnica e commerciale del servizio energetico, la sicurezza del servizio gas, la distribuzione e la vendita del gas, con particolare riferimento alla corretta applicazione della normativa relativa al libero accesso alle reti di distribuzione e alle condi-

zioni economiche di fornitura, la corretta applicazione della normativa tariffaria di distribuzione del gas, nonché i soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi e/o sanzionatori dell'Autorità.

Il 10 aprile 2008 è stato firmato dall'Autorità e dal Garante per la sorveglianza dei prezzi un Protocollo d'intesa per intensificare la collaborazione tra le due istituzioni nel monitoraggio dei prezzi dell'energia elettrica e del gas e agevolare così il processo di liberalizzazione dei mercati e favorire una più consapevole scelta da parte dei consumatori.

Entrambi gli organismi, nell'ambito delle rispettive competenze, si sono impegnati a collaborare per migliorare l'informazione da rendere al pubblico sui livelli dei prezzi delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e ad attivare specifiche iniziative e verifiche, il cui coordinamento operativo verrà garantito da un gruppo di lavoro congiunto, che potrà avvalersi delle segnalazioni dei cittadini e delle associazioni dei consumatori.

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 è progressivamente intensificata l'inte-

razione 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.

L'anno 2007 è stato dedicato al consolidamento e al potenziamento delle iniziative di formazione e ricerca sulla regolazione dei mercati di elettricità e gas tra l'Autorità e le università italiane con le quali sono attivi i Protocolli d'intesa. Il Politecnico e l'Università Bocconi, la Bicocca e l'Università Cattolica di Milano, l'Università di Pavia, l'Università La Sapienza e Tor Vergata di Roma e l'Università Federico II di Napoli costituiscono ora un sistema a rete con l'Autorità che permette non solo 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, ma consentono anche ai dirigenti dell'Autorità di avere un ruolo attivo nell'attività di formazione e di presenza nei Comitati scientifici. Le Università hanno anche messo a disposizione dell'Autorità le loro offerte formative di alto livello per contribuire alla crescita culturale e professionale dei giovani funzionari. Da maggio 2007 ad aprile 2008, al termine della fase formativa dei *master* su tematiche energetiche organizzati da

parte di alcuni dei suddetti istituti universitari, presso gli Uffici dell'Autorità, sono stati avviati 7 *stage* della durata di un anno. La collaborazione dell'Università si è realizzata anche attraverso l'attività di ricerca e analisi finalizzate al completamento del quadro di riferimento di cui gli Uffici dell'Autorità (Direzione tariffe, mercati, consumatori e qualità del servizio) si sono avvalsi nella messa a punto tecnica di alcuni provvedimenti. L'Autorità ha trovato, inoltre, supporto presso strutture di elevata professionalità e competenza specifica, facenti parte, in particolare, del Politecnico di Milano e dell'Università Cattolica, sempre di Milano. L'Autorità ha anche direttamente supportato l'Università Federico II di Napoli e l'Università La Sapienza di Roma nell'attivazione di tre assegni di ricerca, della durata di due anni, su tematiche di interesse istituzionale: monitoraggio della generazione distribuita e analisi dei possibili interventi regolatori in materia, l'impatto sulle componenti delle tariffe elettriche (A_3) e sul mercato dell'energia elettrica; le piccole reti isolate; la transizione dall'attuale regime di integrazione tariffaria a un riconoscimento dei costi efficienti del servizio compatibile con le regole del libero mercato; i criteri di remunerazione dei nuovi investimenti nei sistemi a rete nel rispetto dell'efficienza e delle priorità del sistema energetico nazionale.

2.

Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2007 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vista dell'avvio del terzo periodo di regolazione relativo agli anni 2008-2011, ha rivisto la disciplina in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. La nuova disciplina ha confermato il quadro generale del quadriennio precedente, adeguando le regole al diverso contesto di mercato, conseguente alla completa liberalizzazione della vendita, e perseguendo la convergenza delle metodologie tariffarie nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Inoltre, al fine di rendere la struttura tariffaria applicata ai clienti domestici compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una "tariffa di transizione" per l'energia elettrica, da applicare a tale clientela a partire dall'1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale. Tale "tariffa di transizione" ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di

revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio. Su questi temi l'Autorità ha pubblicato, nel corso del 2007, tre Documenti per la consultazione. Alla fine dello scorso anno il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento per la tutela dei clienti vulnerabili che diventerà operativo nel 2008 con appositi provvedimenti dell'Autorità.

Infine, l'Autorità, in materia di oneri generali di sistema, ha adottato alcuni provvedimenti volti ad armonizzare le modalità di esazione delle componenti tariffarie a essi relative, ad accelerare le attività di smantellamento degli impianti nucleari mediante l'adozione di una regolazione incentivante e a modificare i criteri di esazione della componente relativa agli *stranded cost* per renderli coerenti a quanto richiesto dalla Commissione europea che ha ritenuto illegittima l'applicazione di tale componente all'energia elettrica importata da altri Stati membri.

Disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione

L'Autorità ha concluso con la delibera 29 dicembre 2007, n. 348, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, inclusa una prima revisione delle condizioni economiche di connessione con le reti, per il periodo di regolazione 2008-2011 (terzo periodo di regolazione), avviato con delibera 27 settembre 2006, n. 208. Tale procedimento, in parallelo a quello analogo inerente la regolazione della qualità dei servizi, è stato inserito tra i procedimenti oggetto della sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

L'Autorità, nella definizione dei criteri di regolazione tariffaria per il nuovo periodo di regolazione, ha operato perseguendo alcuni obiettivi di carattere generale, tra i quali: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva. Inoltre l'Autorità, ai fini di garantire uno sviluppo delle infrastrutture coerente con le esigenze del settore e nel rispetto dei criteri di efficienza ed efficacia, ha superato il sistema di incentivazione indifferenziata degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione e ha adottato, già a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati in relazione alla tipologia di investimento che permetta di associare a ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione. In particolare, è stato previsto che agli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e intrazonali, e agli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche sia riconosciuta una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 3% per 12 anni.

La delibera n. 348/07 ha avviato anche un procedimento per la definizione di indicatori di efficacia degli investimenti finalizzati a misurare il beneficio relativo che ogni investimento è in grado di apportare al sistema, in modo da individuare criteri oggettivi sia per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti nelle infrastrutture di rete, sia per graduare oggettivamente il livello di extra remunerazione riconosciuta ai nuovi investimenti di sviluppo. Tali indici saranno introdotti in via sperimentale a partire dal 2011.

Anche con riferimento alla regolazione del servizio di distribuzione, l'Autorità ha introdotto meccanismi tariffari che consentono la promozione di particolari tipologie di investimento ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione (come gli investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT, gli investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 o 12 anni. È stato inoltre previsto che la selezione di detti investimenti avvenga, in analogia con i criteri sopra richiamati per il servizio di trasmissione, tramite la definizione di opportuni indici di efficacia in grado di misurare il beneficio per il sistema elettrico.

L'Autorità ha inoltre avviato un procedimento per il monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica in una logica di stabilità economico-finanziaria del settore nel medio termine, a tutela sia degli azionisti sia dei consumatori, riservandosi di intervenire nei casi in cui l'assetto finanziario presenti particolari criticità.

Per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria, una delle principali innovazioni per il nuovo periodo di regolazione riguarda le modalità di aggiornamento della quota di ammortamento. L'Autorità ha infatti escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *pricecap*, prevedendo al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto.

Nell'ottica di garantire una semplificazione dei meccanismi tariffari e al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita dell'energia elettrica, caratterizzato dalla recente totale apertura alla concorrenza, l'Autorità con delibera n. 348/07 ha previsto una revisione del sistema di tariffazione del servizio di distribuzione volta a garantire il

superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi.

Per quanto riguarda il sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, è stata prevista l'introduzione di una tariffa definita dall'Autorità e applicata obbligatoriamente da tutte le imprese di distribuzione.

Per quanto invece attiene alla disciplina tariffaria degli allacciamenti e dei diritti fissi, l'Autorità ha proceduto a un riordino della normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione con le reti elettriche, apportando limitati interventi innovativi in attesa di una revisione complessiva della disciplina.

Tariffa sociale

Con il decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007 è stata data definitiva attuazione al processo di liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica (introdotto dalla Direttiva comunitaria 2003/54/CE), tramite l'apertura alla concorrenza del servizio di vendita dell'energia elettrica anche per il segmento della clientela domestica. Al fine di rendere la struttura tariffaria applicata a tali clienti compatibile con la liberalizzazione in atto, l'Autorità ha definito una "tariffa di transizione" per l'energia elettrica, da applicare ai clienti domestici a partire dall'1 luglio 2007, in attesa della definizione del futuro assetto tariffario comprensivo della tariffa sociale.

La "tariffa di transizione", introdotta con la delibera 13 giugno 2007, n. 135:

- ha mantenuto nella sostanza invariata l'articolazione per scaglioni di consumo e la distinzione residente/non residente prevista dalle tariffe precedentemente in vigore;
- ha eliminato i sussidi incrociati nella componente a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica, in modo da rendere il sistema tariffario stesso compatibile con la liberalizzazione;

- ha previsto una rimodulazione dei corrispettivi tariffati a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione, misura e oneri di sistema tale da compensare l'eliminazione dei sussidi incrociati per la parte di acquisto e vendita dell'energia elettrica. In questo modo si ottiene il risultato di minimizzare la variazione di spesa per la generalità dell'utenza domestica.

Tale "tariffa di transizione" ha rappresentato il primo passo di un più ampio processo di revisione dell'intero sistema tariffario che coinvolge anche la ridefinizione dei meccanismi di tutela destinati alle utenze domestiche che versano in condizioni di disagio.

Quest'ultimo tema è stato oggetto di un processo di consultazione, attivato con la delibera 26 giugno 2006, n. 126, che ha portato, nel corso del 2007, all'emanazione di tre Documenti per la consultazione in materia di *Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione*.

In tali Documenti sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in tema sia di revisione della tariffa applicata alla generalità dei clienti domestici, sia di condizioni agevolate di

fornitura per la clientela vulnerabile.

In prospettiva, tale processo di revisione implicherà il graduale superamento del criterio di tutela sociale generalizzata, oggi implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe applicate ai clienti domestici, a beneficio dell'introduzione di meccanismi espliciti volti a garantire adeguata protezione ai clienti domestici che versino in situazioni di disagio.

A tal proposito con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* in data 18 febbraio 2008, il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento:

- introducendo, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificando nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;

- individuando nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definendo una soglia unica di accesso a livello nazionale;
- prevedendo la possibilità di cumulare le agevolazioni concesse per le situazioni di disagio economico con quelle concesse a causa della presenza di gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medicoterapeutiche alimentate a energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita;
- disponendo che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

L'operatività di tali meccanismi sarà assicurata (retroattivamente a far data dall'1 gennaio 2008) da un apposito provvedimento dell'Autorità.

Oneri generali

Armonizzazione delle modalità di esazione delle componenti tariffarie A e revisione dei meccanismi di deroga

Il *Testo integrato* 2004-2007 prevede che le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti per utenze di media e alta/altissima tensione, per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh, sono pari a zero. Ciò in ottemperanza al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il quale prevede che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, sia definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.

La degressività prevista nel decreto legislativo n. 79/99 era pertanto ottenuta con due soli scaglioni di consumo, l'uno con applicazione dell'aliquota piena, l'altro completamente esente, con una netta discontinuità del valore delle aliquote applicate che non consente una modulazione graduale delle agevolazioni.

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 28 luglio 2005, n. 163, l'Autorità ha ritenuto opportuno valutare la possibilità di armonizzare le modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e di rivedere i meccanismi di deroga previsti dal *Testo Integrato* 2004-2007. Con delibera 28 marzo 2008, n. 38 (ARG/elt), l'Autorità ha dato attuazione alla riforma delle deroghe in materia di applicazione degli oneri generali, a partire dai clienti in alta e altissima tensione, prevedendo, per detti clienti, che l'esenzione completa dall'applicazione delle aliquote espresse in c€/kWh delle componenti A₂, A₃, A₄ e A₅ avvenga limitatamente ai prelievi eccedenti i 12 GWh/mese per punto di prelievo.

Per detti clienti, le aliquote a regime espresse in c€/kWh delle componenti A₂, A₃, A₄ e A₅ per prelievi mensili eccedenti i 4 GWh e fino a 12 GWh, saranno pari al 50% dell'aliquota applicata ai prelievi mensili fino a 4 GWh.

È disposto un percorso di gradualità nel passaggio dalle moda-

lità attuali di esazione delle componenti A_2 , A_3 , A_4 e A_5 per i clienti in alta e altissima tensione e la struttura a regime.

Gli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga saranno redistribuiti all'interno delle medesime tipologie contrattuali interessate alla revisione.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2 -MCT)

Nei suoi provvedimenti l'Autorità ha più volte messo in evidenza le criticità del programma nucleare. In particolare, il progressivo accumularsi di ritardi nelle attività di smantellamento rende difficile il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla normativa in vigore e comporta un notevole aumento dei costi connessi sia con il prolungarsi delle esigenze di mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, sia con la necessità di garantire detta sicurezza con interventi di manutenzione straordinaria.

Il protrarsi di dette criticità ha reso indifferibile una decisa accelerazione delle attività di smantellamento. L'Autorità vuole favorire questo mutamento, nell'interesse generale degli utenti finali che sono chiamati a coprire tali costi, definendo specifici criteri di riconoscimento degli oneri finalizzati alla promozione dell'efficacia e dell'efficienza nello svolgimento delle attività nucleari residue.

A questo proposito è stato pubblicato un Documento per la consultazione che propone una sostanziale revisione dei modelli adottati finora, prevedendo:

- un riconoscimento di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile;
- per gli altri costi, un riconoscimento sulla base di un valore definito per il 2008, imponendo un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivi/penalità legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento;
- l'introduzione dell'obbligo di gare a evidenza pubblica per l'assegnazione dei lavori esterni.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 (A_3)

L'Autorità, con la delibera 15 novembre 2006, n. 249, ha provveduto a modificare i criteri di determinazione e di aggiorna-

mento della componente del prezzo di cessione relativa al Costo evitato di combustibile di cui al titolo II del provvedimento CIP6. Grazie a tale intervento, spiegato nel dettaglio nella precedente *Relazione Annuale*, è possibile un contenimento degli oneri per il finanziamento degli impianti di produzione ammessi alle agevolazioni CIP6 a partire dal 2007.

Dopo una serie di sentenze del TAR Lombardia, nel gennaio del 2008 il Consiglio di Stato ha confermato definitivamente la validità della delibera n. 249/06. Ciò comporta una considerevole riduzione dell'onere in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, rispetto al meccanismo di aggiornamento precedentemente in vigore; tuttavia il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate risulta tutt'ora gravato da un consistente indebitamento e, inoltre, i prezzi rilevanti per il calcolo del prezzo medio del combustibile convenzionale, in relazione al quale è aggiornata la componente di Costo evitato di combustibile degli impianti CIP6, hanno mostrato negli ultimi mesi forti rialzi, rendendo probabile, nel corso del 2009, un conguaglio a favore dei produttori CIP6 rispetto al Costo evitato di combustibile riconosciuto in acconto nel 2008, con conseguente aggravio di oneri.

Stranded cost (A_6)

La Commissione europea, con decisione C(2004) 4333 fin, dell'1 dicembre 2004, ha ritenuto illegittima l'applicazione della componente tariffaria A_6 all'energia elettrica importata dagli altri Stati membri. Secondo la Commissione europea, il reintegro degli *stranded cost* tramite una componente tariffaria commisurata al consumo dell'energia elettrica equivale all'imposizione di una tassa che ha l'effetto di un dazio doganale, e come tale costituisce una violazione degli artt. 23 e 25 del Trattato della Comunità europea.

Con la delibera 29 marzo 2007, n. 76, l'Autorità ha reso noti i nuovi criteri di esazione della componente A_6 (*stranded cost*), per renderli coerenti a quanto richiesto dalla Commissione europea.

A partire dal secondo trimestre 2007, la nuova struttura dei corrispettivi della componente tariffaria A_6 è basata sul parametro "potenza", con aliquote espresse in c€/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in c€/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.

Regolamentazione non tariffaria

Per tenere conto delle numerose e importanti modifiche intervenute nell'assetto del mercato elettrico e in considerazione delle esigenze di aggiustamento di alcune regole adottate negli anni precedenti, nel corso del 2007 l'attività dell'Autorità si è fortemente focalizzata sulla semplificazione della normativa relativa alla regolamentazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile a sostegno della concorrenza nel settore e a facilitazione del raggiungimento degli obiettivi ambientali nel territorio nazionale.

In materia di importazione ed esportazione, l'Autorità ha provveduto a definire meccanismi di allocazione della capacità di interconnessione, validi per tutte le frontiere al fine di garantire una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti e una più efficiente allocazione delle risorse di interconnessione.

Nell'ambito del mercato al dettaglio, nel quale il recepimento della Direttiva europea 2003/54/CE ha portato significativi cambiamenti, lo sforzo di semplificazione è sfociato nell'emanazione di un *Testo integrato sulla vendita*, con l'obiettivo di rendere più trasparente e chiaro il quadro dei diritti e dei doveri dei consumatori e degli operatori, tenendo in opportuna considerazione le caratteristiche dell'utenza su cui tali cambiamenti sono destinati ad avere un maggiore impatto, cioè i piccoli consumatori.

L'Autorità ha inoltre lavorato fattivamente per dare completa attuazione alla normativa riguardante l'incentivazione delle fonti rinnovabili nonché per promuovere l'aggiornamento del quadro regolatorio in materia di Generazione distribuita (GD) e di cogenerazione, per promuovere gli investimenti e facilitare il raggiungimento degli obiettivi ambientali di riferimento.

Per quanto riguarda il dispacciamento, sono intervenuti alcuni aggiustamenti nella disciplina finalizzati a consentire una migliore gestione delle risorse nel relativo mercato di scambio e una stabilizzazione dei costi, anche attraverso l'introduzione di meccanismi incentivanti per l'aggiornamento del corrispet-

tivo di dispacciamento riconosciuto alla società Terna (Rete elettrica nazionale Spa).

La revisione della disciplina della profilazione dei consumi elettrici ha trovato una razionalizzazione nell'emanazione del *Testo integrato del load profiling*, mentre per quanto concerne l'aspetto della distribuzione è stato avviato un procedimento di revisione del Codice di rete finalizzato ad armonizzare le procedure nei mercati dell'energia elettrica e del gas e a garantire l'accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate.

L'Autorità ha provveduto a modificare la disciplina della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici che percepiscono gli incentivi del Conto energia e di quelli che partecipano al sistema dei certificati verdi, e ha definito le modalità per la messa in servizio dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione.

Infine, in merito agli allacciamenti è stato proposto uno schema di *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti* con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione, con l'obiettivo di sanare i problemi e i ritardi segnalati dagli operatori e di garantire l'uniformità delle regole applicate ai diversi operatori di mercato, uniformità che rappresenta una condizione indispensabile per lo sviluppo di una vera e propria concorrenza.

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso dell'anno 2007 ha riguardato principalmente l'introduzione di nuove disposizioni relative alle interruzioni estese e prolungate e la revisione complessiva della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo di regolazione 2008-2011. Inoltre sono continuate le attività correnti di attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni. Infine, nel corso del 2007 è stata introdotta, a seguito di una duplice consultazione, la regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali che riguarda l'attività di vendita sia di energia elettrica sia di gas.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Importazioni ed esportazioni di energia elettrica

L'Autorità, con la delibera 18 dicembre 2007, n. 329, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2008, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 dicembre 2007. La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2008 prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera.

Come nel 2007, per l'assegnazione della capacità disponibile sono impiegate aste esplicite, organizzate su base annuale, mensile e giornaliera. Le regole per l'accesso alle reti di interconnessione – *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections* – sono state elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*), iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa, e approvate dall'Autorità. 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 del 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 una percentuale dei proventi sia assegnata alla società Acquirente Unico Spa, mentre la quota restante è suddivisa fra i clienti del mercato libero in proporzione alla

potenza media impegnata da ciascun utente. La quota attribuita all'Acquirente Unico è fissata a partire da un valore di riferimento pari al 20%, applicando un fattore di correzione che tiene conto dinamicamente della potenza media di consumo dei clienti ammessi al servizio di tutela rispetto a quella degli altri clienti.

La delibera ha regolato infine le riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia-Svizzera:

- all'Enel Spa per l'esecuzione dei contratti pluriennali di importazione nella sua titolarità e destinati alla copertura del fabbisogno dell'Acquirente Unico;
- alla società Raetia Energie, per una quantità non superiore a 150 MW;
- alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano;
- ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

Mercato all'ingrosso – Adeguamento dei prezzi CIP6 e di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata con contratti pluriennali

Il Ministero dello sviluppo economico fissa annualmente le modalità per la vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta da impianti CIP6 (di cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99) da parte del Gestore del sistema elet-

trico Spa (GSE), attraverso la definizione dei prezzi per il primo trimestre dell'anno di riferimento. Per il primo trimestre 2007, il prezzo di assegnazione dell'energia elettrica ceduta dal GSE – il prezzo CIP6 – è stato fissato all'art. 3 del decreto 14 dicembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico ed è pari a 64 €/MWh. L'art. 5, comma 2, del decreto 15 dicembre 2006 del Ministero dello sviluppo economico, ha fissato, invece, a 66 €/MWh il prezzo di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata con contratti triennali dalla Svizzera per il medesimo trimestre.

Entrambi i provvedimenti hanno assegnato all'Autorità il compito di definire le modalità di aggiornamento di tali prezzi nel corso dell'anno 2007, garantendo che:

- il prezzo CIP6 sia aggiornato in modo da contenere l'impatto sulle tariffe, pur conservando condizioni di approvvigionamento più vantaggiose rispetto al prezzo medio originato dal sistema delle offerte;
- il prezzo di cessione all'Acquirente Unico rifletta il valore di mercato delle forniture a termine con costanza di profilo, tenendo conto che l'energia importata è più economica rispetto a quella generata all'interno del territorio nazionale.

L'Autorità ha definito le modalità di aggiornamento delle suddette grandezze nella delibera 29 marzo 2007, n. 82, a valle degli orientamenti emersi dalla consultazione aperta il 26 febbraio 2007, in cui sono stati proposti meccanismi alternativi di indicizzazione in base all'andamento del Prezzo medio di acquisto (PUN) sul mercato del giorno prima. Al fine di evitare discriminazioni tra gli utenti del mercato libero e quelli dell'allora mercato vincolato, sono state previste modalità di aggiornamento differenti nei due casi: il prezzo CIP6 è stato indicizzato alla media del PUN su base trimestrale, il prezzo di cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata è stato invece indicizzato alla media del PUN su base annuale. In particolare, il meccanismo di aggiornamento del prezzo CIP6 prevede che il valore fissato per il primo trimestre 2007 sia adeguato in base al rapporto tra la media del PUN sul trimestre precedente a quello di aggiornamento e la media del PUN sull'ultimo trimestre 2006. Il meccanismo di aggiornamento del prezzo di cessione all'Acquirente Unico prevede invece che il valore fissato per il primo trimestre sia adeguato in base al rapporto tra la media del PUN sui dodici mesi compresi tra il

tredicesimo e il secondo mese precedente al trimestre di aggiornamento e la media dei dodici mesi tra dicembre 2005 e novembre 2006.

Il meccanismo di aggiornamento descritto per il prezzo CIP6 è risultato coerente con l'obiettivo di garantire condizioni di approvvigionamento più vantaggiose rispetto al prezzo medio di mercato, ed è stato pertanto confermato dall'Autorità anche per il 2008, con delibera 19 dicembre 2007, n. 331. L'aggiornamento del valore di partenza per il 2008, fissato a 68 €/MWh dall'art. 3 del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 novembre 2007, verrà dunque effettuato trimestralmente in base al rapporto tra la media del PUN dei tre mesi precedenti a quello di aggiornamento, e la media del PUN degli ultimi tre mesi del 2007.

Mercato al dettaglio – Elenco dei venditori ai clienti connessi in bassa tensione

Coerentemente con le previsioni della Direttiva europea 2003/54/CE, dall'1 luglio 2007 tutti i clienti finali, inclusi i clienti domestici, hanno la facoltà di scegliere il proprio venditore di energia elettrica con cui stipulare contratti di fornitura sul mercato libero. Il completamento del processo di liberalizzazione della vendita al dettaglio di energia elettrica ha portato all'estinzione del cosiddetto "mercato vincolato", servito in precedenza dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita da queste costituite e controllate a condizioni economiche stabilite dall'Autorità.

Dato il nuovo assetto del mercato, l'Autorità ha definito una serie di interventi finalizzati a permettere ai clienti finali, soprattutto domestici, di poter scegliere il proprio fornitore in modo consapevole, garantendo innanzitutto l'affidabilità delle società di vendita di energia elettrica.

Con la delibera 11 giugno 2007, n. 134, l'Autorità ha previsto l'istituzione di un elenco dei venditori che servono, o che intendono servire, i clienti finali connessi in bassa tensione, ritenendo che il criterio di connessione in bassa tensione permetta ragionevolmente di identificare i clienti finali dotati di minore forza contrattuale. L'elenco dei venditori è reso disponibile sul sito Internet dell'Autorità, che ne cura la pubblicazione e l'aggiornamento. Il venditore che presenta istanza per l'iscrizione all'elenco è tenuto all'invio e all'aggiornamento delle informazioni che dimostrano il possesso di requisiti di forma societaria, di capacità finanziaria e patrimoniale, ed è tenuto all'adempi-

mento di particolari obblighi, tra cui l'attestazione dell'esistenza di un contratto di dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo serviti relativi ai clienti finali in bassa tensione.

Mercato al dettaglio – Servizio di maggior tutela

In applicazione di quanto previsto dal decreto legge n. 73/07, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125, e per conferire maggiore chiarezza alla disciplina di riforma dell'assetto della vendita di energia elettrica, l'Autorità ha approvato, con la delibera 27 giugno 2007, n. 156, il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* che regola il funzionamento del servizio di maggior tutela e del servizio di salvaguardia.

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese¹ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero; il concetto di tutela si riferisce unicamente alla protezione del cliente finale di piccole dimensioni rispetto alla sua capacità di trarre benefici dall'accesso al mercato libero. L'art. 1, commi 2 e 3, della legge n. 125/07 prevede che il servizio di maggior tutela sia garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, gli esercenti la maggior tutela, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

L'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e dei relativi servizi di dispacciamento per i clienti serviti nell'ambito della maggior tutela continua a essere svolto dall'Acquirente Unico, mentre la commercializzazione dell'energia elettrica ai clienti finali è direttamente svolta dalle predette società. Il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* dispone che l'elenco degli esercenti la maggior tutela sia reso noto dall'Autorità attraverso il proprio sito.

Secondo la nuova disciplina, l'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere ai titolari di punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica la compilazione di una dichiarazione sostitutiva attestante il possesso dei requisiti necessari per l'accesso al servizio di maggior tutela. Il modulo della dichiarazione sostitutiva può essere inviato al cliente due volte; quest'ultimo ha a disposizione 30 giorni di tempo dalla ricezione di ciascuna comunicazione per la compilazione e l'invio della dichiarazione. In mancanza

di una risposta, l'esercente la maggior tutela deve comunicare al cliente che egli continuerà a essere servito nell'ambito del servizio di maggior tutela e che sarà soggetto a controlli da parte delle Autorità competenti ai fini di verificare l'effettivo possesso dei requisiti per l'inclusione in tale servizio. Oltre alle altre conseguenze previste dalla legge, qualora il cliente finale non risultasse in possesso dei requisiti necessari per l'inclusione nel servizio di maggior tutela, il medesimo cliente sarà automaticamente trasferito al servizio di salvaguardia e sarà tenuto a corrispondere all'esercente la maggior tutela la differenza, se positiva, tra le somme dovute in applicazione delle condizioni economiche per il servizio di salvaguardia, erogato nell'ambito territoriale in cui è situato il cliente, e le somme effettivamente versate in applicazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. Tali somme sono calcolate a partire dalla scadenza del primo termine di 30 giorni.

Il *Testo integrato della vendita di energia elettrica* è stato parzialmente modificato con la delibera 27 settembre 2007, n. 237, che ha introdotto, a partire dall'1 ottobre 2007, condizioni economiche per il servizio di maggior tutela basate su prezzi biorari, differenziati tra le ore appartenenti alla fascia F1 e le ore appartenenti alle fasce orarie F2 e F3, da applicare ai clienti ammessi alla maggior tutela che, prima dell'1 luglio 2007, già pagavano corrispettivi biorari a eventuali nuovi clienti che ne facciano richiesta ai sensi del comma 19.5 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*.

L'Autorità ha aggiornato su base trimestrale i corrispettivi del servizio di maggior tutela, ai sensi dell'art. 7 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*: per il trimestre luglio-settembre 2007, con delibera 27 giugno 2007, n. 159; per il trimestre ottobre-dicembre 2007, con delibera 27 settembre 2007, n. 238; per il trimestre gennaio-marzo 2008 con delibera 29 dicembre 2007, n. 352; per il trimestre aprile-giugno 2008 con delibera 28 marzo 2008, n. 37 (ARG/elt). A fine 2007 l'Autorità ha emanato un Documento per la consultazione, n. 55 del 18 dicembre, per raccogliere il parere degli operatori relativamente all'opportunità di modificare le modalità di aggiornamento delle condizioni economiche di vendita di energia elettrica per il servizio di maggior tutela, coerentemente con il nuovo assetto concorrenziale dell'attività di vendita al dettaglio anche per i clienti domestici e per le piccole

¹ L'art. 1 comma 2, della legge n. 125/07, definisce come piccole imprese i soggetti con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale in bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

imprese, nonché per tenere conto delle innovazioni introdotte nella disciplina del *load profiling*. Il Documento si focalizza sulle modalità di calcolo dei corrispettivi destinati alla copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento. L'Autorità non si è ancora espressa in merito.

Un elemento importante della regolamentazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela sono i corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita. L'art. 7 del *Testo integrato della vendita di energia elettrica* prevede che i clienti paghino un corrispettivo, denominato PCV (prezzo commercializzazione vendita), a copertura di tali costi. L'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 349, ha fissato il corrispettivo PCV da applicare, a partire dall'1 gennaio 2008, a un livello allineato ai costi sostenuti per l'attività di commercializzazione da un venditore nel mercato libero e ha differenziato il corrispettivo in funzione della tipologia dei clienti serviti. L'Autorità ha inoltre previsto un regime transitorio, con riferimento al secondo semestre del 2007, in cui il corrispettivo PCV è stato pari alla previgente componente a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato (componente COV). Con la medesima delibera, l'Autorità ha stabilito che agli esercenti il servizio di maggior tutela venga riconosciuto un corrispettivo RCV (remunerazione commercializzazione vendita) ai fini della remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti e che tale corrispettivo risulti inferiore (RCV_i: remunerazione commercializzazione vendita imprese integrate) se l'esercente la maggior tutela è l'impresa distributrice, in quanto beneficiaria di sinergie derivanti dallo svolgimento congiunto del servizio di maggior tutela e di quello di distribuzione. L'esercente la maggior tutela è tenuto a versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la differenza, se positiva, tra il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo PCV, al netto dell'ammontare derivante dall'applicazione della componente di dispacciamento (DISP_{BT}), e l'ammontare della componente RCV (RCV_i per le imprese distributrici). Tale gettito viene utilizzato a riduzione dei costi di dispacciamento a beneficio di tutti i clienti finali connessi in bassa tensione, siano essi serviti nella maggior tutela o sul mercato libero.

Con la delibera 5 marzo 2008, n. 25 (ARG/elt), è stato definito un meccanismo di compensazione dei costi commerciali sostenuti dagli esercenti la maggior tutela societariamente

separati, a tutela dell'equilibrio economico e finanziario dei medesimi esercenti. Il citato meccanismo di compensazione ha la finalità di definire il livello di remunerazione sulla base dei dati di costo a consuntivo relativi all'anno 2008, qualora si verificano situazioni di squilibrio tra i ricavi conseguibili dalla applicazione della componente RCV e i costi da riconoscere, determinati sulla base delle rilevazioni contabili, tali da generare una differenza tra costi e ricavi (positiva o negativa) in valore assoluto superiore al 5%.

Con la delibera n. 349/07 e la delibera 7 febbraio 2008, n. 10 (ARG/elt), l'Autorità ha provveduto a definire, in relazione al ruolo di interfaccia con il cliente finale attribuito al venditore, un contributo in quota fissa pari a 23,00 € a copertura degli oneri amministrativi che l'esercente la maggior tutela è titolato a richiedere al cliente finale per le prestazioni relative a:

- l'attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo o di uno precedentemente disattivato;
- la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale;
- la voltura;
- la disattivazione della fornitura a seguito di morosità;
- l'attivazione della fornitura a seguito di morosità;
- la variazione di potenza di un punto già attivo.

In caso di richiesta contestuale di più prestazioni tra quelle elencate l'esercente la maggior tutela è titolato ad applicare una sola volta il contributo in quota fissa.

L'Autorità, con delibera 7 febbraio 2008, n. 18 (ARG/elt), ha integrato la disciplina del *Testo integrato della vendita di energia elettrica*, introducendo tre meccanismi di perequazione a copertura rispettivamente:

- dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela, sostenuti dagli esercenti tale servizio;
- dei costi di acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, sostenuti dalle imprese distributrici;
- della differenza tra il valore economico delle perdite effettive e quello delle perdite standard di rete, a carico delle imprese distributrici.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Mercato al dettaglio – Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia si rivolge a tutti i clienti che non hanno titolo ad accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero. L'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07, prevede che, in questo caso, il servizio elettrico sia assicurato da società appositamente selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali, disposte con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità.

Transitoriamente, fino all'espletamento delle procedure concorsuali, il servizio di salvaguardia è stato erogato dalle imprese di distribuzione o dalle società di vendita collegate a tali imprese, a condizioni e prezzi non discriminatori, previamente resi pubblici e autonomamente definiti dalle stesse imprese esercenti sulla base di meccanismi di mercato. Inoltre, al fine di consentire un'attivazione del servizio di salvaguardia in grado di garantire la continuità delle forniture di energia elettrica, è stato necessario prevedere un periodo transitorio per il trimestre luglio-settembre 2007, durante il quale gli esercenti il servizio di salvaguardia hanno potuto approvvigionarsi dall'Acquirente Unico a un prezzo di salvaguardia definito dall'Autorità, con la delibera n. 159/07. Tale facoltà è stata successivamente estesa, con la delibera 27 settembre 2007, n. 236, anche al mese di ottobre, per consentire agli esercenti la salvaguardia di acquisire la qualifica di utente del dispacciamento in prelievo.

L'Autorità, con la delibera 3 agosto 2007, n. 207, ha formulato una proposta al Ministro dello sviluppo economico per l'individuazione dei criteri fondamentali alla base della determinazione delle procedure concorsuali finalizzate all'aggiudicazione del servizio di salvaguardia, ai sensi dell'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07. Le proposte dell'Autorità sono state accolte dal Ministro dello sviluppo economico all'interno del decreto 23 novembre 2007, con il quale sono stati stabiliti:

- la durata del periodo di erogazione del servizio di salvaguardia, pari a due anni, a eccezione della prima applicazione, in cui è pari a un anno;
- la distinzione delle procedure concorsuali per aree territoriali, definite per ciascun periodo di salvaguardia;
- l'affidamento della gestione delle procedure concorsuali a un soggetto terzo, identificato nell'Acquirente Unico;

- il riconoscimento all'esercente il servizio di salvaguardia di un corrispettivo a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso, dei servizi di dispacciamento e dei costi di commercializzazione, articolato per fascia oraria.

Con la delibera 21 dicembre 2007, n. 337, successivamente modificata e integrata dalla delibera 8 febbraio 2008, n. 13 (ARG/elt), l'Autorità ha definito le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, stabilendo come data di entrata in operatività del servizio di salvaguardia l'1 maggio 2008. La delibera ha inoltre definito:

- le seguenti 6 aree territoriali per l'erogazione del servizio di salvaguardia: Piemonte/Valle d'Aosta/Liguria; Lombardia/Trentino-Alto-Adige; Veneto/Friuli-Venezia-Giulia/Emilia Romagna; Toscana/Umbria/Marche/Sardegna; Lazio/Abruzzo/Molise; Campania/Puglia/Basilicata/Calabria/ Sicilia;
- le modalità, i tempi e i criteri per la messa a disposizione ai partecipanti dei dati relativi al numero dei punti di prelievo e all'energia elettrica prelevata dai clienti serviti in salvaguardia nei 12 mesi precedenti il mese di presentazione delle istanze;
- le modalità per l'organizzazione delle procedure concorsuali stabilendo, tra l'altro, i requisiti per l'ammissione e le condizioni minime contrattuali;
- le modalità e i tempi delle comunicazioni da parte degli esercenti la salvaguardia nei confronti dell'Acquirente Unico, relative al numero di punti di prelievo serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia;
- il corrispettivo di salvaguardia da riconoscere agli esercenti nel caso in cui il numero dei punti di prelievo dei clienti serviti in salvaguardia sia esiguo.

L'Autorità, con la delibera 25 gennaio 2008, n. 3 (ARG/elt), ha approvato lo schema di Regolamento disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia, predisposto dall'Acquirente Unico, secondo quanto previsto dalla delibera n. 337/07. Il Regolamento, modificato in seguito all'approvazione della delibera dell'Autorità ARG/elt 13/08, è stato pubblicato in data 10 febbraio 2008 sul sito dell'Acquirente Unico. L'esito della procedura concorsuale per

il periodo di salvaguardia dall'1 maggio 2008 al 31 dicembre 2008, pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico il 22 febbraio 2008, è il seguente:

- la società Exergia Spa è stata selezionata per le aree territoriali di Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia e Trentino-Alto-Adige; Veneto, Friuli-Venezia-Giulia ed Emilia Romagna;
- la società Enel Energia Spa è stata selezionata per le aree territoriali di Toscana, Umbria, Marche e Sardegna; Lazio, Abruzzo e Molise; Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

L'Autorità, con delibera 5 marzo 2008, n. 26 (ARG/elt), ha definito i dati anagrafici che devono essere trasferiti dall'esercente la salvaguardia uscente al nuovo esercente la salvaguardia identificato a seguito delle procedure concorsuali, ai fini dell'espletamento, da parte del medesimo nuovo esercente, degli obblighi informativi previsti ai sensi della delibera n. 337/07, stabilendo che tali informazioni comprendano i dati necessari ai fini della fatturazione dei clienti finali in salvaguardia e il profilo orario dei clienti serviti in salvaguardia con riferimento a ciascun punto di dispacciamento.

Mercato al dettaglio – Morosità dei clienti finali o inadempimento da parte del venditore

Al fine di incrementare l'efficienza e la liquidità del sistema e in considerazione della necessità di rafforzare, nel nuovo assetto liberalizzato del mercato, gli strumenti di tutela del credito a disposizione degli esercenti la vendita in caso di morosità del cliente finale, l'Autorità, sulla base degli orientamenti raccolti con il Documento per la consultazione 12 marzo 2007, n. 14, è intervenuta, con la delibera 25 gennaio 2008, n. 4 (ARG/elt), prevedendo la possibilità per l'esercente la vendita di sospendere la fornitura di energia elettrica nei confronti dei clienti finali morosi. La richiesta di sospensione della fornitura può essere presentata:

- dal venditore per i clienti finali serviti sul mercato libero;
- dall'esercente la maggior tutela per i clienti finali nei cui confronti eroga tale servizio;
- dall'esercente la salvaguardia per i clienti finali nei cui confronti eroga tale servizio.

La medesima delibera ha stabilito una serie di obblighi informativi a carico dell'esercente la vendita nel caso in cui quest'ultimo avesse deciso di sospendere la fornitura, volti ad assicurare al cliente finale trasparenza e certezza sia sulle conseguenze che gli potranno derivare dall'inadempimento, sia sulle modalità per porvi rimedio. In particolare, la delibera ha disposto che l'esercente la vendita, prima di effettuare la richiesta di sospensione all'impresa distributrice, sia tenuto a costituire in mora il cliente finale, mediante comunicazione scritta a mezzo di raccomandata, in cui devono essere indicati:

- il termine ultimo entro cui il cliente è tenuto a provvedere al pagamento;
- il termine decorso il quale, in costanza di mora, l'esercente la vendita provvederà a inviare all'impresa distributrice la richiesta di sospensione della fornitura;
- le modalità con cui il cliente può comunicare l'avvenuto pagamento.

La delibera ha previsto che il termine di pagamento previsto prima della sospensione non possa risultare comunque inferiore ai 5 giorni dalla ricezione da parte del cliente della comunicazione inviata dall'esercente la vendita. Nel caso di clienti finali connessi in bassa tensione, la comunicazione deve specificare che, qualora sussistano le condizioni tecniche del misuratore, prima della sospensione della fornitura verrà effettuata una riduzione della potenza a un livello pari al 15% della potenza disponibile e che, decorsi 10 giorni dalla riduzione della potenza disponibile, in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale, verrà effettuata la sospensione della fornitura.

La possibilità di sospendere la fornitura in caso di morosità del cliente finale ha incontrato una disciplina derogatoria per i clienti finali definiti come non disalimentabili. Se questi ultimi sono serviti da un venditore del mercato libero, l'impresa distributrice, a seguito della richiesta di risoluzione del contratto di trasporto per morosità del cliente finale, è tenuta a trasferire i punti di prelievo oggetto della richiesta, a seconda della tipologia di cliente, nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico, per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, e nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia, per i clienti finali aventi diritto alla salvaguardia. Per quanto riguarda, invece, i clienti morosi non disa-

limentabili serviti nell'ambito della maggior tutela e della salvaguardia, l'Autorità ha emanato il 2 agosto 2007 il Documento per la consultazione n. 35, per raccogliere il parere degli operatori sulle procedure da adottare per il recupero dei crediti degli esercenti tali servizi in caso di morosità dei clienti finali non disalimentabili. L'Autorità intende prevedere che gli esercenti il servizio di maggior tutela o il servizio di salvaguardia debba procedere all'attivazione di un piano di rateizzazione del rientro del credito, in caso di mancata corresponsione dei pagamenti dovuti. Per quanto riguarda, invece, il venditore del mercato libero, con il medesimo Documento per la consultazione l'Autorità ha proposto che il cliente moroso non disalimentabile non possa sottoscrivere un nuovo contratto sul mercato libero finché non avrà ripagato i debiti contratti con il precedente venditore. La disciplina attuale prevede che il trasferimento dei clienti finali morosi non disalimentabili nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o dell'esercente la salvaguardia in seguito alla richiesta di sospensione da parte del venditore del libero mercato avvenga indipendentemente dall'ottemperamento dei debiti pregressi da parte del cliente nei confronti del venditore stesso, che può tentare di recuperare i pagamenti insoluti esclusivamente attraverso vie giudiziali o tramite accordi di tipo privatistico.

La delibera ARG/elt 4/08 ha stabilito le modalità per l'accesso ai servizi di maggior tutela o di salvaguardia nelle ipotesi in cui sia il venditore del mercato libero a risultare inadempiente nei riguardi di Terna o dell'impresa distributrice. La disciplina prevede che, a seguito della risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento del venditore, l'impresa distributrice debba provvedere a trasferire i punti di prelievo associati al venditore inadempiente:

- nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico per i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;
- nel contratto di dispacciamento dell'esercente la salvaguardia per i clienti aventi diritto alla salvaguardia.

Mercato al dettaglio – Regolazione dello switching dei clienti finali

L'Autorità, tenuto conto delle modifiche intervenute nel mercato della vendita al dettaglio e delle esigenze di tutela del credito precedentemente richiamate, ha provveduto a regolare i processi di *switching* da parte dei clienti finali. La delibera 28

marzo 2008, n. 42 (ARG/elt), ha stabilito che l'utente del dispacciamento o l'esercente la maggior tutela siano tenuti a presentare all'impresa distributrice la richiesta di *switching* relativa ai punti di prelievo attivi, contenente l'identificativo del punto di prelievo interessato (POD) e il codice fiscale/partita IVA del cliente finale, insieme alla data a partire dalla quale si desidera che lo *switching* abbia effetto. Qualora lo *switching* sia conseguente alla conclusione di un nuovo contratto di vendita da parte del cliente finale, la richiesta può essere presentata solo una volta decorso il tempo a disposizione del cliente finale per esercitare il diritto di ripensamento e successivamente all'esercizio del recesso dal precedente contratto da parte del cliente stesso. Per quanto riguarda i punti di prelievo nuovi o precedentemente disattivati, salvo quanto previsto dalla delibera ARG/elt 4/08 in materia di *switching* in caso di morosità del cliente finale, la richiesta da parte dell'utente del dispacciamento o dell'esercente la maggior tutela deve essere presentata contestualmente alla richiesta di attivazione della fornitura e deve contenere, oltre al POD identificativo del punto di prelievo interessato e al codice fiscale/partita IVA del cliente finale, anche l'indirizzo in cui è localizzato il punto di prelievo. Se le richieste sono formulate correttamente, l'impresa distributrice provvede a eseguire lo *switching*, e l'eventuale attivazione, spostando o inserendo il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento e di trasporto del nuovo utente del dispacciamento oppure attivando il servizio di maggior tutela.

I processi di *switching* relativi ai punti di prelievo già sospesi per morosità del cliente finale, sono stati disciplinati con la delibera ARG/elt 4/08. L'Autorità ha stabilito che l'impresa distributrice sia tenuta a informare l'esercente la vendita entrante che il punto di prelievo risulta sospeso a seguito di una richiesta da parte dell'esercente la vendita uscente. Al venditore entrante è quindi concessa la facoltà di revocare la richiesta di *switching*. Secondo la medesima delibera, nel caso in cui le procedure di *switching* fossero relative a punti di prelievo associati a clienti finali in precedenza forniti dall'esercente la salvaguardia, la richiesta di *switching* deve contenere la proposta irrevocabile del venditore entrante di acquistare l'eventuale credito nei confronti del cliente finale dell'esercente la salvaguardia relativo alle due ultime fatture emesse per il servizio prestato. Il credito comprende sia le somme fatturate a titolo di corrispettivo sia gli eventuali interessi maturati per il ritardo nel pagamento.

Rinnovabili – Regole per l'avvio operativo del Conto energia

A seguito del procedimento avviato con la delibera 26 febbraio 2007, n. 40, l'Autorità, con la delibera 11 aprile 2007, n. 90, in attuazione del decreto 19 febbraio 2007 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, ha definito le regole per l'avvio operativo del Conto energia ai fini di incentivare la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Tale meccanismo ha l'obiettivo di incentivare l'energia prodotta e di arrivare all'installazione di almeno 1.200 MW.

In particolare, l'Autorità ha regolato le condizioni per la realizzazione di unità di produzione fotovoltaiche, in termini di connessioni con la rete elettrica e di misura dell'energia prodotta, ai fini dell'erogazione della tariffa incentivante. L'Autorità ha definito inoltre le condizioni e le modalità per l'ammissibilità al Conto energia e per l'erogazione della tariffa e del premio, nonché gli obblighi da rispettare nella gestione dell'impianto ammesso agli incentivi e le modalità di raccolta delle risorse per l'erogazione degli incentivi e per la gestione delle attività previste dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007. Tali disposizioni sono gestite operativamente dal GSE, che ha attivamente collaborato con l'Autorità alla loro definizione.

Rinnovabili – Ritiro dedicato

Con la delibera 6 novembre 2007, n. 280, l'Autorità ha definito alcune regole per facilitare il ritiro dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili e da unità di produzione di media e piccola taglia connesse con la rete di distribuzione, garantendo ai produttori maggiori certezze e procedure semplificate ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239.

In particolare, con la delibera n. 280/07 l'Autorità ha regolato le procedure per il ritiro dedicato dell'energia elettrica da parte del Gestore del sistema elettrico (GSE). Il GSE, in tale ambito, riveste il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, normato attraverso un'apposita convenzione. Le funzioni di ritiro fisico dell'energia elettrica, oltre che di rilevazione e registrazione delle misure, continuano a essere svolte dal gestore di rete cui l'impianto è connesso.

Il GSE riconosce al titolare di impianti di potenza maggiore di 1 MW, un prezzo di ritiro pari al prezzo zonale registrato nel mercato del giorno prima, mentre per i piccoli impianti di produzione da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, caratterizzati da costi di esercizio e manutenzione più elevati, sono previsti prezzi minimi garantiti definiti direttamente dall'Autorità. Inoltre, per i soli impianti di potenza nominale elettrica superiore a 50 kW sono applicati i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni, e per i soli impianti alimentati da fonti programmabili sono applicati i corrispettivi di sbilanciamento. La regolazione dei corrispettivi di trasporto previsti dalla vigente normativa è effettuata direttamente con il GSE.

Una delle maggiori novità rispetto al precedente regime (disciplinato con delibera 23 febbraio 2005, n. 34) consiste nel trasferimento, anche nel regime dedicato, dell'obbligo di invio dei programmi di produzione degli impianti alimentati da fonti programmabili. In particolare è stato previsto in capo alle unità di produzione di potenza superiore a 1 MW alimentate da fonti programmabili e alle unità di produzione di potenza maggiore o uguale a 10 MVA l'obbligo di comunicazione dei programmi di immissione al GSE. Per le unità di produzione di potenza inferiore a 1 MW alimentate da fonti programmabili e le unità di produzione di potenza inferiore a 10 MVA alimentate da fonti rinnovabili non programmabili è stata invece introdotta la facoltà di trasmettere i programmi. Sono stati anche introdotti dei corrispettivi di sbilanciamento relativi ai soli impianti alimentati da fonti programmabili. Il nuovo schema di ritiro dedicato è operativo dall'1 gennaio 2008.

Rinnovabili – Criteri per la definizione del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento dei certificati verdi

Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 24 (ARG/elt), l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008), ha identificato i criteri per la definizione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi.

Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2007, pari a 67,12 €/MWh, è stato calcolato come la media aritmetica dei prezzi riconosciuti nel 2007 all'energia elettrica prodotta da unità di produzione alimentate a fonti rinnovabili

che cedevano l'energia ai sensi della delibera n. 34/05. Questo valore ha portato a determinare un prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2008 pari a 112,88 €/MWh.

Per gli anni successivi al 2008, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore dei certificati verdi è pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zionali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera n. 280/07.

Cogenerazione

I parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione sono stati introdotti per la prima volta con la delibera 19 marzo 2002, n. 42. Nello specifico essi riguardavano, tra gli altri, il rendimento elettrico netto medio annuo di un impianto destinato alla sola produzione di energia elettrica o alla sola produzione di energia termica a fini civili o industriali, il limite termico minimo e l'indice di risparmio di energia. Per tali parametri era stato previsto un periodo di validità fino al 31 dicembre 2005, nonché un successivo aggiornamento con cadenza biennale che tenesse conto dell'evoluzione tecnologica del settore. Tale revisione è avvenuta con la delibera 29 dicembre 2005, n. 296, che ha aggiornato i valori dei parametri per il periodo dall'1 gennaio 2006 al 31 dicembre 2007.

In seguito, con la delibera 6 dicembre 2007, n. 307, l'Autorità ha stabilito che i parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione in vigore dall'1 gennaio 2008 fino al 31 dicembre 2009 siano i medesimi indicati dalla delibera n. 296/05 e validi per il precedente periodo.

Generazione distribuita – Avvio dell'aggiornamento del quadro regolatorio

Al fine di aggiornare il quadro regolatorio relativo alla GD, l'Autorità, con la delibera n. 40/07, ha avviato un procedimento per la valutazione dell'impatto sul sistema elettrico degli impianti di media e piccola taglia connessi con la rete di distribuzione. Nel medesimo contesto si collocano i successivi Documenti per la consultazione del 26 febbraio 2007, n. 9 e n. 10.

Il Documento per la consultazione n. 9/07, relativo alle condi-

zioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di generazione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale minore o uguale a 1 kV, muove dal crescente interesse verso lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione basato su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Ciò si riflette nella necessità di ridefinire le condizioni tecnico-economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione in bassa tensione.

Il Documento per la consultazione n. 10/07 mira invece a fare chiarezza sull'aspetto della misurazione dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione, con particolare riferimento ai casi in cui la misurazione è funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne prevede l'utilizzo esplicito, come nel caso degli impianti di produzione fotovoltaici ammessi al beneficio degli incentivi in conto energia o in caso di rilascio dei certificati verdi.

Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita

Con la delibera 18 dicembre 2007, n. 328, l'Autorità ha approvato il Documento *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2005* predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 89, della legge n. 239/04. Per Generazione distribuita (GD) è da intendersi l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA, che comprende il sottoinsieme della Piccola generazione (PG), definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW.

Il monitoraggio, che attualmente esclude dall'analisi gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, concerne:

- lo stato di evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2005;
- il quadro regolatorio attualmente applicabile alla GD, per la parte 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 GD può comportare sul sistema elettrico, sulle necessità di sviluppo di carattere infrastrutturale e in materia normativa/regolatoria.

I temi relativi alla diffusione della GD e della PG sono argomenti di approfondimento rilevanti alla luce della possibile evoluzione del parco di generazione italiano. Pertanto un monitoraggio periodico del parco di generazione esistente e della sua evoluzione nel tempo diventa sempre più importante. L'obiettivo è quello di perseguire la massima efficienza dal punto di vista sia della produzione di energia elettrica e termica sia dell'integrazione degli impianti di GD e PG nel sistema elettrico nazionale, prestando particolare attenzione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e alla produzione combinata di energia elettrica e calore che ricadono in tale ambito.

Testo integrato dello scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è la modalità che consente di operare un saldo netto (*net metering*) tra le immissioni in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti e i prelievi di energia elettrica dalla rete in caso di non contemporaneità tra produzione e consumo e nei casi in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata coincidano. In pratica è come se venisse utilizzata la rete per immagazzinare l'energia elettrica immessa quando non ci sono necessità di consumo, ripreleandola dalla rete medesima quando serve. Con il Documento per la consultazione del 31 luglio 2007, n. 31, l'Autorità ha proposto uno schema di *Testo integrato dello scambio sul posto*.

Il Documento per la consultazione, in particolare, si è focalizzato sulle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da:

- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza nominale non superiore a 200 kW, ai sensi dell'art. 6,

comma 6, del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03.

Oggetto del medesimo Documento sono state inoltre le modalità procedurali per accedere allo scambio sul posto, nonché l'accesso al sistema elettrico dell'energia oggetto di tale servizio.

Il Documento per la consultazione n. 31/07 ha tratto origine dalla delibera 12 aprile 2007, n. 91, con la quale l'Autorità ha avviato un procedimento in attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di cogenerazione ad alto rendimento in relazione ai profili di pertinenza dell'Autorità medesima, tra i quali rientra appunto la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da tali tipologie di impianti con potenza nominale non superiore a 200 kW. Nel primo Documento per la consultazione n. 31/07, pubblicato nell'ambito del predetto procedimento, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti circa la definizione della disciplina dello scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, prefigurando un assetto di erogazione del servizio innovativo rispetto all'assetto precedentemente adottato in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 6 del decreto legislativo n. 387/03, per gli impianti fino a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili.

L'assetto per l'erogazione del servizio di scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento è risultato suscettibile di essere esteso anche allo scambio sul posto per le fonti rinnovabili (fino a 20 kW) a formare un quadro unitario per la disciplina di tale servizio, come proposto con il Documento per la consultazione n. 31/07.

Regolamentazione delle infrastrutture

Approvvigionamento a termine delle risorse di dispacciamento

Con la delibera 6 giugno 2007, n. 130, l'Autorità ha approvato per la prima volta, in via sperimentale per il solo anno 2007, delle procedure per l'approvvigionamento a termine, attraverso meccanismi trasparenti, di alcune risorse per il servizio di dispacciamento, in particolare con riferimento a: la presenza in servizio; la riserva di sostituzione rotante; la riserva di sostituzione fredda; la riserva di sostituzione senza specificazione di stato e la riserva pronta senza vincoli di gradiente. La delibera 9 giugno 2006, n. 111, consente, infatti, a Terna di approvvigionarsi delle risorse necessarie per la gestione e il bilanciamento del sistema non solo per mezzo dell'apposito mercato – Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD), articolato in una fase di programmazione nel giorno precedente a quello di consegna e in una fase di gestione in tempo reale – ma anche attraverso la stipulazione di contratti a termine con gli operatori attraverso procedure trasparenti e non discriminatorie. La possibilità di approvvigionare a termine alcune risorse potrebbe consentire a Terna di gestire meglio il fabbisogno delle varie risorse nell'MSD, garantendo al contempo una stabilizzazione dei relativi costi. La delibera n. 130/07 prevede inoltre che Terna invii una proposta per la definizione delle procedure finalizzate alla conclusione di contratti di durata pluriennale per l'approvvigionamento di nuova capacità produttiva garantita da unità turbogas a ciclo aperto. Tale disposizione intende assicurare al sistema la necessaria riserva di potenza da impianti di punta quali quelli indicati, garantendo un'adeguata remunerazione agli investimenti in questo settore specifico.

Approvvigionamento all'estero delle risorse per il dispacciamento in situazioni eccezionali di criticità

La delibera 17 luglio 2007, n. 184, si colloca nell'ambito delle disposizioni dell'Autorità volte a prevenire possibili criticità

nell'esercizio del sistema elettrico in condizioni eccezionali quali quelle che possono verificarsi in alcune ore di periodi estivi particolarmente torridi o di periodi invernali caratterizzati da temperature estremamente rigide. In tali condizioni può infatti verificarsi, in concomitanza con punte di domanda particolarmente elevate, una scarsità di offerta dovuta anche a distorti meccanismi di mercato, in particolare del gas naturale, che possono spingere gli operatori a esportare energia elettrica anziché destinarla alla copertura del mercato interno, come per esempio durante l'inverno 2005-2006. Con la delibera n. 184/07 l'Autorità ha consentito a Terna, nelle condizioni eccezionali di criticità sopra descritte, di importare energia elettrica in Italia per mezzo di contratti appositamente stipulati con soggetti aventi disponibilità di energia (produttori e trader) nei mercati esteri, quale misura estrema per la copertura del carico interno. L'Autorità ha inoltre stabilito che gli eventuali oneri sostenuti da Terna per l'approvvigionamento di tale energia siano da ricomprendere nei costi per il dispacciamento. La delibera prevede l'obbligo da parte di Terna di dare piena informativa all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico in merito agli eventuali contratti stipulati e ai relativi costi.

Determinazione delle partite di energia di competenza di diversi utenti del sistema

Con la delibera 16 luglio 2007, n. 177, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per acquisire sufficienti elementi informativi in merito ad alcune anomalie nella determinazione delle partite di energia elettrica di competenza dei diversi utenti del sistema, segnalate da Terna nei primi mesi dell'anno 2007. In particolare Terna, quale responsabile del servizio di aggregazione delle misure, aveva denunciato alcuni valori abnormi di differenza nel bilancio mensile della rete di trasmissione nazionale (RTN) tra le immissioni e i relativi prelievi

attribuiti ai diversi utenti del dispacciamento, valori certo non compatibili con le perdite nelle reti di trasporto. Da una prima indagine condotta da Terna tali anomalie potrebbero essere riconducibili a errori sistematici commessi dalle imprese distributrici nella determinazione dei prelievi dalle proprie reti possibilmente riscontrabili anche negli anni antecedenti al 2007. L'indagine conoscitiva avviata dall'Autorità mira a fare chiarezza sulle cause di tale situazione, che genera notevoli distorsioni al sistema e ne compromette il corretto funzionamento, attraverso l'individuazione delle diverse responsabilità dei soggetti coinvolti e delle possibili violazioni della normativa. A seguito dell'avvio dell'istruttoria Terna ha provveduto, sulla base dell'attività svolta in collaborazione con le imprese distributrici, a correggere i valori delle partite di energia elettrica attribuita ai diversi utenti del dispacciamento, disponendo il conguaglio delle conseguenti posizioni economiche anche per gli anni antecedenti al 2007.

Poiché dall'esame dei dati acquisiti in sede di istruttoria, ai sensi della delibera n. 177/07, è emersa la loro incompletezza e la necessità di procedere a ulteriori analisi e approfondimenti, con la delibera 21 dicembre 2007, n. 336, l'Autorità ha disposto il differimento del termine di chiusura della medesima istruttoria al 30 giugno 2008.

Reintegrazione dei maggiori costi sostenuti dagli operatori per l'alimentazione degli impianti a olio combustibile nel corso dell'emergenza gas

Per fronteggiare la crisi nell'approvvigionamento del gas naturale verificatasi nel periodo compreso tra gennaio e marzo 2006, il Governo ha emanato il decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19, poi ratificato dalla legge 8 marzo 2006, n. 108 (*Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale*), con l'obiettivo di contenere l'utilizzo di gas nell'alimentazione degli impianti di generazione elettrica.

Più precisamente, con riferimento al periodo compreso tra il 25 gennaio e il 31 marzo 2006, il decreto ha autorizzato la sospensione dell'osservanza dei valori limite per le emissioni degli impianti a olio combustibile ed ha previsto che tali impianti, equiparati alle unità produttive essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, fossero dispacciati in base a un programma di utilizzo definito settimanalmente da Terna e inviato al Ministero delle attività produttive, al Ministero del-

l'ambiente e all'Autorità. Il decreto legge ha inoltre previsto che i maggiori oneri eventualmente derivanti dall'applicazione di tali programmi fossero reintegrati alle imprese di produzione in base a corrispettivi definiti dall'Autorità.

L'Autorità, con delibera 1 agosto 2006, n. 178, ha definito la procedura in base alla quale gli operatori interessati potevano richiedere il reintegro dei maggiori costi, nonché le modalità di calcolo degli importi da riconoscere agli operatori. In particolare, l'art. 5 della delibera n. 178/06, stabilisce che il corrispettivo a copertura dei costi variabili, dovuto agli operatori per ogni ora di funzionamento delle unità produttive interessate nel periodo di emergenza gas, sia pari alla differenza tra i costi variabili sostenuti per generare il quantitativo di energia prodotta da olio combustibile (al netto di quanto sarebbe stato comunque prodotto in assenza dei vincoli in oggetto) e i ricavi da detto quantitativo valorizzati al prezzo sul mercato del giorno prima per l'ora di riferimento. Tale valore deve essere diminuito per un importo pari alla differenza tra i costi variabili che sarebbero comunque stati sostenuti per generare il quantitativo di energia prodotta dal gas in assenza dei vincoli in oggetto, al netto dei costi effettivamente sostenuti per generare energia da gas, e i ricavi da detto quantitativo valorizzati al prezzo sul mercato del giorno prima.

Tra le voci di costo variabile rilevanti per il calcolo descritto sono annoverati, oltre ai costi del combustibile, anche i costi d'acquisto dei crediti di emissione di CO₂, e la tassa sulle emissioni di anidride solforosa e di ossido di azoto. Tra i costi fissi incrementali, sono invece annoverati i costi per il riavvio delle unità di produzione richiamate all'esercizio dalla legge n. 108/06.

La delibera prevede, infine, che l'Autorità, nella persona del Direttore della Direzione mercati, allora Direttore della Direzione energia elettrica, in quanto responsabile del procedimento amministrativo per la quantificazione dei maggiori costi sostenuti, richieda i dati rilevanti agli operatori che si siano candidati al reintegro, e stabilisca con successivi provvedimenti i corrispettivi dovuti in base alla suddetta metodologia a valere sugli oneri generali per la sicurezza del sistema del gas. Facendo seguito a tale delibera, l'Autorità sta procedendo all'analisi delle richieste di ammissione al reintegro di tutti i produttori interessati, e ha finora approvato la corresponsione dei corrispettivi di cui all'art. 1, comma 5, della legge n. 108/06, ai seguenti operatori:

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- Enel Produzione Spa, per circa 66 milioni di euro, con la delibera 16 luglio 2007, n. 178;
- Endesa Italia Spa per circa 13 milioni di euro, con la delibera 27 novembre 2007, n. 295;
- Edipower Spa, per circa 23 milioni di euro, con la delibera 27 novembre 2007, n. 296.

In tre occasioni, a partire dal 3 agosto 2005, l'Autorità ha poi segnalato agli organi legislativi e all'esecutivo la necessità di incentivare gli investimenti in infrastrutture di stoccaggio o di rigassificazione al fine di prevenire simili contingenze e di aumentare la concorrenzialità del mercato e la sicurezza del sistema energetico nazionale: come da segnalazione al Parlamento e al Governo del 3 agosto 2005 e del 24 luglio 2007 e da Audizione alla Camera dei deputati del 3 ottobre 2007.

 Profilazione dei consumi di energia elettrica

La delibera 31 ottobre 2007, n. 278, il cosiddetto *Testo integrato load profiling*, ha sancito una profonda revisione della disciplina della profilazione convenzionale del carico, introdotta con la delibera 16 ottobre 2003, n. 118, in vigore fino all'1 aprile 2008. Il meccanismo di profilazione riveste un'importanza fondamentale nell'ambito del dispacciamento del sistema elettrico in quanto consente di attribuire, convenzionalmente, agli utenti del sistema un valore di prelievo orario anche per i punti di prelievo non trattati su base oraria. Il valore di prelievo orario è determinato come quota parte del Profilo residuo di area (PRA), cioè della differenza oraria tra la totale energia immessa in un'area di riferimento e l'energia prelevata nella medesima area dai punti di prelievo misurati a livello orario. Il *Testo integrato load profiling* ha consentito di superare alcune criticità del meccanismo del *load profiling* di cui alla delibera n. 118/03, in particolare per quanto concerne la disparità di trattamento tra utenti del mercato vincolato e mercato libero, e l'impossibilità di fornire agli utenti un segnale di prezzo coerente con l'andamento dei propri consumi.

I principali elementi di novità della disciplina del *load profiling* relativi ai clienti in maggior tutela sono:

- il trattamento su base oraria dei clienti con potenza disponibile superiore a 55 kW serviti nell'ambito della maggior tutela; nella disciplina precedente questi clienti erano nella

grande maggioranza soggetti a *load profiling*;

- la rilevazione per fasce orarie dell'energia elettrica prelevata dai clienti con misuratore telegestito e potenza disponibile non superiore a 55 kW; nella disciplina precedente la rilevazione riguardava il totale dei prelievi dei clienti non trattati orari, senza distinzione per fascia oraria;
- la rilevazione al termine di ogni bimestre convenzionale dell'energia elettrica prelevata da ciascun cliente con punto di prelievo trattato per fasce; nella disciplina precedente la rilevazione dell'energia elettrica prelevata dai clienti non trattati orari era annuale;
- il riferimento a bimestri convenzionali per la profilazione dei clienti; il bimestre convenzionale è definito come un periodo di due mesi che inizia il primo giorno di ciascun mese con numerario pari e termina l'ultimo giorno del mese successivo (febbraio-marzo; aprile-maggio; giugno-luglio; agosto-settembre; ottobre-novembre; dicembre-gennaio).

 Priorità di dispacciamento per gli impianti di produzione da fonti rinnovabili

A seguito del processo di consultazione avviato con il Documento 5 giugno 2007, n. 23, l'Autorità è intervenuta, con la delibera 18 dicembre 2007, n. 330, per regolare le condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento relativa a impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale, con particolare riferimento agli impianti eolici.

Secondo quanto disposto dalla delibera, Terna deve sottoporre all'Autorità e all'Ministro dello sviluppo economico un'integrazione al Codice di rete che specifichi le condizioni di attivazione, totali o parziali, delle disposizioni di cui all'Appendice 6 alla norma CEI 11-32, concernenti le azioni di regolazione e controllo nonché le azioni di modulazione della potenza immessa in rete. Inoltre la delibera ha introdotto il concetto di compensazione economica, a favore dei produttori, per la mancata produzione di energia derivante dal ricorso alle azioni di modulazione da parte del gestore della rete, nonché al fine del calcolo del periodo di rilascio dei certificati verdi conseguenti. La delibera ha specificato che il ricorso alle azioni di modulazione della produzione deve essere adottato unicamente per esigenze di mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Modifiche alla disciplina del dispacciamento economico

La delibera 29 dicembre 2007, n. 350, ha aggiornato la regolazione del dispacciamento di merito economico per l'anno 2008, modificando alcune disposizioni della delibera n. 111/06. Con tale delibera l'Autorità ha confermato la soglia del 3% al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo vengono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima ed ha prorogato la facoltà di Terna di presentare offerte integrative nel mercato del giorno prima al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Le modifiche introdotte prevedono, tra l'altro, l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento a prezzo marginale alle sole unità abilitate. Tale misura tutela in particolar modo le unità di cogenerazione di taglia superiore ai 10 MVA che, in quanto unità rilevanti, si trovavano fortemente penalizzate da eventuali sbilanciamenti che per le loro caratteristiche tecniche sono difficilmente in grado di controllare. Lo sbilanciamento a prezzo marginale viene quindi riservato a partire dal 2008 alle sole unità che partecipano all'MSD.

La delibera n. 350/07 ha infine disposto una modifica nella determinazione dei coefficienti di perdita standard nelle reti di trasporto, introducendo una nuova suddivisione per l'altissima tensione tra i valori di tensione di 220 kV e 380 kV.

Meccanismo incentivante a copertura dei costi riconosciuti a Terna per l'attività di dispacciamento

La delibera 28 dicembre 2007, n. 351, ha aggiornato a valere dall'anno 2008 il corrispettivo DIS indicato all'art. 46 della delibera n. 111/06 come "corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna" e a essa conferito per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. La delibera n. 351/07 ha stabilito che il corrispettivo venga determinato con metodologia analoga a quella utilizzata per la componente della tariffa di trasporto per il servizio di trasmissione CTR, prevista dal *Testo integrato del trasporto*. La delibera prevede, per il periodo 2008-2010, alcune forme di incentivi e penalità nell'aggiornamento annuale del corrispettivo DIS, da applicare a Terna per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. In particolare sono stati individuati due ambiti di intervento: la previsione del fabbisogno che quotidianamente Terna pubblica prima della

chiusura del mercato del giorno prima e la previsione della produzione eolica da impianti rilevanti per ciascuna ora del giorno successivo. Nel primo caso l'incentivo, valutato in 3 €/MWh, è riconosciuto a Terna sulla differenza tra un valore obiettivo, che per il 2008 è posto pari all'errore di previsione registrato nell'anno 2006, e l'errore di previsione conseguito. Tale errore è calcolato come la somma dei valori assoluti della differenza oraria della previsione di Terna comunicata al Gestore del mercato elettrico Spa (GME) e l'effettiva immissione complessiva misurata nel sistema in quell'ora. Il meccanismo prevede alcuni obiettivi annuali più stringenti a seconda del miglioramento conseguito da Terna e un tetto massimo annuo pari a 5 milioni di euro. Qualora Terna nei vari anni dovesse invece peggiorare rispetto al valore obiettivo fissato per il 2008 riceverebbe una penalizzazione di 3 €/MWh per ogni MWh di peggioramento, con un tetto massimo di 2,5 milioni di euro.

Un meccanismo analogo è stato introdotto per la valutazione del livello di previsione della produzione degli impianti eolici rilevanti: l'incentivo riconosciuto a Terna è pari a 3 €/MWh ed è applicato alla differenza tra il livello obiettivo e la somma delle differenze orarie tra previsione e produzione effettiva. Il livello obiettivo è fissato per il 2008 pari al 50% dell'energia immessa complessivamente dagli impianti ed è successivamente aggiornato sulla base delle performance di Terna; il tetto massimo di tale incentivo è fissato in 3 milioni di euro. Al contrario, ogni anno in cui Terna dovesse ottenere un errore di previsione superiore al 60% dell'energia complessivamente immessa dagli impianti eolici rilevanti, verrebbe penalizzata per un eguale ammontare (3 €/MWh) con un tetto massimo di 1,5 milioni di euro.

Avvio di procedimento per la definizione del Codice di rete per la distribuzione elettrica

Nella determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 21 febbraio 2007, n. 6, con cui è stato approvato il piano operativo annuale per l'anno 2007, l'Autorità richiama l'obiettivo generale di promozione dello sviluppo dei mercati concorrenziali, in coerenza con la disciplina comunitaria, che declina tra l'altro negli obiettivi strategici di:

- sviluppare e armonizzare i mercati dell'energia elettrica e del gas;

- garantire accesso trasparente e non discriminatorio alle infrastrutture regolate.

Con riferimento a entrambi gli obiettivi, ma soprattutto in relazione al secondo punto, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione del Codice di rete tipo per la distribuzione elettrica con la delibera 22 ottobre 2007, n. 268, finalizzata a formalizzare la disciplina dell'accesso e dell'erogazione del servizio, a garantire parità di condizioni tra gli operatori e a garantire coerenza, laddove possibile, con quanto deciso nell'ambito della delibera 29 luglio 2004, n. 138, e successive integrazioni, riguardanti la definizione dell'analogo strumento contrattuale per la distribuzione gas.

Il Codice di rete tipo nasce per disciplinare i rapporti tra l'esercente (la società di distribuzione), l'utente della rete (la società di vendita), il produttore e il cliente finale, definendo regole uniformi e stabili che l'esercente applicherà a tutti gli operatori di vendita (indipendentemente dall'assetto proprietario), in linea con il quadro regolatorio del settore del gas naturale. Tale uniformazione, indispensabile per abilitare un confronto realmente concorrenziale sul mercato al dettaglio, è candidata anche a consentire la riduzione dei costi di transazione e a ridurre i costi operativi di gestione di attività simili tra i mercati dell'energia elettrica e del gas.

La delibera n. 268/07 chiarisce infine il processo di avvicinamento alla definizione del Codice di rete tipo per la distribuzione elettrica: per arrivare alla formalizzazione del provvedimento in oggetto, l'Autorità potrà richiedere il coinvolgimento degli operatori di distribuzione e delle relative associazioni di categoria, della società Terna, delle associazioni rappresentative dei clienti grossisti, delle imprese e dei consumatori, organizzando gruppi di lavoro *ad hoc*.

Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione

A seguito del procedimento avviato con la delibera n. 40/07, 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 ha definito criteri puntuali per la misura dell'energia elettrica qualora i dati relativi all'energia prodotta siano necessari per l'attuazione di una disposizione normativa e in particolare

siano funzionali all'ottenimento degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

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.

La delibera n. 88/07 ha attribuito al gestore della rete la responsabilità del servizio di misura dell'energia prodotta dagli impianti con una potenza installata inferiore ai 20 kW. Per questo servizio, il soggetto titolare dell'impianto 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.

Disposizioni per la messa in servizio di misuratori elettronici e di sistemi di telegestione

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 292, l'Autorità ha introdotto direttive per l'installazione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione, definendone i requisiti funzionali minimi per i punti di prelievo in bassa tensione. Con la delibera 26 settembre 2007, n. 235, l'Autorità ha provveduto a definire le modalità per la messa in servizio dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione di cui alla delibera n. 292/06, e ha introdotto alcuni indicatori di prestazione e di grado di utilizzo dei sistemi di telegestione.

In particolare, con la delibera n. 235/07 sono stati rivisti gli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici monofase e trifase in capo al soggetto responsabile del servizio di misura. Ogni soggetto responsabile del servizio di misura rende disponibili alle funzioni di telegestione e di telelettura i misuratori entro il 30 giugno di ogni anno successivo a quello indicato, nella delibera, per l'installazione, in percentuali eguali. È stato inoltre introdotto l'obbligo di comunicazione all'Autorità del numero totale di punti dotati di misuratori effettivamente attivati.

L'Autorità ha definito alcuni indicatori di prestazione del sistema di telegestione in termini percentuali rispetto al tempo di transazione remota e al numero annuo di misuratori che hanno segnalato almeno una volta irregolarità di funzionamento, e alcuni indicatori del grado di utilizzo dei misuratori elettronici e del sistema di telegestione, in termini di numero di transazioni andate a buon fine o meno, sul numero di misuratori elettronici senza l'utilizzo del sistema di telegestione o sul numero delle transazioni effettuate su sistemi elettromeccanici.

L'Autorità ritiene inoltre opportuno che le prestazioni offerte dai nuovi contatori siano rese disponibili a tutti i consumatori, indipendentemente dalle dimensioni della società di distribuzione dalla quale sono serviti. A supporto dell'iniziativa, è stata prevista l'attivazione di un meccanismo di disincentivo verso ogni eventuale mancata o ritardata sostituzione degli attuali contatori elettromeccanici. L'iniziativa dell'Autorità è finalizzata a dare impulso allo sviluppo della concorrenza nella vendita di energia elettrica al dettaglio.

Allacciamenti – Modalità procedurali ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi

A partire dall'anno 2002, l'Autorità ha avviato un processo di revisione della disciplina delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi. La disciplina delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti elettriche da parte dei soggetti produttori e dei clienti finali è differenziata a seconda della tipologia di rete cui si fa riferimento. La connessione con reti elettriche in media e alta tensione è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2005, n. 281. Per quanto riguarda la connessione con reti elettriche in bassa tensione, il processo di revisione della normativa ha portato, a seguito del procedimento avviato con la delibera n. 40/07, all'adozione della delibera 11 aprile 2007, n. 89. In particolare, tale delibera 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. Il provvedimento n. 89/07 ha introdotto, tra l'altro, un sistema di indennizzi in caso di ritardi nella definizione del preventivo e nella realizzazione della connessione da parte dell'impresa distributrice e una riduzione del 50% dei corrispettivi di con-

nessione per gli impianti alimentati da fonte rinnovabile, in coerenza con quanto già previsto per le connessioni in media e alta tensione con la delibera n. 281/05. La delibera ha infine imposto agli operatori di distribuzione la pubblicazione delle regole tecniche di connessione per gli impianti di produzione connessi con la propria rete.

Successivamente, con il Documento per la consultazione 1 agosto 2007, n. 32, l'Autorità ha sottoposto alla consultazione il *Testo unico delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione*. Tale Documento si pone l'obiettivo di disporre di un unico corpo normativo, almeno per quel che riguarda la connessione con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi di impianti per la produzione di energia elettrica, armonizzando le diverse disposizioni vigenti in materia di condizioni procedurali, tecniche ed economiche, apportando anche alcune modifiche al relativo impianto regolatorio sulla base delle criticità emerse. In particolare, l'Autorità si è prefissata di operare un'integrazione delle delibere n. 281/05 e n. 89/07 in termini di procedure e tempistiche per la connessione, di messa a disposizione di spazi e porzioni di cabine di trasformazione, di corrispettivi di connessione e di soluzioni per la connessione.

Inoltre, nel corso del 2007, numerosi operatori e associazioni di settore hanno portato all'attenzione dell'Autorità problemi e difficoltà incontrati in occasione di richieste di connessione con la rete elettrica, sia in termini di ritardi nella messa a disposizione di preventivi, sia nella realizzazione delle connessioni, anche contestando il contenuto delle soluzioni tecniche proposte dai gestori di rete. La maggior parte dei casi segnalati riguarda la connessione con le reti di distribuzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il numero delle segnalazioni ha subito un consistente incremento negli ultimi mesi del 2007, giungendo a livelli tali da far ritenere necessario all'Autorità di avviare un'istruttoria conoscitiva sul servizio di connessione erogato dalle imprese distributrici agli impianti di generazione di energia elettrica, con particolare riguardo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale avvio è stato disposto con la delibera 22 novembre 2007, n. 290.

Sulla base delle segnalazioni pervenute, l'Autorità ha deciso di focalizzare l'istruttoria conoscitiva su due aspetti:

- i tempi di espletamento degli obblighi posti in capo alle imprese distributrici;

- il contenuto delle soluzioni per la connessione.

Con riferimento alle connessioni in BT, sono state richieste informazioni di dettaglio sul rispetto dei tempi per la consegna del preventivo e per la realizzazione della connessione, nonché sul numero degli indennizzi automatici riconosciuti nei casi di superamento dei termini temporali. Con riferimento alle connessioni in MT e AT, oltre alle richieste relative al rispetto dei tempi per la realizzazione della connessione, sono stati approfonditi alcuni aspetti legati ai contenuti delle soluzioni tecniche per la connessione.

Con la delibera 26 febbraio 2008, n. 8 (VIS), l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva. Le informazioni acquisite sono provenute da associazioni di settore e da operatori attivi nella produzione di energia elettrica, nonché dalle imprese distributrici. Le associazioni di categoria e gli operatori attivi nella fase di produzione hanno lamentato, documentandoli, comportamenti dilatori, ritardi sistematici e ingiustificati ostruzionismi da parte dei gestori di rete, proposte di soluzioni per la connessione onerose e dimensionate in maniera esorbitante rispetto alla potenza degli impianti da connettere.

In merito ai tempi per la connessione degli impianti di generazione sono stati richiesti e analizzati separatamente quelli relativi alle connessioni in media e alta tensione (disciplinati dalla delibera n. 281/05), da quelli relativi alle connessioni in bassa tensione (disciplinati dalla delibera n. 89/07).

Sulla base del Documento per la consultazione n. 32/07, dell'istruttoria conoscitiva sul servizio di connessione e della legge n. 244/07, che ha integrato le disposizioni di cui al decreto legislativo n. 387/03, in materia di connessioni con le reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Autorità, con il Documento per la consultazione 28 febbraio 2008, n. 5, ha proposto uno schema di *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione con le reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione*. Esso tratta in maniera congiunta le modalità procedurali e le condizioni tecnico-economiche per la connessione con le reti elettriche degli impianti di produzione di energia elettrica, con una particolare attenzione alla connessione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e con gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, scindendo la procedura per la connessione con la rete di distribuzione da quella per la connessione con la RTN.

Regole tecniche per la connessione con le reti con obbligo di connessione con terzi

L'Autorità, con la delibera 29 luglio 2004, n. 136, ha dedicato un procedimento specifico per quanto concerne le regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione.

Nell'ambito di tale procedimento, il Documento per la consultazione del 22 ottobre 2007, n. 41, apre alla possibile modifica "degli obblighi e dei criteri per la realizzazione delle opere di allacciamento alla rete elettrica di distribuzione" contenuti nel titolo I del provvedimento CIP 30 luglio 1986, n. 42, con riferimento ai seguenti temi prioritari:

- massima potenza prelevabile; il provvedimento discute l'opportunità di prevedere appositi meccanismi di limitazione della potenza prelevabile attraverso i misuratori elettronici e la soglia oltre la quale applicare tali meccanismi;
- disponibilità di aree; il provvedimento propone di conservare l'obbligo di fornitura delle aree necessarie per i lavori di connessione con la rete di distribuzione in MT/BT per i clienti che richiedano l'allacciamento, introducendo alcune limitazioni alla remunerazione da corrispondere ai suddetti clienti;
- limiti per la fornitura in bassa tensione; si propone di rendere possibile la richiesta da parte del cliente finale di particolari soluzioni tecniche, qualora ritenute compatibili con la sicurezza della rete, a fronte del pagamento di una remunerazione integrativa. Si sta inoltre valutando la possibilità di elevare il limite di potenza sotto la quale consentire la connessione in bassa tensione;
- collocazione dei punti di misura; si valuta l'opportunità di imporre l'allineamento delle attuali configurazioni impiantistiche al dettato del titolo I, comma 4, del provvedimento CIP n. 42/86, ipotizzando una contribuzione delle imprese di distribuzione ai costi per le opere elettriche ed edili necessarie alla centralizzazione dei misuratori secondo modalità definite dall'Autorità;
- regole tecniche di connessione in bassa tensione; per la determinazione di tali regole, si propone di applicare la medesima metodologia utilizzata nell'ambito della richiamata delibera n. 136/04 e di coinvolgere, di conseguenza il Comitato elettrotecnico italiano (CEI).

In seguito, con l'atto 22 novembre 2007, n. 45, è stato posto in consultazione lo schema di Regole tecniche di connessione (RTC) con le reti in alta e media tensione delle imprese distributrici di energia elettrica, redatto in collaborazione con il CEI. Il Documento riporta la Regola tecnica di riferimento, per la connessione di clienti finali e di soggetti titolari di imprese di produzione, che ciascun operatore di distribuzione potrà scegliere di adottare o di utilizzare quale base per la definizione della propria regola tecnica, richiedendo eventuali deroghe a fronte di esigenze specifiche certificabili.

Con la delibera 20 marzo 2008, n. 33 (ARG/elt), l'Autorità ha infine riconosciuto la norma CEI 0-16 quale Regola tecnica di riferimento per la connessione con le reti di distribuzione di

energia elettrica in alta e media tensione su tutto il territorio nazionale. La norma fornisce le prescrizioni di riferimento per la corretta connessione degli impianti degli utenti (RTC), tenendo conto delle caratteristiche funzionali, elettriche e gestionali della maggior parte delle reti italiane. Le prescrizioni, valide per tutti i distributori, sostituiranno quelle finora adottate autonomamente dalle imprese, al fine di definire un comportamento uniforme, trasparente e non discriminatorio sul territorio nazionale. La data di entrata in vigore della RTC è il 1° settembre 2008. Le imprese distributrici potranno richiedere all'Autorità eventuali deroghe su specifici aspetti puntuali della regola tecnica di riferimento, che di norma avranno valore transitorio e che saranno applicabili solo se approvate dalla stessa Autorità.

Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici

Nel corso dell'anno 2007 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato diverse linee di lavoro: l'introduzione di nuove disposizioni relative alle *interruzioni estese e prolungate*, con cui sono state portate a compimento le consultazioni svolte negli anni 2005 e 2006 e la *revisione complessiva della regolazione della qualità* dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita per il periodo di regolazione 2008-2011, nel quadro del procedimento avviato con la delibera 28 settembre 2006, n. 209. In esito a detto procedimento, dopo la pubblicazione di quattro Documenti per la consultazione, sono stati adottati nel mese di dicembre i provvedimenti finali (delibere 19 dicembre 2007, n. 333, e 27 dicembre 2007, n. 341, riguardanti rispettivamente le attività di distribuzione, misura e vendita e l'attività di trasmissione). Nel corso del 2007 sono continuate le attività correnti di *attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni*. Infine, nel corso del 2007 è stata

introdotta, a seguito di duplice consultazione, la regolazione della *qualità dei servizi telefonici commerciali (call center)*, delibera 19 giugno 2007, n. 139) che riguarda l'attività di vendita sia di energia elettrica sia di gas (vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

Nuovi standard e rimborsi per le interruzioni prolungate o estese

L'Autorità ha introdotto con la delibera 12 luglio 2007, n. 172, un sistema di standard e rimborsi automatici rivolti ai clienti coinvolti in interruzioni del servizio elettrico particolarmente lunghe ed estese. L'Autorità ha ritenuto 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

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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.

La direttiva prevede uno 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 (Tav. 2.1). Per le interruzioni, con e senza preavviso, che si prolunghino oltre i tempi fissati di ripristino, i clienti dovranno ricevere rimborsi automatici crescenti con l'aumentare della durata del disservizio (Tav. 2.2). 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 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 risarcimento, e poste a carico di un sistema di natura mutualistica attraverso un Fondo eventi eccezionali. La distinzione tra le tipologie di condizioni avviene attraverso il calcolo di un indice di eccezionalità. Sono previste, per quanto riguarda le responsabilità degli esercenti, esenzioni ai tempi standard di ripristino per motivi legati alle norme di sicurezza sul lavoro. Tali esenzioni non avranno effetto per quanto concerne i rimborsi ai clienti. Il Fondo eventi eccezionali sarà alimentato in parte dai clienti e in parte dalle imprese (sia di distribuzione sia di trasmissione).

TIPO DI INTERRUZIONE	GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE PER CLIENTI BT E MT	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso	• Alta concentrazione	8	4
	• Media concentrazione	12	6
	• Bassa concentrazione	16	8
Interruzioni con preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

TAV. 2.1

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura

ore

	CLIENTI BT PER USI DOMESTICI	CLIENTI BT E MT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA INFERIORE O UGUALE A 100 kW	CLIENTI BT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA SUPERIORE A 100 kW	CLIENTI MT PER USI NON DOMESTICI CON POTENZA SUPERIORE A 100 kW
Superamento standard	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW
Per ogni periodo ulteriore	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/kW ogni 4 ore	0,75 €/kW ogni 2 ore
Tetto massimo	300 €	1.000 €	3.000 €	6.000 €

TAV. 2.2

Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione

L'Autorità con questo provvedimento ha inoltre corresponsabilizzato Terna nel caso di disalimentazioni che abbiano origine sulla RTN e che contribuiscano, anche solo parzialmente, a interruzioni della fornitura ai clienti finali per durate superiori

agli standard massimi applicabili. Per i grandi *blackout*, la direttiva prevede una procedura speciale, secondo la quale l'Autorità può, sulla base delle stime iniziali disponibili, confermare – o ridurre – l'ammontare unitario (e quindi complessivo)

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

dei rimborsi. Al termine dell'eventuale istruttoria dell'Autorità, Terna potrà rivalersi sui soggetti produttori o sui distributori di cui venga accertata la responsabilità.

Il provvedimento dell'Autorità pone particolare attenzione anche ai piani di emergenza delle imprese distributrici, che verranno adottati da ciascuna impresa distributtrice in conformità alle *Linee guida* che verranno emesse dal Comitato elettrotecnico italiano (CEI) in modo da massimizzare il coordinamento con le Amministrazioni locali (Comuni, Province, Regioni) e nazionali preposte alla gestione delle emergenze e alla protezione civile. L'introduzione di standard sulla durata massima delle interruzioni non è una peculiarità italiana: standard analoghi sono stati introdotti in altri paesi europei come Gran Bretagna, Svezia, Norvegia, Francia. Nel Regno Unito, per esempio, sono stati introdotti sin dal 2003 standard e indennizzi che si appli-

cano, con modalità particolari, anche per interruzioni dovute a condizioni meteorologiche di particolare severità. In Francia, i rimborsi ai clienti sono riconosciuti anche in caso di interruzioni che interessano la rete di trasmissione, ma non sono applicabili in caso di condizioni meteorologiche eccezionali. Nei Paesi Bassi, Finlandia e Irlanda sono previsti standard ma sempre per eventi interruttivi non dovuti a condizioni meteorologiche eccezionali, ed escludendo guasti nel sistema di trasmissione o altre reti interconnesse.

Dal confronto con le principali esperienze internazionali emerge quindi che la regolazione introdotta in Italia è tra le più avanzate in Europa, prevedendo rimborsi ai clienti sia in caso di interruzioni che interessano la rete di trasmissione, sia per eventi interruttivi dovuti a condizioni meteorologiche eccezionali (Tav. 2.3).

TAV. 2.3

Standard europei sulla durata massima di interruzione
ore

PAESE	TERRITORIO URBANO (GRANDI CITTÀ)	SEMI-URBANO (MEDI COMUNI)	RURALE (PICCOLI COMUNI)
Francia	6 h (MT e BT esclusi eventi eccezionali; rimborso di piccola entità)		
Regno Unito	18 h (MT e BT condizioni normali, esclusa trasmissione)		
Italia	4 h (MT dal 2009) 8 h (BT dal 2009) tutti gli eventi	6 h (MT dal 2009) 12 h (BT dal 2009) tutti gli eventi	8 h (MT dal 2009) 16 h (BT dal 2009) tutti gli eventi
Svezia	12 h (MT e BT esclusi eventi fuori dal controllo del distributore e grandi <i>black out</i>)		
Irlanda	24 h (MT e BT esclusi eventi eccezionali ed eventi sulla rete di trasmissione)		

Fonte: CEER *Task Force on Quality of Supply, 3rd Benchmarking Report, 2005*; aggiornamenti per Spagna e Italia.

La nuova regolazione, che è confluita nelle disposizioni previste per il terzo periodo regolatorio (cfr. i paragrafi successivi), entrerà in vigore con gradualità, coinvolgendo le principali imprese distributrici in una prima fase (decorrenza 1 luglio 2009) e successivamente sarà estesa anche alle imprese distributrici di minore dimensione, anche per tenere conto della tempistica definita con la delibera 20 giugno 2006, n. 122, per quanto concerne l'individuazione dei clienti BT effettivamente disalimentati.

Revisione della regolazione della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2008-2011

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. Per i

servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica il prossimo periodo regolatorio corrisponde al quadriennio 2008-2011 (terzo periodo regolatorio). L'esigenza di condurre in parallelo la revisione tariffaria e quella della regolazione della qualità dei servizi è da rinvenire, secondo le indicazioni della legge 14 novembre 1995, n. 481, nella necessità di fornire alle imprese regolate attraverso il meccanismo del *price cap* stimoli adeguati ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che le riduzioni dei costi necessarie a ottenere livelli di efficienza superiori possano essere perseguite a scapito della qualità del servizio fornito.

Il procedimento per la definizione della regolazione della qualità per il nuovo periodo regolatorio 2008-2011 si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di

trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica avviato con la delibera n. 208/06. Entrambi i procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'AIR avviata con delibera 28 settembre 2005, n. 203 (vedi anche il Capitolo 6 di questo Volume). Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell'AIR, l'applicazione alla regolazione della qualità del servizio ha delle caratteristiche peculiari, che la rendono notevolmente più complessa rispetto ad altre esperienze: nel procedimento sulla qualità del servizio confluiscono diversi servizi elettrici (trasmissione, distribuzione, misura e vendita) e per ciascuno di questi servizi gli aspetti considerati sono numerosi e a volte, tra loro, parzialmente dipendenti.

L'Autorità, per la miglior comprensione delle proposte, ha disposto che l'AIR venisse applicata "agli aspetti più rilevanti". La metodologia AIR ha favorito il dialogo con i soggetti interessati (imprese, consumatori, organismi tecnici ecc.) e ha permesso l'esame di opzioni alternative, proposte dall'Autorità o suggerite dalle parti interessate. In particolare, il procedimento si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in tre fasi di consultazione, corrispondenti all'emanazione di quattro distinti Documenti per la consultazione² e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità. Le proposte di regolazione sono state riformulate ogni volta tenendo ampiamente conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e degli obiettivi, in relazione agli specifici temi di volta in volta trattati; in ogni fase sono state accolte le proposte e le osservazioni che potevano rendere il provvedimento più funzionale agli obiettivi e agli scopi.

Nei primi mesi del 2007 è stata attivata una fase ricognitiva preliminare, che si è svolta attraverso incontri tematici con gli operatori e gli utenti dei servizi, tenuti anche in modo congiunto con il procedimento tariffario n. 208/06. La fase ricognitiva ha incluso l'acquisizione dei dati sulla qualità del ser-

vizio relativi al 2006, che le imprese distributrici hanno fornito all'Autorità entro la scadenza prevista per la comunicazione dei dati il 31 marzo 2007 e sono stati inoltre raccolti ulteriori dati di maggior dettaglio relativi alla consistenza e affidabilità degli impianti di distribuzione.

L'Autorità ha avviato infine un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio indirizzata ai clienti domestici e non domestici del servizio elettrico per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità del servizio (vedi Volume 1, Capitolo 2). L'indagine si è svolta nel corso del 2007 attraverso una fase qualitativa (con *focus group* di clienti domestici e interviste in profondità a clienti non domestici) e una fase quantitativa con interviste a due campioni rappresentativi, formati rispettivamente da 1.000 clienti domestici e 1.500 clienti non domestici. L'*executive summary* contenente i principali risultati della ricerca è stato reso disponibile in appendice alla *Relazione AIR* del provvedimento (vedi Volume 1, Capitolo 2).

Le proposte dell'Autorità per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel periodo di regolazione 2008-2011 sono state elaborate tenendo conto delle esigenze derivanti dall'evoluzione dei processi di liberalizzazione, dei confronti internazionali per quanto riguarda l'affidabilità delle reti di trasmissione e distribuzione, dell'esperienza attuativa della regolazione esistente e, per quanto possibile, della convergenza con il settore del gas.

I principali obiettivi individuati per la distribuzione sono stati:

- migliorare l'affidabilità delle reti di distribuzione MT e BT (obiettivo A);
- aumentare la tutela dei clienti finali che subiscono troppe interruzioni (obiettivo B);
- semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni (obiettivo C);

² Sono stati emanati quattro Documenti per la consultazione:

- il Documento diffuso il 4 aprile 2007, concernente *Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)*, Atto n. 16/07, conteneva alcune opzioni alternative di regolazione per ciascuno degli aspetti più rilevanti in esame; per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitati ai soggetti interessati osservazioni ed elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il Documento diffuso il 2 agosto 2007, concernente *Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)*, Atto n. 36/07, conteneva le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute;
- il Documento diffuso il 26 novembre 2007, recante lo *Schema di provvedimento del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*, Atto n. 46/07;
- con riferimento al servizio di trasmissione, è stato diffuso il 6 dicembre 2007 un quarto Documento per la consultazione, contenente uno *Schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011*, Atto n. 53/07.

- rafforzare la tutela dei clienti per gli aspetti di qualità commerciale (obiettivo D);
- ampliare il livello di tutela per i clienti serviti da piccole imprese distributrici (obiettivo E);
- assicurare l'efficacia della regolazione della qualità commerciale in regime di separazione tra imprese distributrici ed esercenti di vendita (obiettivo F);
- estendere al settore elettrico il metodo di verifica dei dati di qualità commerciale già introdotto per il settore gas (obiettivo G);
- promuovere gli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard di qualità e relativi incentivi, penalità e indennizzi (obiettivo H);
- favorire il miglioramento dei livelli di qualità della tensione (obiettivo I).

Per i principali tra questi obiettivi sono perciò state formulate ipotesi di regolazione, tramite opzioni alternative che sono state sottoposte a una valutazione qualitativa alla luce dei seguenti criteri:

- efficacia dell'intervento, ovvero la capacità dell'opzione stessa di raggiungere l'obiettivo specifico indicato e quindi di perseguire un beneficio più o meno esteso e più o meno intenso per i clienti finali;
- economicità per gli esercenti, ovvero la minimizzazione dei costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi elettrici interessati per attuare le azioni necessarie a ottemperare l'opzione di regolazione considerata (sommati, ove rilevanti, ai costi sostenuti dal sistema per lo stesso obiettivo; in tal caso si parla di economicità complessiva);
- semplicità amministrativa, ovvero la minimizzazione delle attività di amministrazione, vigilanza e controllo che devono essere eseguite in relazione a ciascuna opzione.

Ciascuno dei criteri indicati è stato valutato su una scala qualitativa a 5 livelli ("alto", "medio-alto", "medio", "medio-basso", "basso"); inoltre, a ogni opzione è stata associata una "valutazione qualitativa complessiva" in cui i diversi criteri sono stati implicitamente ponderati, assegnando pari importanza da una parte ai benefici (efficacia) e dall'altra ai costi (economicità e semplicità).

L'interazione con i soggetti partecipanti alla consultazione ha permesso di adeguare o modificare le opzioni iniziali ai suggerimenti e alle osservazioni emergenti dalla consultazione, affinando progressivamente le proposte; ove possibile, sono state forniti elementi quantitativi in un'ottica di analisi costi/benefici.

Continuità del servizio elettrico di distribuzione

La delibera n. 333/07 prevede molte novità sulla disciplina della continuità del servizio elettrico. Una delle principali novità, rispetto al testo precedente, è che nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 saranno progressivamente soggette alla regolazione incentivante tutte le imprese distributrici, anche quelle di minori dimensioni.

Il confronto internazionale mostra inoltre che l'Italia, nonostante i forti miglioramenti ottenuti in termini di durata delle interruzioni (che hanno permesso al nostro paese di collocarsi, per l'indicatore di durata, nelle primissime posizioni a livello europeo), non ha ancora una posizione di eccellenza per quanto riguarda il numero medio di interruzioni per cliente. Per questo, l'Autorità ha esteso per il terzo periodo di regolazione 2008-2011 il campo della regolazione incentivante per le imprese distributrici.

Nei precedenti periodi regolatori, la regolazione incentivante era limitata alla durata di interruzione. Tale regolazione incentivante è basata 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 sono 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. Tale regolazione ha prodotto notevoli effetti di miglioramento dei "minuti persi" a livello nazionale e regionale (vedi il Capitolo 2 del Volume I).

Con il periodo regolatorio 2008-2011, la regolazione incentivante viene estesa al numero delle interruzioni senza preavviso. Dal 2008, pertanto, i distributori hanno obiettivi di miglioramento non più solo relativamente alla durata di interruzione ma anche al numero delle interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti).

Sono stati confermati senza modifiche i livelli obiettivo per la regolazione della durata già adottati per il secondo periodo di regolazione; sono stati altresì definiti i nuovi livelli obiettivo per l'indicatore relativo al numero, pari a 1 interruzione (lunga o breve) per cliente all'anno in alta concentrazione, 2 in media concentrazione e 4 in bassa concentrazione. Per la determinazione dei livelli tendenziali di continuità per la regolazione incentivante della durata, si applica la regola già in vigore nel secondo periodo di regolazione, aggiornata per tenere conto che sono passati 4 dei 12 anni inizialmente fissati per il raggiungimento dei livelli obiettivo; il "livello di partenza" è dato dal livello effettivo del biennio 2006-2007, precedente al nuovo periodo di regolazione.

Per la regolazione incentivante del numero medio di interruzioni lunghe e brevi, il livello tendenziale del 2008 è fissato pari al livello di partenza. Per gli anni successivi si determinano i livelli tendenziali con una funzione lineare che prevede miglioramenti uguali in valore assoluto fino a raggiungere i livelli obiettivi in tre periodi di regolazione. Limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011, è previsto un tetto massimo del 6% al tasso di miglioramento tendenziale annuo richiesto per il numero medio di interruzioni lunghe e brevi per cliente, in modo da evitare obiettivi eccessivamente stringenti. Nel conteggio annuale delle interruzioni, effettuato cliente per cliente per verificare se gli standard sono rispettati o no, non verranno più escluse le interruzioni che si originano sulla rete di trasmissione o sulle reti di altri distributori interconnessi.

Gli incentivi o le penalità vengono calcolati in base alla differenza tra livello tendenziale e livello effettivo, separatamente per ciascuno dei due indicatori di riferimento. Sono stati revisionati i parametri unitari di incentivazione; quindi, rispetto al precedente periodo regolatorio, sono stati ridotti i parametri per gli ambiti che hanno già raggiunto i livelli obiettivo e aumentati quelli per gli ambiti ancora lontani dal livello obiettivo in modo da promuovere il processo di miglioramento e convergenza verso i livelli obiettivo.

L'inclusione delle interruzioni attribuibili a cause esterne resta un'opzione esercitabile dalla singola impresa distributrice, per l'intero periodo di regolazione, con comunicazione all'Autorità entro il 31 marzo 2008. L'opzione vale per la regolazione sia della durata sia del numero. Per le imprese che esercitano tale opzione, i livelli obiettivo sono modificati in aumento, per la regolazione sia della durata sia del numero, e i parametri uni-

tari di incentivo/penalità per la regolazione del numero medio di interruzioni lunghe e brevi sono modificati in aumento, per tenere conto della maggior difficoltà a prevenire l'insorgere di interruzioni attribuibili a cause esterne. Vengono mantenuti i meccanismi di franchigia, applicabili a entrambi i livelli tendenziali (durata e numero). Viene introdotta una nuova funzione per il tetto massimo, semplificata rispetto alla precedente ma adeguata per tenere conto della doppia regolazione (numero e durata) e differenziata tra alta, media e bassa concentrazione.

Rispetto al periodo di regolazione precedente, anche nel periodo 2008-2011 vengono mantenuti inalterati i meccanismi di "diluizione" delle penalità e di parziale cancellazione delle penalità dei primi due anni in caso di raggiungimento dei livelli tendenziali assegnati negli anni successivi; il meccanismo di diluizione delle penalità è applicato separatamente per la regolazione della durata e per la regolazione del numero.

Per quanto riguarda i controlli sui dati di continuità viene mantenuto lo stesso sistema di indici per la valutazione degli esiti dei controlli (precisione, correttezza e sistema di registrazione); per l'Indice di sistema di registrazione (ISR, che esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione) sono state introdotte delle attenuazioni per aspetti di minore importanza, a fronte di un inasprimento della penalizzazione per mancate registrazioni brevi, in quanto queste diventano oggetto di regolazione incentivante nel terzo periodo di regolazione (mentre erano escluse nel secondo periodo). Per la valutazione degli esiti dei controlli sono state mantenute le stesse soglie di tolleranza già utilizzate. In caso di controlli con esiti non conformi, il valore presunto degli indicatori di riferimento si determina con formula analoga per l'indicatore sia di durata sia di numero. Per le imprese distributrici a cui si applica per la prima volta il titolo 4 della parte I del provvedimento, nel caso i cui gli esiti risultino non conformi, verrà valutata l'opportunità di aprire un procedimento sanzionatorio in relazione alla gravità della violazione e di posticipare l'entrata in regolazione.

Con l'obiettivo specifico di ampliare il livello di tutela anche per i clienti serviti da piccole imprese distributrici, dopo alcuni anni in cui le imprese distributrici di minori dimensioni hanno beneficiato di deroghe ed esclusioni parziali (per quanto riguarda la regolazione sia della qualità commerciale sia della continuità del servizio), è stata estesa la regolazione della

qualità del servizio a tutte le imprese distributrici, allo scopo di tutelare i clienti da esse serviti. Per tenere conto dell'allargamento delle disposizioni a tutte le imprese, comprese quelle di minori dimensioni, sono state previste disposizioni speciali (aumentare l'arco della media mobile da due a tre anni, in relazione alla ridotta dimensione dell'ambito territoriale, oppure aggregare, su base volontaria, diversi ambiti "piccoli" di varie imprese distributrici in un unico ambito "congiunto", dello stesso grado di concentrazione, e nominare un'impresa distributtrice "capofila"). Tali proposte sono state sviluppate anche attraverso specifici incontri con le associazioni rappresentative degli esercenti di minori dimensioni, alla ricerca di soluzioni e accorgimenti per evitare effetti di volatilità e per assicurare la verificabilità dei dati di continuità del servizio. In particolare, le imprese con più di 5.000 clienti e meno di 25.000, finora non soggette alla regolazione, saranno soggette alla regolazione a partire dal 2008, a meno che non si avvalgano della facoltà di utilizzare indicatori triennali di continuità del servizio e in tal caso saranno soggette alla regolazione a partire dal 2009. Per le imprese con meno di 5.000 clienti, si distinguono due gruppi: quelle con alimentazione in cabina primaria o alimentazione con almeno 2 punti di consegna da due linee MT diverse e le altre. Per le prime, è previsto l'utilizzo di indicatori triennali e l'avvio della regolazione dal 2010, salvo che si avvalgano della facoltà di utilizzare indicatori quadriennali di continuità del servizio e in tal caso saranno soggette alla regolazione a partire dal 2011. Per le seconde, è previsto un regime di valutazione delle specificità territoriali alla luce della quale sarà valutato caso per caso se queste imprese saranno soggette alla regolazione a partire dal 2012.

Per quanto concerne gli standard individuali di continuità sul numero massimo di interruzioni senza preavviso lunghe, vengono mantenuti per i primi due anni (2008-2009) gli standard applicabili ai clienti MT (non più anche ai clienti AT); dal 2010 tali standard saranno resi più stringenti e il tetto massimo verrà elevato a tre volte lo standard. Pertanto in alta concentrazione gli standard prevederanno al massimo 2 interruzioni per cliente, in media concentrazione al massimo 3 interruzioni per cliente, e in bassa concentrazione al massimo 4 interruzioni per cliente. Il duplice scopo che si prefigge tale regolazione è quello di ridurre le interruzioni e aumentare la percentuale di clienti con impianti adeguati ai criteri di selettività. Inoltre, fin dal 2008, saranno conteggiate ai fini della verifica

degli standard le interruzioni provenienti da reti interconnesse (inclusa la RTN), che erano in precedenza escluse, a meno che gli esercenti di tali reti non comunichino che le interruzioni sono dovute a cause di forza maggiore o a cause esterne (rimangono escluse le interruzioni con preavviso). Vengono mantenuti i meccanismi previsti per favorire lo sviluppo di sistemi di protezione degli impianti di utenza MT selettivi rispetto alle protezioni di rete, in modo da evitare che guasti originati all'interno degli impianti di utenza provochino interruzioni per i clienti circostanti. Questo tipo di regolazione, pur interessando direttamente i soli clienti MT, ha dei benefici anche per i clienti serviti in bassa tensione, in quanto il miglioramento del servizio su un livello superiore di tensione si riflette pure sui livelli inferiori.

Per quanto riguarda la comunicazione annuale ai clienti da parte delle imprese distributrici da effettuarsi entro il 30 giugno è stato aggiunto l'obbligo di comunicazione dei costi aggiuntivi (CTS) a carico del cliente in caso di mancato adeguamento ai requisiti tecnici.

Per le interruzioni con preavviso il termine di preavviso ai clienti per interruzioni dovute all'esecuzione di interventi e manovre programmate, viene elevato a 2 giorni lavorativi di anticipo, salvo i casi di ripristino di situazioni conseguenti a guasti o emergenze per le quali si mantiene il termine vigente di 24 ore di anticipo.

Inoltre sono confluite nel *Testo integrato* le norme in materia di interruzioni prolungate ed estese relative alla delibera n. 172/07 (vedi *supra* il par. "Indennizzi per le interruzioni prolungate o estese") per garantire il coordinamento e l'integrazione dei testi normativi. Non sono state effettuate modifiche, tranne una, conseguente all'integrazione del testo normativo in tema di accorgimenti per evitare doppie penalizzazioni.

Qualità commerciale del servizio elettrico

La delibera n. 333/07 prevede alcune novità di carattere generale sulla disciplina della qualità commerciale che riguardano principalmente le modifiche e le integrazioni introdotte con gli obiettivi di:

- rivedere gli standard di qualità commerciale in relazione al livello di qualità registrato nel secondo periodo di regola-

zione e all'impatto della telegestione (collegato all'obiettivo D precedentemente citato);

- estendere gradualmente la regolazione della qualità commerciale a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico (obiettivo E);
- adattare le disposizioni della regolazione della qualità commerciale al nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa vigente (obiettivo F);
- allineare la regolazione della qualità commerciale del settore elettrico all'analogo *Testo integrato per la qualità dei servizi gas*, compresa d'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale (obiettivo G).

La revisione della disciplina della qualità commerciale dell'attività di vendita è stata rinviata a un apposito processo di consultazione che si svolgerà nel corso del 2008 congiuntamente con il settore gas, che conterrà tra l'altro proposte per la revisione sia della disciplina dei reclami dei clienti finalizzata alla gestione tempestiva e risolutiva degli stessi, sia degli standard per le rettifiche di fatturazione.

Oltre la revisione delle definizioni per renderle coerenti al nuovo assetto di mercato e l'integrazione delle definizioni mancanti le principali novità introdotte riguardano:

- l'introduzione di nuovi standard specifici per verifiche del gruppo di misura e della tensione in luogo dei precedenti standard generali;
- la nuova disciplina degli appuntamenti con estensione a tutti gli appuntamenti della garanzia di puntualità, cioè tutti gli appuntamenti saranno soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di 2 ore; l'indennizzo per la mancata puntualità si potrà sommare all'indennizzo per il mancato rispetto dello standard di tempestività se la prestazione viene eseguita in ritardo. In caso di appuntamenti posticipati su richiesta del cliente, il calcolo del tempo tra la data proposta e la data concordata viene sospeso;
- la nuova disciplina degli indennizzi che prevede aumenti legati al tempo effettivo di esecuzione della prestazione (raddoppio dell'indennizzo per esecuzione oltre il tempo doppio dello standard; triplicato oltre il tempo triplo); inoltre è previsto che l'indennizzo dovrà essere ulteriormente

triplicato se non pagato entro 6 mesi con l'obbligo di corrispondere l'indennizzo entro 7 mesi; in questo caso è prevista anche la possibilità di sanzionare i soggetti che non rispettano tali obblighi;

- l'adozione anche per il settore elettrico del metodo di controlli dei dati di qualità commerciale già adottato per il settore gas;
- l'introduzione di nuovi obblighi di tempestività in capo ai venditori per l'inoltro ai distributori delle richieste dei clienti;
- alcune modifiche nella registrazione delle informazioni a carico degli esercenti;
- la revisione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali nel quadro della separazione societaria tra distributore e venditore.

Dall'1 gennaio 2008 sono in vigore tutti gli standard inclusi i nuovi standard specifici per le verifiche di tensione e dei gruppi di misura dal momento che gli strumenti necessari per tali verifiche sono di facile reperibilità. In via transitoria, per garantire la gradualità nell'applicazione delle disposizioni, solo per l'anno 2008:

- continuano ad applicarsi, per quanto riguarda il calcolo degli eventuali indennizzi associati a standard specifici, le modalità, definite dal precedente *Testo integrato* (Allegato A alla delibera 30 gennaio 2004, n. 4); pertanto per l'anno 2008 si continua ad applicare la *escalation* prevista in caso di mancata erogazione dell'indennizzo dovuto che prevede il raddoppio dell'ammontare dell'indennizzo dopo 90 giorni dalla data prevista dallo standard e la quintuplicazione dell'ammontare dopo 180 giorni dalla data prevista dallo standard;
- per quanto riguarda gli appuntamenti richiesti dal cliente finale, si applicano le disposizioni del precedente *Testo integrato*; l'eventuale indennizzo automatico per il mancato rispetto della fascia di puntualità (3 ore) è relativo ai soli appuntamenti personalizzati e l'eventuale indennizzo per puntualità sostituisce quello dovuto in caso di mancato rispetto del livello specifico corrispondente alla prestazione richiesta;
- infine, il termine per la trasmissione ai distributori, da parte dei venditori, delle richieste ricevute dai clienti (o,

al contrario, per la trasmissione al cliente, da parte del venditore, di comunicazioni o documentazione ricevute dal distributore) è pari a 3 giorni lavorativi; dal 2009 sarà di 2 giorni.

Qualità del servizio di trasmissione

Il procedimento avviato con la delibera n. 209/06, per la definizione della regolazione della qualità del servizio di fornitura dell'energia elettrica per il nuovo periodo regolatorio 2008-2011, si è concluso con l'adozione della delibera n. 341/07, con cui è stato introdotto un meccanismo di regolazione incentivante basato su alcuni indicatori di qualità del servizio di trasmissione, analogamente a quanto previsto per l'attività di distribuzione. In particolare, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica gli obiettivi generali del provvedimento erano:

- ridurre le disalimentazioni della RTN;
- prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti;
- allineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione;
- valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici;
- semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni.

Il provvedimento introduce un meccanismo di regolazione incentivante, basato sulla definizione di tre indicatori di qualità del servizio di trasmissione ("Energia non servita di riferimento", "Numero di disalimentazione per utente", "Quota di utenti senza disalimentazioni", rilevati a livello sia dell'intera RTN sia di singola area operativa di Terna), e di un sistema di incentivi e penalità in relazione a livelli obiettivo fissati, per ciascun indicatore, tenendo conto dei livelli di qualità registrati negli ultimi anni. La regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione è basata sull'individuazione di livelli di partenza e livelli obiettivo per gli indicatori "Energia non servita di riferimento" e "Numero di disalimentazione per utente". Ogni anno l'Autorità verifica se i livelli obiettivo sono stati raggiunti; per gli anni 2010 e 2011 Terna ha diritto a un incentivo in caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio migliori dei livelli obiettivo. In caso di mancato rag-

giungimento di tali obiettivi ha l'obbligo di versare una penalità nel conto Qualità dei servizi elettrici gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Gli obiettivi di miglioramento per l'indicatore "Energia non servita di riferimento" per gli anni 2008 e 2009 sono pari al livello di partenza; per gli anni 2010 e 2011 l'obiettivo è pari all'obiettivo dell'anno precedente ridotto del 2%. L'indicatore "Energia non servita di riferimento" include anche una parte dell'energia non fornita relativa agli "incidenti rilevanti" attraverso una funzione di limitazione con andamento meno che proporzionale. Il regime di esclusioni è molto limitato e definito in maniera tassativa. La volatilità di questo indicatore è ridotta dall'utilizzo della media triennale dei valori annuali. L'obiettivo di miglioramento per l'indicatore "Numero di disalimentazione per utente RTN" e per ciascuna area operativa (il territorio nazionale è suddiviso in 8 aree operative), a partire dal 2009 e fino al 2011, è pari a 0,18 disalimentazioni per utente. Se in un'area operativa il livello di partenza è superiore, il livello obiettivo viene diminuito ogni anno di una quantità tale da pervenire nel 2019 al livello di 0,18 disalimentazioni per utente in ogni area. Nel caso di superamento dei livelli obiettivo gli incentivi sono aumentati in relazione al miglioramento dell'indicatore legato alla "Quota di utenti RTN senza disalimentazioni". Sono inoltre previsti meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio derivanti dall'adozione della regolazione incentivante.

Per quanto riguarda l'obiettivo di riallineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione, è stato esteso a Terna l'obbligo di contribuire, in quota parte proporzionale alle proprie responsabilità, alle penalità e agli indennizzi relativi agli standard individuali di continuità del servizio applicabili ai clienti alimentati in media e bassa tensione, in misura del tutto analoga all'estensione delle responsabilità delle imprese distributrici per le interruzioni, attribuibili a loro responsabilità, con origine sulle reti di distribuzione in alta tensione; inoltre, sono state definite le modalità per il contributo di Terna al Fondo eventi eccezionali. Per quanto riguarda l'obiettivo di valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici, in primo luogo è stata introdotta una remunerazione di tali servizi, basata sulla rilevazione della differenza tra l'energia non fornita "lorda", valutata come prodotto tra il valore della potenza interrotta e la durata della disalimentazione, e l'energia non fornita "netta", valutata come previsto dal Codice di rete, a parità di carico di riferimento durante la durata di disalimentazione;

in secondo luogo è stato previsto che tale remunerazione a favore delle imprese distributrici sia attenuata o annullata in caso di non adeguata risposta alle richieste di Terna di esecuzione di manovre sugli impianti funzionali alla gestione della RTN. Per quanto riguarda l'obiettivo di semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni sono state confermate le disposizioni di cui alla delibera 7 novembre 2007, n. 281, con cui sono state apportate alcune modifiche alle regole di registrazione attualmente in vigore e aggiornamenti per tenere conto dell'evoluzione normativa.

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerare di natura sperimentale. Per i successivi periodi regolatori l'Autorità cercherà di mantenere il più possibile stabili i meccanismi di incentivazione della qualità, adattandoli alla luce dei risultati di attuazione della regolazione del primo periodo sperimentale.

Con la delibera n. 341/07 si è provveduto ad abrogare alcune disposizioni della delibera 30 dicembre 2004, n. 250, in tema di livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione. Per effetto di tali abrogazioni non sarà mantenuto il sistema dei livelli attesi adottato provvisoriamente in assenza di una regolazione incentivante della qualità.

Attuazione della regolazione incentivante della durata delle interruzioni

L'Autorità come ogni anno ha effettuato verifiche ispettive (vedi il Capitolo 6 di questo Volume) sui dati di continuità del servizio trasmessi dai singoli esercenti interessati dalla regolazione incentivante della durata di interruzione. Il piano delle verifiche ispettive è stato definito con la delibera 2 maggio 2007, n. 103, e ha riguardato 2 esercizi di Enel Distribuzione Spa per un totale di 13 ambiti territoriali (province di Caserta,

Napoli, Padova, Verona, Vicenza) e 3 imprese elettriche soggette alla regolazione della durata delle interruzioni (Acea Roma Spa, Agsm Verona Spa, Set Distribuzione Spa). In seguito ai controlli effettuati per Acea Roma sono state riscontrate alcune non conformità di sistema rilevate dall'ISR che hanno reso necessario aumentare le penalità per i tre ambiti sottoposti a verifica. Per Agsm Verona invece durante il controllo è stato riscontrato un valore negativo per l'Indice di precisione (IP, che stima l'approssimazione complessiva stimata dei dati forniti relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe con origine sulle reti di distribuzione in media tensione) che ha reso necessario ridurre gli incentivi previsti per Agsm Verona.

Sulla base dei dati trasmessi all'Autorità dagli esercenti soggetti alla regolazione, e a seguito delle verifiche ispettive su tali dati, l'Autorità ha chiuso il procedimento di verifica del raggiungimento degli obiettivi di continuità per l'anno 2006, con la delibera 22 novembre 2007, n. 288. Sono stati assegnati incentivi per un totale di 165 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 2005 al 2006 (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 2006 pari a 9,9 milioni di euro.

Nel corso dell'anno 2007 è stata intensificata l'attività di controllo delle medie-piccole imprese distributrici in merito ai dati di continuità del servizio relativi all'anno 2006. La verifica delle registrazioni delle interruzioni ha rilevato una sostanziale non corretta registrazione per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati Spa e per la Società Servizi Valdisotto Spa; è stata quindi avviata un'istruttoria formale nei confronti di tali società per accertare la violazione delle disposizioni previste dal *Testo integrato* con le delibere 17 marzo 2008, n. 31 (VIS) e n. 32 (VIS).

3.

Regolamentazione nel settore del gas

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno di riferimento l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ambito tariffario ha riguardato alcune modifiche integrative della disciplina della tariffa di trasporto, le tariffe di utilizzo dei terminali di GNL; sono inoltre stati avviati i lavori per la revisione della tariffa di distribuzione per il terzo periodo regolatorio orientata a operare una netta cesura con la disciplina in vigore nel primo e secondo periodo regolatorio, connotato, come è noto, da un forte contenzioso.

Trasporto

Ai sensi della delibera 29 luglio 2005, n. 166, le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2007-2008. Il numero di tali imprese è aumentato in seguito alla riclassificazione di alcune reti da reti di distribuzione a reti di trasporto; conseguentemente, in esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 2 agosto 2007, n. 205, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto delle società Carbotrade Spa, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio Spa, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, Società Gasdotti Italia Spa e Snam Rete Gas Spa, e Metanodotto Alpino Srl.

L'Autorità, sempre con la delibera n. 205/07, ha ritenuto necessario prevedere transitoriamente per l'anno termico 2007-2008

l'introduzione di un corrispettivo tariffario unitario integrativo CVF, addizionale al corrispettivo unitario variabile, per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti dall'impresa di trasporto in merito all'acquisto del gas per la compressione e le perdite di rete. L'Autorità non ha però ancora quantificato tale corrispettivo in quanto è in corso una verifica complessiva della equazione di bilanciamento della rete di trasporto, poiché, nel triennio appena trascorso, sono emersi alcuni elementi di incongruenza.

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 2007-2008. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, con delibera 16 luglio 2007, n. 182, 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.

L'Autorità ha inoltre avviato con delibera 14 settembre 2007, n. 222, il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il periodo di regolazione 2008-2012 (terzo periodo di regolazione); in un'ottica di stabilità regolatoria, tra i principali

interventi di revisione della disciplina tariffaria proposti nel Documento per la consultazione 13 marzo 2008, n. 7 (DCO), per il terzo periodo di regolazione, si evidenziano:

- la sostituzione dell'attuale fattore correttivo con un fattore di garanzia che assicuri all'impresa una quota dei propri ricavi e la cui copertura avvenga tramite il sistema tariffario del trasporto;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, una quota parte dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del precedente periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività alle sole componenti del vincolo dei ricavi relative ai costi operativi, escludendo gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*;
- la conferma della disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti e all'introduzione di meccanismi di efficientamento e riduzione dei costi;
- la definizione di tariffe per l'erogazione di eventuali ulteriori servizi associati ma non ricompresi nel servizio di rigassificazione offerti dall'impresa sulla base dell'analisi dei costi sottostanti, in modo da definire anche per tali servizi le modalità di applicazione dei recuperi di efficienza;
- la possibilità di prevedere conferimenti di capacità su base infrannuale e relativi corrispettivi riproporzionati sulla base di opportuni coefficienti moltiplicativi;
- l'articolazione dei corrispettivi tariffari in funzione della tipologia del servizio offerto dall'impresa, e in particolare prevedendo corrispettivi differenziati per impegni di capacità inferiori all'anno con criterio analogo a quello adottato nei punti di entrata della rete di trasporto nazionale;
- la revisione del sistema di garanzie nel caso di allacciamenti di nuovi terminali di GNL alla rete di trasporto, e in particolare la rimozione dell'obbligo di sottoscrizione di un impegno di capacità di trasporto in linea con le potenzialità del terminale entro un anno dalla sua disponibilità.

Stoccaggio

Con delibera 29 marzo 2007, n. 78, l'Autorità, in attuazione della delibera 3 marzo 2006, n. 50, ha approvato i corrispettivi d'impresa e determinato i corrispettivi unici di stoccaggio relativi all'anno termico 2007-2008 e il coefficiente per la

capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione; inoltre sono state anche approvate proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile.

Distribuzione

Con il 30 settembre 2008 si concluderà il secondo periodo di regolazione per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, attualmente disciplinati dalla delibera dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170. Come noto, il secondo periodo di regolazione è stato caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo, con conseguente perdurare di incertezze sui valori definitivi delle tariffe per il servizio di distribuzione; solamente con l'approvazione delle tariffe per l'anno termico 2007-2008, avvenuta nel corso del 2007, si è riusciti ad approvare, con sufficiente tempestività, le tariffe del servizio per la maggior parte dei distributori.

La imminente conclusione del secondo periodo regolatorio, ha comportato l'avvio di un procedimento (delibera 18 settembre 2007, n. 225) per la predisposizione delle nuove regole ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Nell'ambito di tale procedimento, inserito tra quelli oggetto dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR), le proposte contenute nel primo Documento per la consultazione prospettano una netta cesura con la disciplina in vigore nel primo e nel secondo periodo di regolazione, nell'auspicio che la discontinuità rispetto al passato e l'approdo verso un nuovo assetto regolatorio possano favorire una riduzione del contenzioso e quindi dare maggior certezza a clienti e operatori.

Le principali direttrici di riforma dell'attuale impianto regolatorio sono:

- la revisione dei criteri di determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori;
- la disaggregazione dei vincoli ai ricavi ammessi in una parte centralizzata per impresa e una parte riferita alla località, al fine di garantire la massima flessibilità nel cambiamento di gestore;
- la revisione degli ambiti territoriali per l'applicazione delle tariffe e l'introduzione di meccanismi di perequazione per permettere una maggiore uniformità tariffaria a livello territoriale;

- la revisione della struttura tariffaria e la riduzione dell'impatto della variabilità stagionale sui ricavi delle imprese;
- l'individuazione tariffaria separata per le attività di distribuzione, misura e commercializzazione del servizio.

Inoltre, il sistema tariffario per il terzo periodo dovrà tenere conto delle disposizioni del decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, in materia di concorrenza e qualità dei servizi essenziali nel settore della distribuzione del gas, in particolare in materia di proposte per l'individuazione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribu-

zione del gas. In questo contesto, l'Autorità ritiene che:

- debba essere perseguita una riduzione del numero di imprese di distribuzione, ancora troppo elevato, per raggiungere una dimensione critica tale da garantire un efficiente impiego dei fattori produttivi;
- non possano essere messi in discussione i diritti acquisiti, se conformi alle prescrizioni legislative;
- gli incentivi alle aggregazioni debbano essere mirati a compensare tali diritti in una prospettiva di più rapida messa a regime delle nuove concessioni.

Regolamentazione non tariffaria

Per quanto riguarda la promozione della concorrenza e dei mercati l'Autorità anche quest'anno ha adottato una serie di provvedimenti volti a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas e la prevenzione di emergenze quali quella dell'anno termico 2005-2006. In particolare questi, adottati di concerto con il Ministero per lo sviluppo economico, hanno riguardato i conferimenti di capacità inutilizzata, la massimizzazione delle importazioni e il contenimento dei consumi finali. Sono stati adottati inoltre provvedimenti relativi alle procedure di offerta al Punto di scambio virtuale (PSV), tesi a promuovere il mercato regolamentato del gas. L'Autorità ha inoltre adottato i provvedimenti necessari a portare a compimento le procedure concorsuali per la scelta del fornitore di ultima istanza per i clienti finali, che si sono concluse con l'individuazione dell'operatore per ciascuna delle sei aree geografiche. Relativamente alle condizioni economiche di fornitura ai clienti finali tutelati, sono state aggiornate le componenti commercializzazione all'ingrosso, stoccaggio e trasporto, mentre è stata effettuata una prima revisione della componente relativa alla vendita al dettaglio.

Per quanto riguarda la regolamentazione delle infrastrutture, da

segnalare il parere positivo all'esenzione concessa per l'accesso di terzi alla rete (ai sensi dell'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE) dal Ministero per lo sviluppo economico e la collaborazione con lo stesso per adeguare le richieste della Commissione europea in materia. Sono state approvati i codici o le loro modifiche presentate dalle principali società di trasporto, distribuzione, GNL e stoccaggio. In quest'ultimo segmento sono state emanate nuove disposizioni per l'utilizzo degli stoccaggi in fase di erogazione, al fine di ottimizzare la disponibilità. Nell'ambito della procedura per la riforma del meccanismo di bilanciamento l'Autorità ha inoltre determinato la disciplina che definisce i profili di prelievo standard. È stato infine avviato un gruppo di lavoro di supporto alla definizione della regolazione della telemisura.

In merito alla qualità e sicurezza dei servizi gas da segnalare nell'anno appena trascorso l'avvio dei lavori, nonché la diramazione di prime proposte per la regolazione della qualità per il terzo periodo regolatorio. Inoltre sono stati definiti gli standard di comunicazione fra gli operatori del settore, sono stati rivisti gli standard di qualità del gas e del servizio di trasporto nonché alcune disposizioni per la sicurezza a valle del misuratore.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Emergenza gas – Disposizioni per i conferimenti ai punti di interconnessione con l'estero

L'Autorità è intervenuta, con delibera 2 luglio 2007, n. 163, prevedendo la possibilità di conferimenti di durata inferiore a un anno termico, integrando così la disciplina dell'accesso contenuta nella delibera 17 luglio 2002, n. 137, e nei Codici di rete per l'attività di trasporto, nonché le disposizioni assunte ai fini della gestione di eventuali periodi di emergenza del settore.

L'Autorità, con la delibera 9 novembre 2005, n. 234, aveva avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di accesso, di erogazione del servizio e di tariffe riguardanti il trasporto di gas naturale. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha diffuso il Documento per la consultazione 28 giugno 2006, da cui sono emersi: una generale condivisione del principio dell'introduzione di conferimenti di durata inferiore all'anno termico, elementi di criticità circa il rilascio obbligato di capacità su base mensile e una comune condivisione del principio di un meccanismo concorsuale per l'assegnazione delle capacità.

Il Ministero dello sviluppo economico, con decreto del 4 agosto 2006, aveva altresì previsto che l'Autorità, al fine di massimizzare l'utilizzo della capacità conferita, disciplinasse 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 è dunque intervenuta con la delibera 16 novembre 2006, n. 254, riconoscendo all'utente del servizio di trasporto, per il periodo 1 dicembre 2006 – 31 marzo 2007, la facoltà di rinunciare, mese per mese, all'utilizzo di parte delle capacità continue conferitegli presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, al fine della loro assegnazione da parte dell'impresa di trasporto ad altri utenti.

L'Autorità inoltre, con la delibera 27 febbraio 2007, n. 45, ha integrato la delibera n. 166/05, introducendo, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, corrispettivi di capacità infrannuale, dimensionati in ragione della durata del conferimento e della stagionalità dello stesso, per un periodo di due anni a partire dall'anno termico 2007-2008.

La delibera n. 163/07 ha sancito pertanto una corrispondente disciplina del conferimento della capacità di trasporto di durata non superiore all'anno, nei punti di entrata interconnessi con l'estero, strettamente legata alle effettive disponibilità di gas in importazione determinate considerando la durata e le quantità dei contratti di importazione. In particolare, limitatamente ai punti di entrata interconnessi con l'estero, è stato stabilito che l'impresa di trasporto effettui conferimenti di durata inferiore a un anno con i seguenti criteri e modalità:

- all'inizio dell'anno termico, contestualmente all'assegnazione della capacità di trasporto di durata annuale e con decorrenza a partire dall'inizio dell'anno termico, ovvero con decorrenza ad anno termico avviato, nel solo caso di contratti pluriennali il cui inizio è previsto in corso d'anno termico;
- in corso di anno termico, con decorrenza a partire dal mese successivo al mese in cui è effettuato il conferimento;
- nel rispetto di un ordine di priorità che privilegia i conferimenti di maggiore durata;
- per una durata complessiva del conferimento non eccedente la durata dei contratti di importazione;
- considerando inclusi nella durata di un contratto di importazione i mesi all'interno dei quali ricadono la data di decorrenza e/o di conclusione del medesimo contratto.

Tali disposizioni sono finalizzate a contemperare l'esigenza, manifestata dagli operatori nella fase di consultazione, di poter disporre della capacità di trasporto conferita in funzione dei propri contratti di importazione, con la necessità di un utilizzo efficiente dei margini di capacità di trasporto. Ciò in considerazione dell'attuale momento di carenza delle infrastrutture di importazione e in coerenza con le misure di massimizzazione delle importazioni che potrebbero essere richieste dal Ministero dello sviluppo economico nell'evenienza di situazioni di emergenza del sistema nazionale.

Emergenza gas – Massimizzazione di importazioni e riempimento degli stoccaggi per fronteggiare la domanda dell'inverno 2007-2008

L'Autorità, con delibera 1 agosto 2007, n. 202, ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sullo Schema di decreto recante misure di massimizzazione delle importazioni di gas naturale e di riempimento degli stoccaggi ai fini della sicurezza del sistema del gas per il ciclo invernale 2007-2008. L'Autorità ha altresì ritenuto opportuno che il decreto individui esplicitamente il soggetto preposto a compiere la valutazione della sussistenza delle cause di provata forza maggiore che, se accertate, autorizzano il ricorso allo stoccaggio strategico in caso di mancato utilizzo della capacità conferita e conseguenti mancate importazioni; e che tale soggetto, coerentemente con la normativa in vigore per le autorizzazioni per l'utilizzo dello stoccaggio strategico, sia individuato nello stesso Ministero dello sviluppo economico.

Il Ministero è quindi intervenuto con decreto del 30 agosto 2007; il provvedimento, per il periodo dal 5 novembre 2007 al 31 marzo 2008, pone in capo alle imprese titolari di capacità di trasporto di gas naturale a ogni punto di entrata della rete nazionale di trasporto del gas naturale interconnesso con l'estero, l'obbligo di massimizzare le immissioni complessive di gas in rete, utilizzando completamente la capacità di trasporto, tenuto conto dei volumi massimi consentiti dai contratti di importazione e della loro gestione. I quantitativi di gas che dovessero complessivamente risultare non importati per il mancato utilizzo della capacità conferita, sono considerati quali prelievi virtuali non autorizzati dallo stoccaggio strategico e soggetti al corrispettivo determinato secondo i criteri

indicati dalla delibera 21 giugno 2005, n. 119 (come modificata dalla delibera n. 50/06).

Emergenza gas – Interventi per il contenimento dei consumi di gas naturale

L'Autorità, con delibera 22 agosto 2007, n. 211, ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sullo Schema di decreto recante l'introduzione dell'obbligo per i clienti finali di contribuire al contenimento dei consumi di gas a seguito di richiesta del ministero in caso di emergenza per il sistema. L'Autorità inoltre ha ritenuto conveniente che il decreto, al fine di promuovere l'adesione volontaria da parte di soggetti disponibili a ridurre i consumi per primi in caso di necessità (la cosiddetta "prima linea di intervento"), nonché la massima partecipazione alla procedura anche da parte dei clienti finali in particolari situazioni (per esempio, caratterizzati da un ciclo produttivo con oggettivi vincoli di prelievo di gas continuo e costante per tutti i giorni di più mesi dell'anno), debba prevedere la facoltà di definire gli impegni alla riduzione dei consumi in termini di entità e durata.

Con il decreto 11 settembre 2007 il Ministero dello sviluppo economico ha ipotizzato che tutti i clienti finali siano obbligati a contribuire al contenimento dei consumi di gas naturale: alcuni direttamente, attraverso il contenimento dei propri consumi, gli altri esclusivamente tramite il versamento di un corrispettivo. Il decreto stabilisce un sistema di premi e penali, diretto ai clienti obbligati, il cui saldo netto è alimentato da corrispettivi applicati alla generalità dei clienti finali. Il meccanismo prevede due differenti livelli di premio. Il primo, più elevato, riguarda la sopraccitata "prima linea di intervento". Il secondo, di minore entità, è destinato ai soggetti afferenti la cosiddetta "seconda linea di intervento". Il decreto, infine, riconosce compensi alle imprese di vendita di gas per gli oneri connessi con le attività di coinvolgimento dei loro clienti finali nelle misure di contenimento dei consumi.

L'Autorità, dando seguito alle previsioni contenute nel decreto, con delibera 31 ottobre 2007, n. 277, ha definito:

- un corrispettivo a titolo di maggiorazione del corrispettivo unitario variabile della tariffa di trasporto applicato all'energia associata al gas immesso nella rete a carico di tutti gli utenti del trasporto;

- per coloro che aderiscono al contenimento dei consumi nell'ambito della prima linea di intervento, l'articolazione del premio in una parte fissa da applicare all'impegno assunto per l'anno termico 2007-2008 di riduzione giornaliera dei prelievi e in una parte variabile in funzione della riduzione effettuata; è stata inoltre prevista la possibilità di scelta tra due combinazioni alternative di premio fisso e variabile, al fine di massimizzare la partecipazione alla prima linea, commisurate al differenziale di costo di combustibili alternativi e alla riduzione ipotizzabile del margine operativo dei clienti finali conseguenti al contenimento dei consumi di gas;
- per i clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi che non aderiscono alla prima linea di intervento un premio significativamente ridotto rispetto al premio riconosciuto ai clienti finali che vi aderiscono;
- incentivi, commisurati ai costi presumibilmente sostenuti, a favore delle imprese di vendita che si assumano la responsabilità del contenimento dei consumi aggregando le disponibilità di propri clienti finali.

L'Autorità, inoltre, con il medesimo provvedimento ha ritenuto necessario:

- avvalersi della Cassa conguaglio per il settore elettrico ai fini della gestione dei flussi finanziari derivanti dall'applicazione delle disposizioni del decreto 11 settembre 2007;
- prevedere in via transitoria e urgente, tenendo conto di quanto stabilito con la delibera 25 giugno 2007, n. 144, in materia di recesso dai contratti per la fornitura di energia elettrica e/o gas, la possibilità, per i clienti finali che ne hanno i requisiti ai sensi del decreto 11 settembre 2007, di recedere dai contratti di fornitura sottoscritti alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, al solo fine di sottoscrivere nuovi contratti di fornitura di gas naturale che prevedono l'adesione al contenimento dei consumi tramite l'impresa di vendita;
- prevedere per l'esercizio della suddetta facoltà un termine e un congruo preavviso, in coerenza con le tempistiche per l'adesione al contenimento dei consumi previsti dal decreto 11 settembre 2007.

Il Ministro dello sviluppo economico, con il decreto 14 dicembre 2007, ha integrato quanto previsto dal precedente decreto

dell'11 settembre in materia di contenimento dei consumi di gas naturale. Il provvedimento ha esteso, per il periodo compreso tra il 14 gennaio e il 6 aprile 2008, la possibilità di assumere congiuntamente l'impegno a contenere i propri consumi a raggruppamenti volontari e temporanei di clienti finali e di loro consorzi, che diano a tal fine mandato irrevocabile a un soggetto che si assuma la responsabilità del risultato complessivo del contenimento dei consumi dei mandatari e benefici di incentivi determinati dall'Autorità.

L'Autorità pertanto è intervenuta con la delibera 14 dicembre 2007, n. 323, prevedendo le penali per inadempienza, i premi per ottemperanza, gli incentivi per il soggetto mandatario e le possibilità e le modalità di recesso dall'adesione al contenimento dei consumi di gas assunta in base al decreto 11 settembre 2007.

Al soggetto mandatario, infine, sono applicate condizioni economiche analoghe a quelle definite con la delibera n. 277/07 per le imprese di vendita che si assumano la responsabilità del contenimento dei consumi dei propri clienti aderenti in forma congiunta.

Mercato regolamentato delle capacità e del gas

Con la delibera 8 marzo 2007, n. 56, l'Autorità ha avviato un provvedimento finalizzato all'individuazione delle procedure per l'offerta di gas presso il PSV per tre tipologie di soggetti importatori/producenti 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;
- 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 residuali rispetto al riconoscimento di un diritto all'allocazione prioritaria;
- i soggetti produttori di gas naturale nel territorio nazionale e i soggetti che richiedono l'autorizzazione all'importazione. Tali soggetti infatti, ai sensi della legge 2 aprile 2007, n. 40 (di conversione del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7), sono tenuti rispettivamente a corrispondere le *royalty* in natura attraverso una vendita al PSV e a rilasciare, presso il medesimo PSV, il 10% dei volumi importati.

Sempre nell'ottica di promuovere la concorrenza sul mercato regolamentato delle capacità e del gas, con la delibera 28 settembre 2007, n. 245, l'Autorità ha approvato, su proposta dell'impresa maggiore di trasporto, un'ulteriore modifica al PSV. Le integrazioni contenute nella delibera n. 245/07 introducono elementi di novità rispetto alle condizioni in vigore per l'anno termico 2006-2007; al fine di favorire un più ampio utilizzo del mercato regolamentato delle capacità e del gas, è stato consentito agli utenti del servizio di rigassificazione di gestire in maniera più flessibile i flussi di gas riconsegnati dall'impresa di rigassificazione, attraverso la registrazione delle operazioni di riconsegna del GNL rigassificato al PSV e la possibilità per gli utenti del servizio di rigassificazione di effettuare transazioni volte a limitare le differenze tra i quantitativi di gas programmati in riconsegna dal terminale di rigassificazione e i quantitativi effettivamente riconsegnati.

L'Autorità, infine, con la delibera 17 dicembre 2007, n. 326, ha provveduto a determinare le modalità economiche di offerta delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimento di gas dovute allo Stato come stabilito dal decreto 12 luglio 2007 del Ministro dello sviluppo economico, ai sensi della sopraccitata legge n. 40/07. Su tale decreto la stessa Autorità ha espresso il suo parere favorevole, con la delibera 28 giugno 2007, n. 162. L'Autorità ha stabilito che la cessione delle predette aliquote relative a ciascun anno presso il PSV avvenga attraverso una procedura concorsuale a evidenza pubblica secondo modalità e criteri predefiniti. In particolare la delibera n. 326/07 prevede che:

- ciascun titolare offra, nell'ambito della procedura concorsuale, quantitativi di gas con consegna al PSV rispettivamente nei mesi di febbraio e marzo 2008 (quote mensili);
- le quote mensili, ai sensi di quanto previsto all'art. 1, comma 7, del decreto 12 luglio 2007, siano riportate in unità di energia considerando un potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/S(m³);
- ciascuna quota mensile sia suddivisa in un numero intero di lotti pari almeno a due e tale che il quantitativo di gas associato a ciascun lotto risulti il più prossimo a 100.000 GJ;
- i quantitativi di gas associati ai lotti assegnati siano consegnati al PSV dal titolare al soggetto assegnatario in quantità giornaliere costanti nel corso del mese.

Procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

Facendo seguito agli indirizzi contenuti nella legge 23 agosto 2004, n. 239, l'Autorità ha definito, con la delibera 18 gennaio 2007, n. 10, la procedura a evidenza pubblica finalizzata a individuare, per ciascun anno, i fornitori di ultima istanza per i clienti finali con consumi annui inferiori o pari a 200.000 S(m³). Destinatari di tale provvedimento sono tutti i clienti privi di fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà: i clienti il cui venditore di mercato libero dichiara fallimento, veda revocata la propria licenza di attività, oppure decida di non rifornire più determinate fasce di clientela, così come i clienti privi di fornitore che in passato siano risultati morosi ma che attualmente dimostrino solvibilità.

I fornitori, selezionati tra gli operatori di vendita in possesso dei requisiti previsti dalla delibera n. 10/07, devono:

- essere individuati per ciascuna delle 5 macroaree di prelievo la cui composizione è verificata anno per anno;
- presentare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico una garanzia il cui ammontare è definito annualmente dall'Autorità, qualora non siano in possesso di un *rating* creditizio pari ad almeno Baa3 (*Moody's Investor Services*) o BBB (*Standard & Poor's Corporation*).

La delibera ha fissato il primo termine per la presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura concorsuale al 5 febbraio 2007, ma entro quella data nessun operatore di vendita si era candidato all'assunzione dell'incarico. Ha quindi stabilito che entro il 15 settembre di ogni anno gli esercenti interessati presentino all'Autorità istanza corredata da documenti e informazioni.

Al fine di fornire chiarimenti agli operatori e recepire alcune loro osservazioni, tra le quali la necessità di procrastinare i sopramenzionati termini per l'anno termico 2007-2008, l'Autorità, con delibera 6 settembre 2007, n. 213, ha provveduto a spostare in avanti il suddetto termine, ammettendo alla partecipazione alla procedura a evidenza pubblica per l'anno termico 2007-2008 (periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2008) gli operatori di vendita che ne abbiano fatto richiesta entro il 22 settembre 2007.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

L'Autorità ha poi chiarito il ruolo del fornitore di ultima istanza con la delibera 13 settembre 2007, n. 221, stabilendo che tale fornitore:

- non è responsabile delle partite pregresse del cliente finale, né dell'inadempienza agli obblighi di comunicazione riguardo al numero dei clienti forniti, passati ad altro fornitore o sospesi per morosità, e dei corrispondenti volumi, se tale inadempienza si è verificata per cause non dipendenti dalla sua volontà;
- è tenuto all'erogazione del servizio alle condizioni economiche offerte nell'ambito delle procedure concorsuali, indipendentemente dalle modalità di riconoscimento definite dall'Autorità con successivo provvedimento.

Con la suddetta delibera, l'Autorità ha infine stabilito alcune modifiche alle procedure operative introducendo:

- l'applicazione graduale degli obblighi di cui alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229 (concernente le condizioni contrattuali del servizio di vendita del gas) e alla delibera 29 settembre 2004, n. 168 (riguardante le disposizioni in materia

di qualità del servizio di vendita), in considerazione delle particolari condizioni di attivazione del servizio;

- l'alleggerimento della procedura prevista in caso di ritardato pagamento da parte dei clienti finali;
- la verifica delle garanzie prestate dal fornitore in occasione dell'istanza di partecipazione alla procedura a evidenza pubblica;
- la definizione dei tempi per la richiesta di subentro al fornitore, del contenuto della richiesta e dell'insieme minimo delle informazioni trasmesse al fornitore di ultima istanza come previsto dalla delibera n. 168/04 sulla qualità commerciale;
- l'obbligo, a carico del fornitore di ultima istanza, di effettuare una comunicazione al cliente finale al momento dell'attivazione;
- l'obbligo per ciascun soggetto interessato all'incarico di dichiarare il quantitativo minimo di gas che è disponibile a erogare annualmente ai clienti serviti.

La graduatoria risultante da tale procedura è stata approvata dall'Autorità con la delibera 28 settembre 2007, n. 243 (Tav. 3.1).

TAV. 3.1

Graduatoria delle offerte

Graduatoria delle offerte presentate nella procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

MACROAREA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m ³)
Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Lombardo orientale (C), Lombardo occidentale (D)	1	Asm Energia e Ambiente	30.000.000
	2	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Friuli Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000
Lazio (N), Marche e Abruzzo (M), Basilicata e Puglia (O), Campania (P), Calabria (Q) e Sicilia (R)	1	Eni - Divisione Gas & Power	30.000.000

Provvedimenti in materia di condizioni economiche di fornitura ai clienti finali per la componente commercializzazione all'ingrosso

A valle del contenzioso relativo alla disciplina sull'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, di cui alla delibera 29 dicembre 2004, n. 248, e nel rispetto delle decisioni dell'adu-

nanza plenaria del Consiglio di Stato n. 1 e n. 2 dell'11 gennaio 2007, che hanno confermato il potere a provvedere sulla materia, l'Autorità ha fissato, nella delibera 29 marzo 2007, n. 79, le condizioni economiche che gli esercenti devono applicare per il periodo compreso tra il 5 gennaio 2005 e il 31 marzo 2007.

Tale delibera fa seguito al Documento per la consultazione, di cui all'Atto 27 febbraio 2007, n. 11, nel quale è stata evidenziata la

necessità di superare, attraverso un nuovo provvedimento, la situazione di incertezza generata dal suddetto contenzioso, tenendo però in considerazione l'impatto della ritardata adozione del provvedimento stesso, in termini di conguagli, rinegoziazione delle condizioni di acquisto del gas, possibile intensificazione del contenzioso tra esercenti e tra clienti ed esercenti. La valorizzazione delle condizioni economiche in oggetto è pertanto fissata in modo da:

- minimizzare i costi amministrativi legati ai conguagli, confermando per il 2005 i valori di aggiornamento definiti nella delibera 29 novembre 2002, n. 195, e prevedendo che i venditori recuperino le somme precedentemente conguagliate ai clienti finali a fronte delle delibere 27 marzo 2006, n. 65, 28 giugno 2006, n. 134, 27 settembre 2006, n. 205 e 28 dicembre 2006, n. 320;
- porre a carico del sistema una parte degli oneri di rinegoziazione delle condizioni di acquisto gas prevedendone un incremento rispetto a quanto definito con la delibera n. 134/06.

L'aggiornamento delle condizioni economiche è pertanto fissato:

- per l'anno 2005, su valori incrementali eguali a quelli risultanti dall'applicazione dei criteri di indicizzazione previsti dalla delibera n. 195/02;
- per il primo semestre 2006 sui valori incrementali di cui alle delibere 29 dicembre 2005, n. 298 e 27 marzo 2006, n. 63;
- a partire dall'1 luglio 2006 sui valori incrementali risultanti dall'applicazione dei criteri introdotti dalla delibera n. 134/06.

La delibera n. 79/07 definisce dunque l'aggiornamento, per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 e il 31 marzo 2007, del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso, di cui all'art. 7 della delibera 4 dicembre 2003, n. 138, in materia di criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali.

La stessa delibera n. 79/07 ha fissato inoltre al 30 aprile 2007 il termine entro il quale gli esercenti l'attività di vendita erano tenuti a rinegoziare i contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale, stipulati successivamente al 1° gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, secondo le nuove condizioni economiche, e al 31 maggio il termine entro

il quale darne comunicazione all'Autorità assieme al proprio fornitore all'ingrosso. Su richiesta di alcune associazioni di categoria degli operatori di vendita all'ingrosso e al dettaglio e di diversi operatori, tali termini sono stati prorogati rispettivamente al 4 e al 29 giugno 2007 con delibera 26 aprile 2007, n. 101.

Per il secondo e il terzo trimestre 2007, le condizioni economiche di fornitura di gas naturale, con riferimento al corrispettivo variabile per la commercializzazione all'ingrosso, sono state aggiornate in diminuzione, rispettivamente di 0,0587 e di 0,0239 c€/MJ (o di 2,2611 e di 0,9206 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore a quello di riferimento, pari a 38,52 MJ/m³), nella delibera 29 marzo 2007, n. 80, per il periodo aprile-giugno 2007, e nella delibera 27 giugno 2007, n. 158, per il periodo luglio-settembre 2007.

Gli aggiornamenti per il quarto trimestre 2007 e per il primo trimestre 2008, di cui rispettivamente alla delibera 27 settembre 2007, n. 242, e alla delibera 28 dicembre 2007, n. 346, rivedono invece in aumento le suddette condizioni economiche, rispettivamente per 0,0326 e per 0,0691 c€/MJ (o per 1,2558 e per 2,6617 c€/m³ per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore a quello di riferimento, pari a 38,52 MJ/m³), conseguentemente al rialzo dei prezzi internazionali degli idrocarburi, il cui impatto non è attenuato dagli oneri di sistema, e alla mancanza di concorrenza nel settore del gas naturale (vedi anche Volume 1, Capitolo 3).

Revisione delle condizioni economiche di fornitura – Componenti stoccaggio e trasporto

L'Autorità, con delibera n. 50/06, ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il secondo periodo di stoccaggio secondo gli indirizzi contenuti nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come indicato all'art. 6 della delibera n. 138/03. Secondo tali criteri, per la movimentazione fisica del gas stoccato, gli utenti del servizio devono sostenere gli oneri connessi con i consumi delle centrali di compressione e di trattamento, attraverso il pagamento del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso. A seguito dell'approvazione dei corrispettivi di stoccaggio per l'anno termico 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008, con la delibera n. 78/07 e del richiamato aggiornamento del corrispettivo variabile per la commercializzazione all'ingrosso di cui alla delibera n. 79/07, l'Autorità ha ritenuto di dover aggiornare, con la delibera 30

marzo 2007, n. 84, la componente QS, di cui all'art. 3 della delibera n. 138/03, per il periodo 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008, fissandola pari a 0,254892 €/GJ. Si tratta della componente tariffaria dello stoccaggio delle condizioni economiche di fornitura fissate dall'Autorità per i clienti finali domestici di minore dimensione oggetto di tutela, vale a dire la componente a copertura dei costi di stoccaggio sostenuti dai fornitori. La delibera n. 138/03 stabilisce all'art. 6, comma 2, anche le modalità di calcolo della componente tariffaria del trasporto delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. In particolare è previsto che il corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale per i conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti (CP_e) debba essere definito dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun anno termico. Tale corrispettivo, per l'anno termico 1 ottobre 2007 – 30 settembre 2008, è fissato a 1,290953 €/a/Sm³/g dalla delibera 27 settembre 2007, n. 241.

Infine, la delibera n. 346/07 ha rivisto le modalità di calcolo della componente tariffaria del trasporto sopraccitata, relativamente alla parte della formula riferita alla quota relativa al costo per l'impegno di capacità di rete nazionale e regionale e al costo variabile (QTV^k) nella quale è stato aggiunto anche il corrispettivo unitario variabile per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas (CV^l), introdotto dalla delibera n. 277/07 e ne è stato fissato il relativo valore in 0,010439 €/GJ.

Revisione delle condizioni economiche di fornitura – Componente vendita al dettaglio

L'art. 8 della delibera n. 138/03 stabilisce le modalità di calcolo della componente relativa alla vendita al dettaglio (QVD) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale. Alcune associazioni di categoria hanno segnalato il disallineamento della QVD rispetto agli effettivi costi di commercializzazione, con riferimento sia al livello sia all'articolazione di tale componente.

L'Autorità ha pertanto ritenuto di avviare, con la delibera 19 dicembre 2006, n. 297, un procedimento per la revisione della componente QVD, in cui tener conto anche:

- dell'evoluzione normativa subita dopo il 2003 dai mercati del gas e dell'energia elettrica, con particolare riferimento

all'impatto economico degli obblighi in materia di standard contrattuali, qualità commerciale e procedure d'accesso, e dell'evoluzione dell'assetto relativo alle attività di misura, i cui costi sono attualmente coperti dalla componente QVD per quanto riguarda la lettura dei misuratori e la gestione delle letture;

- della reale corrispondenza tra la responsabilità dei clienti finali nella formazione dei costi in oggetto e il loro attuale criterio di attribuzione.

A tale proposito, nella comunicazione del 18 settembre 2007, la Direzione Mercati, ha richiesto agli esercenti la vendita al dettaglio informazioni sui costi sostenuti per gli adempimenti normativi e regolatori.

L'analisi dei dati pervenuti ha mostrato un'effettiva inadeguatezza della componente QVD nella copertura dei costi legati ai suddetti adempimenti, ma ha rivelato altresì l'incompletezza e a volte l'incongruità dei dati trasmessi, che ha reso necessari ulteriori approfondimenti prima di procedere a una revisione completa dell'articolazione del QVD, anche confrontando i risultati ottenuti con analogha rilevazione condotta sul mercato elettrico.

Con la delibera 27 settembre 2007, n. 240, l'Autorità ha quindi provveduto a modificare il valore della componente QVD di cui all'art. 8 della delibera n. 138/03 già a partire dall'1 ottobre 2007, innalzando il coefficiente rappresentativo dei costi unitari dell'attività di vendita al dettaglio a 35,82 €/cliente e rimandando a successivo provvedimento la revisione dell'articolazione della componente.

Con Atto 30 novembre 2007, n. 48, l'Autorità ha presentato in consultazione gli orientamenti in materia di commercializzazione di energia elettrica e gas nei mercati al dettaglio, in cui viene affrontata simultaneamente per i due mercati la revisione della disciplina relativa alle componenti QVD e PCV (Prezzo di commercializzazione della vendita per il mercato elettrico di maggior tutela), partendo dal presupposto che, fatte salve le differenze di assetto, molte delle attività di commercializzazione ricorrono in entrambi i mercati.

Dopo una sezione dedicata all'analisi comparata dei due settori con riferimento alla gestione delle richieste di prestazioni e in generale alle attività di commercializzazione con l'indicazione delle principali voci di costo (costo di acquisizione del cliente, costo della rete commerciale presente sul terri-

torio, costo delle infrastrutture per la gestione dei clienti e dei sistemi informativi), il documento passa a esporre il regime proposto per i due settori che si differenziano principalmente per il fatto che, mentre nel mercato elettrico i clienti di maggior tutela e i clienti liberi vengono gestiti attraverso operatori di vendita dedicati, nel mercato gas la gestione è in capo a un unico operatore, cosa che rende inutile la differenziazione tra prezzo di commercializzazione e remunerazione delle attività di commercializzazione ipotizzata per l'elettrico.

L'analisi dei costi degli operatori, finalizzata alla revisione dell'articolazione della componente QVD, evidenzia che:

- la maggior parte dei costi sostenuti per la commercializzazione dipende dal numero dei clienti, anche se esiste una relazione diretta tra i costi per cliente e il livello dei consumi unitari;
- esistono costi fissi, indipendenti dal volume di attività dell'operatore;
- non si riscontrano differenze di costo significative legate alla localizzazione geografica degli operatori.

Regolamentazione delle infrastrutture

Trasporto – Modifiche al decreto 31 gennaio 2007 in merito al gasdotto Poseidon

Con il decreto 31 gennaio 2007, il Ministro dello sviluppo economico, dietro parere favorevole dell'Autorità, nonché delle competenti Autorità greche, ha concesso un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi, ai sensi della legge n. 239/04 e in conformità alla Direttiva 2003/55/CE, alle società Edison Spa e Depa SA, in relazione al gasdotto di interconnessione tra Italia e Grecia denominato Poseidon, alle seguenti condizioni:

Accertata l'incoerenza di tale struttura di costo con la natura interamente variabile della componente QVD e la sua forte differenziazione tra ambiti geografici, l'Autorità ha proposto nel documento una diversa articolazione dalla componente QVD, attraverso l'introduzione di una quota fissa, e un'articolazione di corrispettivi variabili per scaglioni di consumo, oltre che l'eliminazione della attuale differenziazione per ambito tariffario.

Infine, visti gli impatti sulla spesa annua di alcune categorie di clienti e sulla situazione economico-finanziaria degli operatori, nel medesimo documento sono stati proposti regimi di gradualità verso il regime definitivo.

La delibera 28 dicembre 2007, n. 347, che modifica l'art. 8 e l'art. 13 della delibera n. 138/03, conferma nella sostanza l'impostazione proposta nel suddetto Documento per la consultazione, ma rimanda a un momento successivo e comunque a valle della definizione dell'assetto delle attività di misura, l'uniformazione su base nazionale della componente QVD, affidando al Direttore della Direzione mercati il compito di verificare la fattibilità di tale uniformazione a partire eventualmente dall'1 ottobre 2008.

- assoggettamento della capacità relativa al flusso virtuale inverso (dall'Italia alla Grecia) del gasdotto Poseidon alle norme di accesso regolato;
- obbligo per le società di indire, entro un anno dalla data di inizio dell'operatività del gasdotto Poseidon, una procedura pubblica, approvata dalle competenti Autorità, per l'allocazione a terzi di una quota della capacità marginale del gasdotto Poseidon, pari a 800 milioni di metri cubi all'anno, da realizzare in caso di esito positivo della suddetta procedura;
- obbligo per i soggetti importatori che utilizzano la capacità oggetto di esenzione del gasdotto Poseidon, di offrire

annualmente il 10% dei volumi di gas importati nell'ambito del PSV, secondo condizioni trasparenti e non discriminatorie;

- inammissibilità di domande di autorizzazione, ai sensi dell'art. 8 del decreto ministeriale 11 aprile 2006, relative a cessioni o scambi della capacità di trasporto attribuita a soggetti importatori che determinino situazioni in cui un soggetto importatore disponga di una capacità di trasporto superiore all'80% della capacità oggetto di esenzione;
- alla capacità in esenzione si applicano, tra l'altro, disposizioni in materia di cessione a terzi della capacità di trasporto non utilizzata, in accordo alle disposizioni del Regolamento n. 1775/2005 del Parlamento europeo e del Consiglio del 28 settembre 2005.

L'Autorità, con delibera 18 giugno 2007, n. 138, ha espresso parere favorevole in relazione alle modifiche del decreto 31 gennaio 2007 proposte dal Ministero dello sviluppo economico, al fine di soddisfare alcune osservazioni espresse dalla Commissione europea. In particolare è stato infine stabilito che la capacità marginale del gasdotto sia non inferiore a 800 milioni di metri cubi; che le imprese diano comunicazione della durata dei contratti di acquisto di gas naturale relativi alla capacità del gasdotto oggetto di esenzione, al fine di una valutazione da parte dell'Autorità della possibilità di accordare periodi diversi di esenzione in funzione delle suddette durate; che l'esenzione è revocata, salvo deroghe motivate, in caso il gasdotto non avvii l'operatività entro il 2012.

Trasporto – Modifiche del Codice di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia

Come più sopra descritto, con la delibera n. 163/07, l'Autorità ha disposto delle integrazioni alla delibera n. 137/02 in relazione alla disciplina dei conferimenti di capacità di trasporto, introducendo conferimenti di durata inferiore a un anno termico, limitatamente ai punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero.

In recepimento di tale delibera, la società Snam Rete Gas ha presentato e successivamente integrato alcune proposte di modifica al proprio Codice di rete.

L'Autorità ha ritenuto che tali proposte fossero coerenti con la nuova disciplina riguardante i conferimenti di capacità di

trasporto e ha così deciso di approvare la proposta di modifica del Codice di rete per le attività di trasporto formulate dalla società Snam Rete Gas con delibera 24 luglio 2007, n. 194.

Con la delibera 2 febbraio 2007, n. 17, l'Autorità ha definito i profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas di cui alla delibera 29 luglio 2004, n. 138, attuando una ridefinizione delle modalità di ripartizione del gas tra le diverse società di vendita, in termini sia di responsabilità dei soggetti interessati sia di tempistiche e modalità operative. In particolare, tali profili, il cui utilizzo sarà obbligatorio a partire dall'anno termico 2007-2008, devono essere utilizzati da tutte le imprese di distribuzione per la stima dei dati necessari alla fatturazione del servizio di distribuzione e per la corretta ripartizione del gas tra le diverse società di vendita, sia in caso di non disponibilità di letture, sia per la ripartizione temporale dei dati misurati (vedi *infra*).

In recepimento di tale delibera le società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia hanno presentato proposte di modifica dei propri Codici di rete; l'Autorità, ritenuto che tali proposte fossero coerenti con le disposizioni della delibera n. 17/07, ha deciso di approvarle con delibera 1 agosto 2007, n. 203.

Distribuzione – Definizione di profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas

L'Autorità, ai fini della riforma del bilanciamento gas, ha emanato la delibera n. 17/07, in materia di definizione di profili di prelievo standard e categorie d'uso del gas, come previsto all'art. 7 della delibera n. 138/04. 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 sono entrati in vigore a partire dall'1 ottobre 2007.

A seguito di queste nuove disposizioni, con la delibera 2 otto-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

bre 2007, n. 247, l'Autorità ha ritenuto opportuno aggiornare il Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione al fine di recepire le modifiche e le integrazioni alla delibera n. 138/04 e la definizione dei profili di prelievo standard, di cui alla delibera n. 17/07.

Distribuzione – Approvazioni e modifiche dei Codici di rete di alcune imprese

Con la delibera n. 138/04, l'Autorità ha disciplinato le condizioni di accesso ed erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, disponendo che in seguito all'entrata in vigore del Codice di rete tipo, l'impresa di distribuzione predispone il proprio Codice di rete ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00:

- adottando la disciplina prevista dal Codice di rete tipo, mediante apposita dichiarazione scritta trasmessa all'Autorità;
- trasmettendo all'Autorità, per la sua approvazione, una proposta di Codice redatta sulla base dello schema allegato alla delibera n. 138/04.

Nell'ipotesi di cui al primo alinea, il comma 3.3 della predetta delibera prevede che:

- l'approvazione di competenza dell'Autorità si intende rilasciata con decorrenza dalla data di ricevimento della dichiarazione dell'impresa;
- l'impresa di distribuzione ha facoltà di integrare il proprio Codice di rete, previa approvazione da parte dell'Autorità, mediante apposite clausole che si giustificano in ragione di specifiche esigenze debitamente motivate.

Con delibera 7 giugno 2007, n. 131, l'Autorità ha chiuso il procedimento di approvazione delle proposte di modifica e integrazione del Codice di rete presentate dalla Società Italiana per il Gas Spa (Italgas). La maggior parte delle proposte di modifica e integrazione presentate è risultata coerente con il quadro normativo di riferimento, in quanto finalizzate ad agevolare l'esercente nella gestione dei rapporti con i propri numerosi utenti del servizio e con i clienti finali. Un'altra parte delle proposte, invece, è stata respinta dall'Autorità poiché

esse non incidono sulla disciplina sostanziale contenuta nelle clausole del Codice di rete tipo, ma si risolvono in modifiche volte a migliorarne la formulazione o, in alcuni casi, l'applicazione, e pertanto si tratta di proposte non giustificabili dalle esigenze specifiche della società.

Sempre in riferimento alla società Italgas, con la delibera 2 ottobre 2007, n. 248, l'Autorità ha provveduto ad approvare ulteriori aggiornamenti della disciplina del Codice di rete relativamente ai seguenti aspetti:

- la verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale;
- la verifica della pressione di fornitura su richiesta del cliente finale;
- la disciplina relativa al servizio di pronto intervento;
- i parametri qualitativi caratterizzanti il gas riconsegnato.

Nel corso dell'anno 2007, sono stati effettuati aggiornamenti e modifiche ai Codici di rete di altre imprese di distribuzione, richiesti dalla stessa Autorità o dalle società per adeguare i Codici alle nuove disposizioni.

Di seguito sono menzionate le società e le rispettive delibere dell'Autorità di approvazione delle proposte di modifica e integrazione dei rispettivi Codici di rete:

- AES Torino Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 249;
- Toscana Energia Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 250;
- Siciliana Gas Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 251;
- Napoletanagas Spa con delibera 2 ottobre 2007, n. 252.

Distribuzione – Modifiche del Codice di rete tipo

Con la delibera 14 dicembre 2007, n. 324, l'Autorità, in accoglimento delle proposte di modifica e integrazione del Codice di rete tipo, disciplinato dalla delibera 6 giugno 2006, n. 108, contenente le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas, ha previsto che nel medesimo Codice di rete tipo venga:

- introdotta, nel glossario, la definizione di "giorno lavorativo";
- estesa a tutte le prestazioni elencate nel Codice di rete tipo le regole di cui all'art. 48.8 della delibera n. 168/04 per il computo dei tempi di esecuzione delle prestazioni individuate dalla medesima delibera;

- introdotta la possibilità per l'impresa di distribuzione di utilizzare automaticamente, nel caso di mancata lettura di sostituzione nella fornitura per cause indipendenti dalla propria volontà, i profili di prelievo ai fini della individuazione del consumo del cliente;
- estesa la procedura relativa alla sostituzione nella fornitura sul punto di riconsegna chiuso per morosità alla sostituzione nella fornitura su punto di riconsegna chiuso per pronto intervento;
- prevista l'attribuzione di una frequenza di lettura a ciascun punto di riconsegna, equivalente a quella prevista dalla delibera n. 229/01, nel caso di assenza di comunicazione della frequenza di lettura da parte dell'utente del servizio;
- prevista una durata minima di validità dell'attività di lettura in capo all'impresa di distribuzione e modificata contestualmente la durata della medesima attività in capo all'utente.

Stoccaggio – Disposizioni sui corrispettivi per mancato rispetto dei profili di utilizzo della capacità

L'Autorità, con delibera 23 marzo 2007, n. 68, è intervenuta prevedendo, limitatamente al mese di aprile 2007, la non applicazione dei corrispettivi di giacenza minima e di giacenza massima come definiti dalla delibera n. 119/05. Quest'ultima stabilisce che l'impresa di stoccaggio definisca un profilo di utilizzo della capacità, per la fase di iniezione, in relazione alle caratteristiche del proprio sistema di stoccaggio e alle necessità di ricostituzione dei giacimenti, compresa la riserva strategica, così da assicurare l'opportuna flessibilità all'utente. Stabilisce inoltre che il profilo di utilizzo contenga indicazioni sulla giacenza minima e massima consentita all'utente al termine di ciascun mese della fase di iniezione. L'intervento si è reso necessario in seguito alla segnalazione di Stogit Spa che informava sulle difficoltà riscontrate nel rispetto dei profili di utilizzo della capacità di stoccaggio definite dalla stessa società, imputabili alle giacenze in capo ai diversi utenti dello stoccaggio.

Stoccaggio – Approvazioni e modifiche dei Codici delle imprese

Con delibera n. 119/05, l'Autorità ha disciplinato l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio in situazioni di norma-

le esercizio e dunque i criteri e le priorità di accesso atti a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del servizio di stoccaggio, ai quali le imprese di stoccaggio devono attenersi nell'adozione del proprio Codice. Edison Stoccaggio ha trasmesso all'Autorità una prima versione del proprio Codice di stoccaggio in data 14 luglio 2006, che però non è risultata conforme alla disciplina stabilita dall'Autorità, la quale ha così chiesto a Edison Stoccaggio di provvedere alle dovute modifiche.

Una seconda versione del Codice di stoccaggio, trasmessa da Edison Stoccaggio in data 15 gennaio 2007, è stata successivamente emendata dalla stessa Edison Stoccaggio al fine di eliminare alcuni profili di incompletezza e di incoerenza rispetto alla normativa vigente rilevati dall'Autorità.

L'Autorità, inoltre, con delibera 22 novembre 2007, n. 291, ha approvato la proposta di modifica del Codice di stoccaggio predisposto dalla società Stogit relativamente alla determinazione e pubblicazione della Capacità di iniezione fisicamente disponibile per il sistema.

Stoccaggio – Definizione dei corrispettivi per l'anno termico 2007-2008, ai fini della reintegrazione degli stoccaggi strategici

L'Autorità, con delibera 29 novembre 2007, n. 297, ha confermato, anche per l'anno termico dello stoccaggio 2007-2008, i valori dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici già fissati con le delibere 30 gennaio 2006, n. 21, e 28 novembre 2006, n. 265. Queste ultime, infatti, rispondevano sia all'esigenza di riequilibrare il costo dell'utilizzo delle riserve strategiche rispetto agli elevati prezzi registrati, anche sui mercati internazionali, negli inverni 2005-2006 e 2006-2007, sia alla necessità di disincentivare l'utilizzo del gas detenuto a fini di stoccaggio strategico, anche in considerazione della fase di emergenza sperimentata nel corso dell'inverno 2005-2006.

Stoccaggio – Disposizioni per l'utilizzo del servizio di modulazione durante la fase di erogazione

Con delibera n. 119/05 sono state definite le procedure volte a conferire le capacità strumentali al libero accesso; al tal proposito, anche in ragione dell'insufficienza della capacità dispo-

nibile rispetto alle domande, nella medesima delibera si è definito un ordine di priorità tra le diverse richieste, secondo le seguenti finalità di utilizzo:

- approvvigionamento delle riserve strategiche;
- modulazione oraria e bilanciamento operativo delle imprese di trasporto;
- modulazione mineraria dei titolari delle concessioni di coltivazione;
- modulazione dei clienti finali con consumi fino a 200.000 S(m³), relativa a un periodo di punta stagionale mediamente rigido;
- modulazione dei clienti finali con consumi fino a 200.000 S(m³), relativa a un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale;
- finalità sottese ai restanti servizi di stoccaggio offerti dall'esercente.

Pertanto, con il conferimento l'utente acquisisce il diritto a immettere e prelevare gas in stoccaggio entro i limiti e in misura funzionale a soddisfare le finalità per le quali è stata riconosciuta la relativa priorità.

L'uso efficiente e razionale dei sistemi di stoccaggio richiede che l'utilizzo delle capacità conferite per le esigenze di modulazione dei clienti finali con consumi annui sino a 200.000 S(m³) sia possibile per l'intera fase di erogazione (periodo compreso tra l'1 novembre e il 31 marzo dell'anno successivo). Ciò può avvenire solo se nel corso di tale fase la giacenza di gas dell'utente sia sufficiente a garantire il soddisfacimento delle esigenze di modulazione dei suoi clienti finali nel restante periodo.

L'Autorità, con il Documento per la consultazione 14 novembre 2007 (Atto n. 43), ha manifestato l'intenzione di prevedere, con riferimento alle capacità di stoccaggio conferite con finalità di modulazione dei clienti finali con consumi fino a 200.000 S(m³) relative sia a un periodo di punta stagionale mediamente rigido sia a un periodo di punta stagionale rigido con frequenza ventennale:

- da un lato, un obbligo in capo agli utenti del servizio, titolari delle suddette capacità di mantenere in stoccaggio, nel corso dell'intera fase di erogazione, una giacenza minima di gas definita, tenuto conto dell'esistenza di strumenti

alternativi di flessibilità del sistema;

- dall'altro, obblighi informativi in capo alle imprese di stoccaggio e di trasporto del gas naturale volti sia ad assicurare agli utenti del servizio di stoccaggio di disporre degli elementi necessari per adempiere all'obbligo di giacenza minima, sia ad attivare flussi informativi che consentano all'Autorità di verificare il predetto adempimento.

L'Autorità quindi, con delibera 4 dicembre 2007, n. 303, al fine di assicurare una gestione efficiente e razionale della capacità complessiva di erogazione da stoccaggio nonché di disciplinare le modalità di utilizzo delle capacità conferite con finalità di modulazione stagionale, ha introdotto per gli utenti, titolari di tale capacità, l'obbligo di disporre, al termine di ciascun mese della fase di erogazione, di una giacenza minima. Quest'ultima è individuata nel minor valore fra:

- la giacenza risultante dalla differenza fra capacità conferita e i prelievi di gas da stoccaggio riconducibili alle esigenze di modulazione dei consumi dei clienti finali con consumo annuo inferiore o pari a 200.000 S(m³), tenuto conto delle effettive condizioni climatiche, della quota di consumi che può essere soddisfatta senza il ricorso allo stoccaggio e della variabilità del gradiente termico del consumo per riscaldamento nel corso della fase di erogazione;
- la giacenza necessaria a garantire la copertura dei consumi qualora si presentassero condizioni rigide con frequenza quarantennale per il proseguimento dell'inverno.

Viene inoltre stabilito che qualora l'utente disponga di gas per quantitativi superiori a quelli sopra indicati, possa, in deroga a quanto previsto dalla delibera n. 119/05, prelevare il gas in eccesso e utilizzare la relativa capacità per finalità diverse da quelle per le quali gli è stata riconosciuta la priorità relativa.

Stoccaggio – Determinazioni per il conferimento delle capacità e della punta giornaliera per il servizio di modulazione per l'anno termico 2008-2009

Nell'ambito del processo di revisione delle modalità e delle procedure per il conferimento della capacità di stoccaggio di modulazione, avviato con la delibera 7 marzo 2005, n. 37, e

proseguito con i Documenti per la consultazione 12 dicembre 2005 e 22 febbraio 2007, l'Autorità è intervenuta con il Documento per la consultazione del 4 dicembre 2007 (Atto n. 51), recante criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio di gas naturale finalizzato ad analizzare i principali aspetti di carattere procedurale per l'ordinato svolgimento del processo di conferimento. In particolare si proponeva di utilizzare quale base dati per il conferimento i dati relativi ai consumi e alla tipologia di utilizzo del gas dei clienti finali allacciati agli impianti di distribuzione, raccolti dalle imprese distributrici a partire dall'1 ottobre 2007 ai sensi della delibera n. 17/07.

Le osservazioni ricevute hanno evidenziato profili di criticità circa l'affidabilità dei dati resi disponibili ai sensi della delibera n. 17/07 e alla disponibilità di adeguati flussi informativi tra operatori e utenti, e che tali criticità non consentono l'applicazione dei criteri illustrati nelle procedure di conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009.

In data 5 febbraio 2008 Stogit, al fine di garantire agli utenti una tempistica adeguata per la presentazione della documentazione necessaria e permettere una gestione ordinata del processo, ha segnalato l'opportunità di una revisione delle tempistiche del processo di conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 rispetto alle scadenze previste nel Codice di stoccaggio (10 febbraio nel Codice di Stogit e 15 febbraio nel Codice di Edison).

L'Autorità quindi, con delibera 7 febbraio 2008, n. 11 (ARG/gas), ha ritenuto opportuno prorogare i termini per la presentazione delle richieste di conferimento di capacità di stoccaggio per il servizio di modulazione per l'anno termico 2008-2009 e non modificare i criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio e della punta giornaliera per il servizio di modulazione.

È stato inoltre previsto che le imprese di stoccaggio definiscano procedure che consentano, a partire dall'anno termico di stoccaggio 2008-2009, la decorrenza dall'inizio dell'anno termico di stoccaggio dei trasferimenti di capacità di stoccaggio per il servizio di modulazione in relazione alle sostituzioni nella fornitura dei clienti finali di cui all'art. 18, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 164/00, comunicate nei mesi di febbraio e di marzo, compatibilmente con le tempistiche necessarie al medesimo trasferimento.

Infine, in relazione alla determinazione della richiesta massima

di capacità di stoccaggio, come prevista dalla delibera n. 119/05, è stato dato mandato al Direttore della Direzione mercati dell'Autorità di istituire un gruppo di lavoro composto da rappresentanti delle imprese di stoccaggio, degli utenti dei servizi di stoccaggio, delle imprese di trasporto e di distribuzione al fine di prospettare le modalità di soluzione delle criticità segnalate dagli utenti in relazione alla disciplina proposta in materia dall'Autorità con il Documento per la consultazione del 4 dicembre 2007. I lavori del gruppo saranno conclusi entro il 30 aprile 2008, affinché il successivo provvedimento possa essere adottato tempestivamente, con lo scopo di risolvere le criticità riscontrate e consentire un efficace svolgimento delle procedure di conferimento per l'anno termico di stoccaggio 2009-2010.

GNL – Approvazione del Codice di GNL Italia

Con la delibera 15 maggio 2007, n. 115, l'Autorità ha accolto la proposta del Codice di rigassificazione presentata da GNL Italia, completando il quadro della regolamentazione dell'accesso e dell'utilizzo del sistema delle infrastrutture gas previsto dal decreto legislativo n. 164/00 e, per quel che concerne il gas liquefatto, dalla disciplina di cui alla delibera 1 agosto 2005, n. 167, contenente le regole per l'accesso e l'erogazione del servizio di rigassificazione del gas secondo criteri di massima imparzialità e di libertà d'accesso di tutti gli utenti. La delibera n. 115/07, verificando che il Codice di rigassificazione proposto da GNL Italia ricalcasse i principi della delibera n. 167/05, ovvero la priorità di conferimento della capacità ai possessori di contratti pluriennali e, allo stesso tempo, la tempestività e la trasparenza del conferimento a terzi della capacità non utilizzata, al fine di promuovere il mercato *spot*, ha stabilito:

- l'entrata in vigore del Codice di rigassificazione presentato da GNL Italia in data 1 ottobre 2007, con eccezione delle disposizioni riguardanti i processi di conferimento di capacità e di programmazione del servizio entrati in vigore dal 30 maggio 2007;
- la trasmissione di una relazione, da parte di GNL Italia, entro il 31 marzo 2008, circa la gestione dell'accesso e dell'erogazione del servizio di rigassificazione in applicazione della disciplina, contenuta nel Codice di rigassificazione,

relativa alla definizione della capacità conferita (vedi il Capitolo 5) e alla programmazione delle consegne di GNL (vedi il Capitolo 9) al fine di consentire all'Autorità di verificarne l'efficienza nel perseguire la massimizzazione dell'utilizzo del terminale, nel rispetto del criterio di non discriminazione degli utenti.

GNL – Modifica dell'ordine di merito nell'allocazione della quota non soggetta a esenzione

L'Autorità, con delibera 18 dicembre 2007, n. 327, ha stabilito la modifica della metodologia di allocazione della quota non soggetta a esenzione per i terminali di nuova costruzione, al fine di armonizzare l'ordine di merito di assegnazione della capacità con quello previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive del 28 aprile 2006. Infatti, l'applicazione delle procedure definite all'art. 8 della delibera 31 luglio 2006, n. 168, avrebbe potuto dare luogo a esiti diversi nel conferimento della capacità di rigassificazione rispetto agli esiti derivanti dall'applicazione dei criteri definiti all'art. 6 del decreto 28 aprile 2006, ingenerando possibili problemi applicativi e rischi di contenzioso nel corso del conferimento, con conseguenti ritardi nel completamento dello stesso.

Misura – Istituzione di un gruppo di lavoro per l'elaborazione di proposte in materia di requisiti funzionali dei misuratori del gas

Con la pubblicazione del Documento per la consultazione 9 luglio 2007 sulla *Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale* (Atto n. 27), l'Autorità ha formulato proposte in materia di requisiti funzionali dei misuratori del gas. Nello stesso Documento per la consultazione l'Autorità ha auspicato la costituzione di un tavolo di lavoro finalizzato all'armonizzazione dei processi decisionali dell'UNI (Ente nazionale di unificazione) e del CIG (Comitato italiano gas) e della stessa Autorità al quale invitare anche le amministrazioni competenti. In ottemperanza alle osservazioni precedenti l'Autorità, con determinazione 27 novembre 2007, n. 71, ha istituito un gruppo di lavoro composto da personale dell'Autorità e da personale in rappresentanza dell'UNI/CIG, dei distributori di gas, dei venditori di gas e dei costruttori di misuratori del gas; sono state quindi coinvolte le associazioni Anigas, Anima/Acism, Assogas,

Federestrattiva, Federutility. Le attività di gruppo di lavoro restano comunque circoscritte alla definizione di requisiti funzionali dei misuratori del gas e dei sistemi preposti alla loro telelettura o telegestione.

Unbundling

Con la delibera 18 gennaio 2007, n. 11, l'Autorità aveva approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione* che, accanto ad alcune semplificazioni della disciplina contabile precedentemente in vigore, introduceva nuove norme in materia di separazione funzionale, in applicazione delle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, con l'obiettivo di garantire l'indipendenza e la terzietà delle attività essenziali per la fornitura del servizio.

Questa delibera ha generato un contenzioso legale, non ancora concluso, ma che dalle risultanze del giudizio di primo grado ha sostanzialmente:

- confermato la sussistenza in capo all'Autorità del potere di adottare la delibera impugnata;
- avvalorato la liceità a imporre vincoli alle procedure che regolano i rapporti tra capogruppo e partecipata;
- negato la pretesa disparità di trattamento tra i soggetti regolati;
- confermato la correttezza del criterio di separazione funzionale alternativo, introdotto dalla delibera 4 ottobre 2007, n. 253, che permette di derogare dalla separazione funzionale dell'intero consiglio di amministrazione, ove sia previsto un comitato esecutivo o figura analoga, separato funzionalmente, il cui giudizio sia vincolante per tutte le decisioni gestionali e organizzative inerenti il servizio amministrato.

Le sentenze del Tribunale amministrativo definiscono l'intervento dell'Autorità "mite e calibrato", "morbido" e "proporzionato", riformando solo gli aspetti legati al ruolo dei dirigenti, il cui comportamento, però, dovrà essere condizionato con le direttive per la formulazione del *Programma degli adempimenti*, attualmente allo studio dell'Autorità.

Regolamentazione della qualità e della sicurezza

L'attività di regolazione della qualità e della sicurezza dei servizi gas ha riguardato:

- la qualità dei servizi gas (sicurezza, continuità e qualità commerciale);
- la qualità del gas e del servizio di trasporto;
- la sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas.

Nei paragrafi successivi vengono illustrate, per gli ambiti sopra elencati, le principali attività sulle quali si è concentrata nel corso dell'ultimo anno l'attività di regolazione.

Qualità dei servizi gas

L'Autorità ha approvato con la delibera n. 168/04 il *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* che ha definito la regolazione della qualità dei servizi gas nel secondo periodo regolatorio (1 gennaio 2005 – 31 dicembre 2008) in continuità con quanto stabilito per il precedente periodo regolatorio (1 gennaio 2001 – 31 dicembre 2004). La regolazione della qualità dei servizi gas ha riguardato la disciplina della sicurezza e della continuità per il servizio di distribuzione e della qualità commerciale per i servizi di distribuzione e di vendita del gas.

Nel 2007, con la delibera del 26 settembre, n. 234, l'Autorità ha avviato il procedimento per la revisione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas per il terzo periodo di regolazione (1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012); tale procedimento, data la sua rilevanza, è stato inserito nella sperimentazione dell'AIR ai sensi della delibera 28 settembre 2005, n. 203, e si è posto le seguenti finalità:

- garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti finali e incentivi per il miglioramento della qualità dei servizi siano

definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della tariffe e corrispettivi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas, in particolare per quanto concerne la promozione degli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard e incentivi;

- assicurare coerenza con gli obiettivi di sviluppo del mercato interno del gas e con la separazione tra attività di distribuzione e di vendita;
- assicurare livelli di qualità nei servizi comparabili con i livelli di qualità raggiunti o proposti in altri Stati membri dell'Unione europea e omogenei sull'intero territorio nazionale per i clienti finali che si trovino in condizioni analoghe di erogazione dei servizi;
- contribuire a promuovere la concorrenza, la non discriminazione tra i soggetti interessati, la trasparenza e la completezza dell'informazione;
- favorire la convergenza delle disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi gas ed elettrici;
- passare, nel terzo periodo di regolazione, dal sistema di adesione volontaria al sistema degli incentivi da parte dei distributori di gas all'applicazione obbligatoria di tale sistema con l'introduzione di penalità nel caso di miglioramento inferiore al corrispondente livello tendenziale fissato dall'Autorità.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas è la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni di gas; da un servizio di pronto intervento che

assicuri un rapido intervento in caso di chiamata tale da assicurare un tempestivo ripristino della sicurezza degli impianti; dalla eliminazione delle fughe di gas anche attraverso l'ispezione della rete di distribuzione; dalla protezione catodica delle reti in acciaio. La continuità del servizio di distribuzione riguarda invece il numero e la durata delle interruzioni della fornitura di gas ai clienti finali.

La regolazione dell'Autorità in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas è stata introdotta per la prima volta alla fine del 2000 con la delibera 28 dicembre 2000, n. 236, che ha definito un sistema di obblighi di servizio per i distributori e ha fissato i livelli nazionali base e di riferimento per alcuni indicatori rilevanti nonché gli obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati all'Autorità. Per evitare che un sistema di soli obblighi di servizio conducesse gli esercenti a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità, alla fine del 2005, 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 migliori rispetto ai livelli minimi definiti (delibera 22 novembre 2005, n. 243).

Il sistema di incentivi prevede due componenti indipendenti: la prima premia la riduzione delle dispersioni di gas mentre la seconda incentiva un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Gli incentivi non possono essere erogati per gli impianti di distribuzione del gas nei quali sia avvenuto un incidente da gas per responsabilità del distributore o per il quale non sia stato ancora possibile accertarne la responsabilità. Per il periodo 2006-2008, primo triennio di applicazione del meccanismo incentivante, l'accesso da parte dei distributori al sistema degli incentivi è su base volontaria.

I distributori di gas che hanno richiesto gli incentivi per recuperi di sicurezza per il 2006 sono stati 10 (dei quali 8 con più di 100.000 clienti finali allacciati, e 2 di dimensioni minori). Gli incentivi, approvati con la delibera 28 gennaio 2008, n. 6 (ARG/gas), sono stati pari a circa 3,4 milioni di euro: i maggiori importi erogati riguardano la componente "dispersioni" (2,2 milioni di euro a fronte di 1,2 milioni di euro per la componente "odorizzazione"). Gli impianti di distribuzione di gas naturale interessati dagli incentivi sono stati 564 al servizio di circa 4,4 milioni di clienti finali, rispetto a un totale di circa 3.000 impianti in Italia che servono complessivamente oltre 19

milioni di clienti finali.

A partire da tali risultati e al fine di favorire il comportamento virtuoso in materia di sicurezza da parte di tutti i distributori di gas, l'Autorità si è posta l'obiettivo generale di passare dal 2009, pur con la dovuta gradualità, da una adesione volontaria al sistema degli incentivi a una obbligatoria per tutti i distributori di gas naturale con l'introduzione, in aggiunta agli incentivi, di penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito per ogni impianto di distribuzione dall'Autorità stessa.

L'obiettivo generale dell'estensione a tutti i distributori del sistema degli incentivi/penalità è il cardine intorno al quale è stata impostata la revisione della regolazione in materia di sicurezza per il terzo periodo regolatorio che ha riguardato anche un significativo rafforzamento degli obblighi in materia di pronto intervento e una semplificazione e razionalizzazione di altre disposizioni.

Nel corso dell'anno 2007 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 23 luglio 2007, n. 192, con la quale l'Autorità ha intimato 13 esercenti inadempienti a ottemperare entro il 31 dicembre 2007 agli obblighi previsti dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori.

All'inizio del 2008 l'Autorità e il CIG hanno siglato un Protocollo di intesa con l'obiettivo di avviare ulteriori iniziative a sostegno della sicurezza ed efficienza del mercato. Il CIG è l'organismo federato all'UNI che ricopre ruoli istituzionali in materia di normazione, prevenzione, formazione e informazione per la sicurezza negli utilizzi dei gas combustibili. L'attività del CIG costituisce un naturale complemento di dettaglio tecnico delle disposizioni emanate dall'Autorità. L'accordo, valido per tre anni, prevede un rafforzamento del coordinamento e della collaborazione per le attività di comune interesse nel settore del gas per lo sviluppo di un lavoro organico di elaborazione di un quadro normativo sempre più avanzato.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e di vendita del gas è stata introdotta il 1° gennaio 2001 con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000, n. 47,

ed è stata successivamente rivista nel corso del 2003-2004; alla luce sia degli effetti positivi sia delle criticità evidenziate dall'attuazione della precedente disciplina, tale disciplina è stata sostanzialmente confermata nel *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas* approvato con la delibera n. 168/04.

All'interno del procedimento di revisione della regolazione della qualità dei servizi gas, avviato con la delibera n. 234/07, l'Autorità ha pubblicato il primo Documento per la consultazione inerente la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione (2009-2012); in tale Documento l'Autorità ha presentato proposte in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura del gas al fine di perseguire le seguenti finalità:

- favorire la convergenza delle disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi gas ed elettrici, recependo le principali revisioni introdotte con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*, approvato con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333, e in particolare quelle riguardanti la modifica della disciplina degli appuntamenti con i clienti finali e degli indennizzi automatici;
- garantire parità di trattamento per i clienti finali con uguali caratteristiche di consumo indipendentemente dal distributore di gas che effettua il servizio;
- aumentare l'efficienza e la non discriminazione nell'esecuzione delle prestazioni richieste.

L'Autorità, ritenendo necessario un rafforzamento della regolazione della materia di propria competenza in materia di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale, ha altresì proposto:

- per tutte le richieste di verifica del gruppo di misura, una maggiore tutela del cliente finale sia in termini di tempestività dell'effettuazione della verifica sia in termini di costo sia di definizione degli effetti della verifica in caso di accertato malfunzionamento del misuratore;
- la trasformazione, dal 1° gennaio 2009, del livello generale previsto per la prestazione di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale (effettuazione di almeno il 90% delle verifiche entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi) in livello garantito (effettuazione di tutte le verifiche entro il

tempo massimo di 10 giorni lavorativi, con indennizzo automatico in bolletta nel caso in cui tale tempo massimo non venisse rispettato per cause riconducibili all'esercente);

- per le richieste di verifica di gruppi di misura di produzione non recente, la definizione di condizioni di maggior favore in termini di costo per il cliente finale (rispetto ai 40 € fissati dall'Autorità) e di criteri di priorità che rendano sostenibili per i distributori di gas le nuove regole introdotte.

Stante la rilevanza del tema ai fini della tutela dei consumatori, in esito alla consultazione, l'Autorità ha emanato la delibera 29 aprile 2008, n. 51 (ARG/gas), con la quale:

- ha stabilito che il distributore è tenuto a sostituire gratuitamente il gruppo di misura nel caso in cui l'apparato risulti non misurare correttamente il consumo, in base alla normativa tecnica vigente;
- ha introdotto un livello generale inerente il tempo di sostituzione del gruppo di misura, prevedendo che il 90% degli apparati debba essere sostituito entro il tempo massimo di 10 giorni lavorativi dalla data di comunicazione al venditore del resoconto della verifica;
- ha confermato le condizioni di maggior favore in termini di costo per il cliente finale domestico, proposte in consultazione, prevedendo che lo stesso paghi 5 € se la verifica conduca all'accertamento di errori nella misura non superiori ai valori ammissibili, in ragione della vetustà del gruppo di misura e purché non sia già stato verificato negli ultimi cinque anni solari;
- ha fissato un tempo massimo per l'invio del resoconto della verifica, con il riconoscimento di un indennizzo automatico per il cliente finale in caso di non rispetto dello stesso per cause riconducibili al distributore, fatti salvi i casi nei quali il numero delle richieste di verifica ecceda nel semestre la soglia dell'1 per mille rispetto al numero totale dei gruppi di misura gestiti dal distributore;
- ha stabilito l'obbligo per il distributore di effettuare la ricostruzione dei consumi, con le modalità e nei tempi definiti dagli artt. 9, 10 e 11 della delibera 28 dicembre 1999, n. 200, in caso di esito negativo della verifica.

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di gas è stata invece fatta confluire in un unico e suc-

cessivo iter di consultazione per entrambi i settori, gas ed elettrico, con particolare attenzione al tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami dei clienti finali. Al termine del processo di consultazione, l'Autorità intende approvare il *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e del gas* che incorporerà la disciplina in tema di qualità dei *call center* dei venditori di energia già emanata con la delibera 19 giugno 2007, n. 139.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

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) ed h), della legge n. 481/95. Il procedimento, che per la sua rilevanza è stato inserito nella sperimentazione dell'AIR ai sensi della delibera n. 203/05, riguarda lo scambio di informazioni sia per l'effettuazione delle prestazioni previste dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas* sia per le richieste per la sostituzione del venditore nella fornitura di gas al cliente finale. Tale procedimento è stato, peraltro, inserito nella sperimentazione triennale della metodologia dell'AIR ai sensi della delibera n. 203/05.

A seguito di un'ampia consultazione con tutti i soggetti interessati, l'Autorità ha approvato la disciplina in tema di standard nazionale di comunicazione tra gli operatori nel settore del gas naturale (delibera 18 dicembre 2006, n. 294) e ha istituito un Gruppo di lavoro con le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, nonché dei grossisti di energia, (avviato e disciplinato con la determinazione 17 gennaio 2007, n. 2 del Direttore Generale dell'Autorità) finalizzato al completamento della regolazione, anche con riferimento a standard evolutivi da utilizzare a regime, in coordinamento con le attività del Gruppo di lavoro sull'aggiornamento del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (delibera n. 108/06).

Con la delibera n. 294/06, l'Autorità ha individuato in materia di standard di comunicazione tra distributore, utente del servizio di distribuzione e venditore (quando diverso dall'utente):

- una soluzione base, minima e obbligatoria, contraddistinta dall'uso della posta elettronica certificata (PEC), con l'impiego per i file allegati, fino al 31 dicembre 2007 (termine

successivamente prorogato al 30 settembre 2008 con la delibera 11 dicembre 2007, n. 313), del formato excel o equivalente (intendendo per "equivalente" un prodotto software a codice sorgente aperto) per l'invio di dati numerici e pdf per quello di testi;

- a partire dall'1 ottobre 2008, l'obbligo per il distributore di rendere disponibili soluzioni più evolute del tipo *Application-to-Application* (AtoA) e/o applicazioni Internet e, per coloro che avessero già a disposizione tali soluzioni, la possibilità di utilizzarle, in alternativa alla PEC, dall'1 gennaio 2007 (data di entrata in vigore del provvedimento) nel rispetto dei criteri di imparzialità e non discriminazione.

In esito alle attività del Gruppo di lavoro, che si sono protratte fino a febbraio 2008 tenuto conto della complessità della materia, l'Autorità ha pubblicato in data 14 aprile 2008 il terzo Documento per la consultazione (Atto n. 9), recante proposte utili alla standardizzazione delle regole di processo, semantica e sintassi per le prestazioni commerciali maggiormente richieste, disciplinate dal *Testo integrato della qualità dei servizi gas*, nonché relative all'applicazione di soluzioni tecnologicamente evolute, anche per la definizione dell'appuntamento con il cliente finale.

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 23 gennaio 2006, n. 15, l'Autorità ha pubblicato in data 19 dicembre 2006 il primo Documento per la consultazione (Atto n. 35), nel quale ha:

- individuato nella sicurezza, nella continuità e nella qualità commerciale gli aspetti generali di qualità del servizio di trasporto di gas naturale;
- descritto le prassi operative di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia;
- fornito la sintesi di una ricognizione della regolazione in materia in ambito internazionale;
- formulato proposte preliminari di regolazione in tema di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale, prevedendo tra l'altro la possi-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

bilità di introdurre nuovi indicatori di qualità, 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;

- approfondito anche alcuni temi connessi con la misura della qualità del gas naturale, formulando proposte di modifiche e integrazioni alla delibera 6 settembre 2005, n. 185, i cui esiti hanno portato all'emanazione della delibera 28 marzo 2007, n. 75.

In considerazione delle osservazioni pervenute in risposta al Documento per la consultazione n. 35/06 e di quanto già definito in precedenti provvedimenti, l'Autorità ha emanato in data 14 novembre 2007 il secondo Documento per la consultazione (Atto n. 44), nel quale ha proposto, tra l'altro, di introdurre:

- l'indicatore "percentuale di rete sulla quale sono state effettuate ispezioni interne con pig¹ rispetto al totale della rete sulla quale è tecnicamente possibile utilizzare tale metodologia" e i relativi obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità con cadenza annuale;
- l'obbligo di servizio di sottoporre a sorveglianza, a piedi o con altri mezzi, con cadenza almeno semestrale i tratti di rete appartenenti ai gasdotti maggiormente esposti a condizioni di rischio e con cadenza almeno annuale il resto della rete;
- un indicatore relativo al tempo di messa in sicurezza, definito come il tempo intercorrente tra la segnalazione di una emergenza di servizio e il ripristino delle normali condizioni di funzionamento del sistema (inclusa la ripresa della riconsegna del gas) nonché specifiche disposizioni relative ai conseguenti obblighi di registrazione e comunicazione;
- obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità dei dati e delle informazioni relativi alla protezione catodica delle reti di trasporto;
- un unico standard generale per le offerte di allacciamento;
- tempi massimi di risposta per alcune delle prestazioni più frequentemente richieste dagli utenti del servizio, insieme a uno standard generale inerente la percentuale minima di

risposte motivate a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni (90% entro il tempo massimo di 20 giorni lavorativi) nonché obblighi di registrazione e di comunicazione annuale.

L'Autorità ha quindi emanato, in tema di qualità del gas, la delibera n. 75/07 con la quale ha stabilito, tra l'altro, 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, con pubblicazione sul sito Internet delle stesse.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: gli accertamenti documentali degli impianti di utenza

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 40, entrata in vigore dall'1 ottobre 2004, l'Autorità ha emanato il Regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Il Regolamento prevede che il distributore di gas, prima di attivare la fornitura, accerti che l'impianto del cliente sia dotato della documentazione prevista dalla legislazione vigente in tema di sicurezza, con particolare riferimento alla legge 5 marzo 1990, n. 46. La documentazione certifica la corretta realizzazione dell'impianto di utilizzo del gas da parte dell'installatore abilitato e il suo accertamento è finalizzato a garantire la sicurezza dell'impianto stesso e a consentire l'individuazione dell'installatore che ha realizzato l'impianto. Il Regolamento ha l'obiettivo di garantire e promuovere la sicurezza dell'utilizzo degli impianti di utenza e la riduzione degli incidenti riconducibili all'uso di tutti i tipi di gas distribuiti a mezzo di reti (prevalentemente metano, ma anche GPL).

L'Autorità, con la delibera 27 aprile 2006, n. 87, ha introdotto alcune semplificazioni al Regolamento, senza snaturarne i principi e l'impostazione originaria ed 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 a regime dall'1 aprile 2007.

La delibera n. 40/04 ha prodotto significativi effetti positivi: nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2007, i distributori

¹ Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte che percorrono l'interno delle tubazioni spinto dalla differenza di pressione che si crea a monte e a valle del suo passaggio. Tale tipologia di strumentazione consente al trasportatore di raccogliere informazioni dettagliate relative allo "stato di salute" del metanodotto ispezionato.

di gas hanno effettuato oltre 900.000 accertamenti per la sicurezza relativi a nuovi impianti. Il 95,6% di essi (oltre 865.000) ha avuto esito positivo a seguito del riscontro della adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge n. 46 del 1990.

Il regolamento dell'Autorità ha inoltre favorito la conoscenza della legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas e ha dato un nuovo impulso a corsi di aggiornamento sia degli installatori sia del personale tecnico incaricato degli accertamenti.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas: l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 152, ha introdotto, a partire dall'1 ottobre 2004 e fino al 30 settembre 2007, l'assicurazione minima obbligatoria per infortuni e incendi connessi con l'utilizzo del gas, vigente fino a quel momento su base volontaria e solo per il gas naturale. Il provvedimento dell'Autorità ha definito i contenuti delle coperture assicurative e le ha estese anche ai clienti che utilizzano gas diverso dal metano, come il GPL, purché distribuito a mezzo di rete. L'assicurazione copre i rischi per infortuni, incendio e responsabilità civile connessi con l'uso del gas ed è stipulata dal CIG tramite gara a evidenza pubblica con un costo in bol-

letta per i consumatori non superiore ai 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.

Con delibera 20 marzo 2007, n. 62, l'Autorità, sulla base degli esiti positivi del primo triennio di attuazione della delibera n. 152/03, ha confermato l'assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas, prolungandola fino al 30 settembre 2010; pertanto il CIG ha provveduto ad aggiudicare, tramite gara pubblica, il contratto per il triennio termico 2007-2010. Il rinnovo è avvenuto con un consistente ribasso (circa il 25%) del premio per utenza precedentemente in vigore. Prendendo come riferimento le 18,8 milioni di utenze interessate, si è quindi ottenuto un risparmio di circa 1,5 milioni di euro all'anno per il triennio termico 2007-2010, mantenendo inalterate le tutele per i consumatori.

L'analisi dei dati trasmessi da parte del CIG all'Autorità in attuazione di quanto previsto dalla delibera n. 152/03 ha evidenziato la gravità degli effetti sociali ed economici derivanti dagli incidenti da gas e si può presumere, che, in assenza dell'intervento regolatorio dell'Autorità, la quasi totalità degli effetti economici dei sinistri denunciati non avrebbe trovato alcuna copertura assicurativa.

4.

Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali

Tutela dei consumatori

Nel corso del 2007 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha posto in essere una incisiva attività per la tutela dei consumatori nel mercato elettrico e del gas. In particolare, relativamente al mercato elettrico, l'Autorità ha adottato efficaci strumenti di tutela della clientela finale sia nella fase precedente sia in quella successiva alla completa liberalizzazione del settore, avvenuta il 1° luglio 2007.

Come illustrato nella precedente *Relazione Annuale* già nella prima metà del 2007 erano state avviate le attività preparatorie alla completa apertura dei mercati: il 1° gennaio 2007 era entrato in vigore il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali (delibera 30 maggio 2006, n. 105) ed era stata approvata (delibera 9 maggio 2007, n. 110) la scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui all'art. 11, comma 1, lettera c), della delibera n. 105/06. Sempre nel corso del 2007, è entrata in vigore la direttiva sulla trasparenza dei documenti di fatturazione relativi al mercato elettrico, adottata con delibera 16 luglio 2006, n. 152.

Inoltre, in data 18 giugno 2007 è entrato in vigore il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, che ha dettato misure immediate, con decorrenza 1° luglio 2007 per l'attuazione delle disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei

mercati dell'energia in vista dell'apertura del mercato anche ai clienti domestici (in attesa del completo recepimento della Direttiva 26 giugno 2006, n. 54, del Parlamento europeo e del Consiglio ancora da implementare nell'ordinamento nazionale) e riconosciuto ai clienti finali domestici il diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura del mercato vincolato e di scegliere un fornitore diverso dalla impresa distributrice operante nel proprio ambito territoriale.

Contemporaneamente è stato istituito un regime di maggior tutela per i clienti finali domestici e per le piccole imprese (ovvero i clienti non domestici connessi in bassa tensione con non più di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro) non serviti sul mercato libero, come servizio specifico di vendita alle condizioni economiche e contrattuali definite dall'Autorità, la cui erogazione è garantita dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita (quest'ultime da costituire obbligatoriamente per le imprese distributrici le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali).

Per i clienti diversi da quelli aventi diritto al servizio di maggior tutela e privi di venditore sul mercato libero, il suddetto decreto ha previsto un regime di salvaguardia a condizioni e prezzi stabiliti dall'esercente e pubblicate e offerte in modo trasparente e non discriminatorio.

In materia di diritto di recesso, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità è intervenuta adottando la delibera 25 giugno 2007, n. 144, contenente la disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

In risposta ad alcune criticità emerse nella prima fase di apertura del mercato elettrico alla clientela domestica, determinate anche dalla pluralità dei nuovi soggetti operanti nel settore, con delibera 26 ottobre 2007, n. 272, sono state adottate ulteriori misure di tutela che hanno riguardato in particolare controlli sulla correttezza dei comportamenti delle imprese nel soddisfare le richieste di adesione alle nuove offerte biorarie stabilite dall'Autorità, e regole più dettagliate affinché gli operatori svolgano il servizio per la maggior tutela previsto dall'Autorità in modo chiaramente distinguibile dalla commercializzazione delle offerte dei venditori sul mercato libero.

Con delibera 18 marzo 2008, n. 34 (ARG/com), sono state apportate modifiche e integrazioni alla scheda dei corrispettivi di all'Allegato A alla delibera n. 110/07 e al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali di cui all'Allegato A della delibera 22 luglio 2004, n. 126, nonché avviato un procedimento per la revisione dei Codici di condotta commerciale per la vendita di gas naturale e di energia elettrica.

Ha riguardato entrambi i settori elettrico e gas la *Ricognizione delle esigenze e delle problematiche relative alla*

confrontabilità delle offerte per la vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas, avviata con documento del 3 agosto 2007.

Inoltre, significativa nella seconda metà del 2007 è stata l'attività volta all'informazione dei consumatori delle opportunità della liberalizzazione. Con delibera 22 giugno 2007, n. 140, l'Autorità ha istituito presso l'Acquirente Unico Spa un *call center* che ha fornito dal 1° luglio 2007 informazioni ai consumatori sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e il cui servizio, visti i risultati positivi conseguiti, è stato esteso anche al settore del gas a partire dall'ottobre 2007.

Comune ai due settori è anche il progetto triennale avviato con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CSSE) per la gestione dei reclami, istanze e segnalazioni (*Avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per lo svolgimento di attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni presentati dai clienti finali ai sensi dell'art. 2 comma 12, lettera m), della legge 14 novembre 1995, n. 481, avviato con delibera dell'Autorità 22 giugno 2007, n. 141).*

Relativamente agli ultimi due interventi menzionati, nell'ottica di un impiego sempre più efficiente delle risorse e ispirandosi a criteri di economicità, l'Autorità si è posta l'obiettivo e ha avviato un progetto per riunire in un'unica struttura denominata *Sportello per il consumatore* l'attività del *call center* dell'Acquirente Unico e la gestione dei reclami tramite CCSE.

Tutela dei consumatori in un contesto liberalizzato

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità

Si ricorda che con delibera n. 152/06 sono state modificate e innovate le regole di trasparenza dei documenti di fattura-

zione e con delibere n. 30 novembre 2006, n. 267, e 30 marzo 2007, n. 83, l'Autorità aveva stabilito che la direttiva sulla trasparenza, relativamente ai clienti finali che al momento della emanazione della delibera n. 152/06 erano clienti del

mercato vincolato, entrasse in vigore dal 1° aprile 2007 per quel che riguarda le previsioni sul quadro di sintesi, dal 1° giugno 2007 per quel che riguarda le previsioni sul quadro di dettaglio e il 1° luglio 2007 per i clienti del mercato libero, e comunque non prima che fossero definiti gli obblighi in tema di flussi informativi tra distributori e venditori, tramite adozione di apposito provvedimento, tali da consentire ai venditori il corretto adempimento di quanto previsto dalla direttiva stessa.

Peraltro, dal 1° luglio 2007, a seguito dell'entrata in vigore della delibera 29 giugno 2007, n. 156 (vedi il Capitolo 2 di questo Volume), la delibera n. 152/06 si applica nei confronti dei clienti finali rientranti nel servizio di maggior tutela e dei clienti finali rientranti nel servizio di salvaguardia alimentati in bassa tensione. Inoltre, la delibera n. 156/07 ha altresì previsto che, ai fini dell'attuazione della delibera n. 152/06 nei confronti dei clienti domestici del mercato libero, i 60 giorni di cui alla delibera n. 267/06 decorrono dal 31 agosto 2007. Al momento, quindi, la delibera n. 152/06 non è ancora entrata in vigore nei confronti dei clienti finali non domestici connessi in bassa tensione serviti nel mercato libero.

Dalla seconda metà del 2007 l'Autorità ha avviato un controllo sulla documentazione inviata dagli esercenti in ottemperanza alla delibera n. 83/07, in ordine all'avvenuto adeguamento dei documenti di fatturazione alla prescrizione della delibera n. 152/06, anche ai fini dell'eventuale adozione dei provvedimenti di propria competenza. Occorre altresì evidenziare che con delibere 3 agosto 2007, n. 210, e 27 dicembre 2007, n. 342, l'Autorità ha intimato rispettivamente 51 e 6 esercenti a inviare la documentazione richiesta dalla delibera n. 83/07.

Servizio di maggior tutela e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero

L'art. 1, comma 2, della legge n. 125/07, prevede che l'erogazione del servizio per i clienti finali domestici e le piccole imprese non riforniti di energia elettrica sul mercato libero, sia garantita dall'impresa di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita, e che le imprese di distribuzione – le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali e che svolgano alla data del 30 giugno 2007 l'attività di vendita di energia elettrica in forma integrata – sono tenute a costituire una o più apposite società per azioni a cui

trasferiscono i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi all'attività di vendita.

Il nuovo assetto della vendita dell'energia elettrica con la pluralità soggetti in esso operanti, se da un lato consente la promozione della concorrenza in condizioni di parità e la varietà delle offerte ai clienti, dall'altro ha richiesto e richiede costantemente la vigilante attenzione da parte del Regolatore per prevenire comportamenti distorsivi e adottare misure di rimedio laddove necessario.

E infatti, sono pervenute agli Uffici dell'Autorità numerose segnalazioni di Associazioni di consumatori e di singoli consumatori che hanno lamentato:

- di aver contattato il *call center* di alcuni distributori e società di vendita di energia elettrica esercenti il servizio di maggior tutela per richiedere l'applicazione dei prezzi biorari fissati dall'Autorità (per i clienti in maggior tutela), venendo loro risposto di non essere in grado di soddisfare tale richiesta;
- di aver ricevuto offerte con tariffe biorarie da venditori del mercato libero prima di ricevere (quali clienti titolari di opzione bioraria prima del luglio 2007) la comunicazione, da parte dell'impresa distributrice della tariffa bioraria stabilita dall'Autorità e di essere stati indotti a ritenere, erroneamente, che l'offerta bioraria ricevuta fosse per il servizio di maggior tutela (per ciò sottoscrivendo il relativo contratto o proposta contrattuale con il venditore del mercato libero).

A seguito delle suddette segnalazioni, l'Autorità è immediatamente intervenuta con la delibera n. 272/07 stabilendo in particolare che:

- qualora un unico soggetto svolga in forma integrata i servizi di maggior tutela e di vendita ai clienti del mercato libero, sia necessario che i punti di contatto con la clientela (*call center*, sportelli fisici dedicati, siti) consentano di separare le funzioni dedicate al servizio di maggior tutela da quelle riservate al mercato libero in modo tale che siano immediatamente identificabili dal cliente;
- qualora nei contratti, nei documenti di fatturazione, nella comunicazione e nella corrispondenza con i clienti finali, sia del mercato libero, sia del servizio di maggior tutela,

venga utilizzato un unico marchio per identificare il soggetto erogatore del servizio o dell'attività, occorra riportare, nella immediata prossimità del marchio e con la dovuta evidenza, l'indicazione del servizio o dell'attività per cui il documento o la informazione viene fornito, distinguendo tra maggior tutela e mercato libero.

Al fine di promuovere condizioni di trasparenza del mercato tali da ingenerare fiducia del consumatore e consentire scelte consapevoli, è stato altresì avviato un monitoraggio delle risposte fornite dai punti di contatto con la clientela, con particolare riferimento ai *call center* degli esercenti la maggior tutela, alle richieste di chiarimenti e informazioni dei clienti sulle condizioni di fornitura o sui prezzi biorari. Sulla base dei risultati acquisiti dai controlli effettuati, con delibera 29 febbraio 2008, n. 11 (VIS), l'Autorità ha intimato alcuni soggetti risultati inadempienti a ottemperare alla prescrizione della delibera n. 272/07.

Disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale

Al fine di rafforzare la tutela dei consumatori nell'ambito della completa liberalizzazione anche del settore elettrico e garantire l'apertura alla concorrenza del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali, l'Autorità è intervenuta con la delibera 25 giugno 2007, n. 144, stabilendo adeguate tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale. Dalle nuove regole restano esclusi i contratti per utenze stagionali o ricorrenti, inferiori a dodici mesi. Tale intervento è avvenuto a seguito di un attento bilanciamento degli interessi dei clienti finali e degli esercenti, in considerazione degli esiti della consultazione avviata con Atto n. 20 in data 18 maggio 2007, delle finalità istituzionali di tutela di utenti e consumatori e di promozione della concorrenza, nonché dello stesso quadro normativo vigente (tra cui in particolare il citato decreto legge n. 73/07).

La delibera n. 144/07 ha pertanto ridisegnato la disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale, dettando un quadro regolatorio unitario per i due settori, anche al fine di agevolare l'efficienza del sistema e la capacità concorrenziale dei vari operatori. Deve essere comunque ricordato che alcune specifiche previsioni in materia di

esercizio del diritto di recesso sono contenute nella delibera n. 156/07, in relazione al recesso da parte del cliente finale servito in regime di salvaguardia (il cui termine di preavviso è pari a un mese) e in relazione alle modalità di inoltro della comunicazione di recesso nel caso di cliente finale che accede al servizio di maggior tutela.

In generale, i clienti che non hanno mai esercitato la propria idoneità possono recedere con un preavviso di un mese. Diversamente, qualora il cliente abbia già esercitato la propria idoneità e intenda cambiare fornitore, i termini di preavviso nei confronti del venditore uscente sono i seguenti:

- non superiore a un mese per i clienti domestici;
- non superiore a tre mesi per le piccole imprese, cioè i clienti non domestici già passati al mercato libero e titolari di contratti per la fornitura di elettricità in bassa tensione o di gas (con consumi fino a 200.000 m³/anno) o di entrambi in forma congiunta;
- non superiore a tre mesi o sei mesi (rispettivamente per contratti annuali o pluriennali) per le altre imprese (clienti non domestici diversi da quelli di cui al punto precedente), ferma restando la possibilità dei contraenti di negoziare anche termini diversi.

Al fine di semplificare al cliente la procedura e per garantire la continuità tecnica e commerciale del servizio, è previsto che il cliente, qualora intenda cambiare fornitore, debba inoltrare il recesso al venditore uscente avvalendosi del venditore entrante. A tale regola fanno però eccezione il caso del cliente che richiede di accedere al servizio di maggior tutela (tale cliente può avvalersi dell'esercente la maggior tutela per l'inoltro della comunicazione di recesso al venditore uscente oppure può inoltrarla a quest'ultimo direttamente), nonché il caso del cliente titolare in modo disgiunto del contratto di fornitura e dei contratti di trasporto e dispacciamento (anche in tale caso il cliente può avvalersi del venditore entrante per l'inoltro della comunicazione di recesso al venditore uscente oppure può inoltrarla a quest'ultimo direttamente).

Inoltre, per evitare il rischio che il cliente finale possa trovarsi sprovvisto dei contratti di dispacciamento e di trasporto e quindi senza fornitura, la disciplina del preavviso del recesso è stata armonizzata con quella relativa alle tempistiche dello *switching*, prevedendo che il termine di preavviso decorra dal

primo giorno del primo mese successivo a quello di ricevimento della comunicazione di recesso da parte dell'esercente o del cliente finale.

Qualora invece il cliente finale titolare di un contratto di fornitura eserciti il diritto di recesso non al fine di cambiare esercente, ma al fine di cessare la fornitura e i contratti a essa collegati, inoltra direttamente il recesso al proprio fornitore e il termine di preavviso (comunque non superiore a 30 giorni), decorre dalla data di ricevimento della comunicazione di recesso da parte dell'esercente.

È stato altresì previsto che il venditore entrante inoltri la comunicazione di recesso al venditore uscente decorsi i 10 giorni per l'esercizio da parte del cliente finale del diritto di ripensamento nei casi previsti dai Codici di condotta commerciale.

Qualora il cliente finale domestico di gas naturale e/o di energia elettrica o il cliente finale non domestico di energia elettrica, connesso in bassa tensione, avente meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, sottoscriva una proposta contrattuale irrevocabile, la stessa sarà considerata vincolante per un tempo massimo di quarantacinque giorni dalla sua sottoscrizione, fatto salvo un termine più breve contenuto nella proposta stessa. Trascorso tale termine senza che l'esercente abbia espressamente accettato la proposta di cui al comma precedente, quest'ultima si deve considerare revocata. Per l'esercizio del diritto di recesso da parte dell'esercente, è previsto un tempo di preavviso non inferiore a sei mesi, salvo diverso accordo delle parti. È comunque previsto che l'esercente possa avvalersi del diritto di recesso solo nei confronti dei clienti serviti sul mercato libero e non anche nei confronti di quelli serviti nel servizio di maggior tutela o di salvaguardia per il settore elettrico e di quelli che non hanno esercitato la propria idoneità nel settore del gas.

Scheda di riepilogo dei corrispettivi

Con delibera n. 110/07 è stata adottata la scheda di riepilogo dei corrispettivi relativi all'offerta prevista all'art. 11, comma 1, lettera c), della delibera n. 105/06, che persegue 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, nonché di fornire un ausilio per il confronto delle offerte rice-

vute da diversi esercenti, anche alla luce delle proprie caratteristiche di consumo.

La scheda si applica ai clienti finali idonei del settore elettrico alimentati in bassa tensione, ma è differenziata tra quella prevista per i clienti domestici e quella prevista per i clienti non domestici:

- nel primo caso, ai fini di una maggiore semplificazione, riporta i corrispettivi suddivisi in quota fissa, quota potenza e quota energia, senza ulteriori disaggregazioni, deve descrivere in modo chiaro e comprensibile eventuali sconti, bonus o altri vantaggi ed è previsto anche un riquadro per il calcolo a preventivo della spesa annua del cliente (escluse le imposte) per livelli di consumo e di potenza impegnata prestabiliti, dove deve essere indicato il possibile risparmio annuo rispetto all'applicazione di tariffe o di eventuali prezzi di riferimento fissati dall'Autorità e aggiornati trimestralmente;
- nel secondo caso, riporta invece la disaggregazione tra i corrispettivi per l'uso delle reti e quelli per la vendita e contiene anche un elenco dettagliato dei corrispettivi a carico del cliente in seguito alla stipula del contratto, in modo da facilitare l'individuazione di tutti gli oneri che gli verranno addebitati in relazione alla prestazione del servizio.

In entrambe le versioni la scheda permette di ridurre il rischio di comportamenti poco trasparenti nei confronti dei clienti ed evidenziare eventuali altre caratteristiche dell'offerta non strettamente legate al prezzo.

Sempre per favorire la trasparenza, la comprensibilità e la confrontabilità a beneficio del cliente, gli schemi e le denominazioni della scheda per i clienti domestici e non domestici ricalcano volutamente lo schema e le denominazioni degli schemi dei quadri di dettaglio allegati alla delibera n. 152/06.

L'Autorità ha anche stabilito l'obbligo per i distributori di energia elettrica di pubblicare sui propri siti Internet, con modalità uguali per tutti, il dettaglio dei costi connessi all'uso delle reti, per una sempre migliore trasparenza di mercato e offerte.

Sono pervenute all'Autorità alcune schede relative a offerte per i clienti finali domestici predisposte da alcuni esercenti l'attività di vendita di energia elettrica, in cui, nel medesimo riquadro per il calcolo a preventivo della spesa annua, vengono riportate ulteriori colonne relative alla spesa calcolata, per la medesima

tipologia di offerta, sia nell'ipotesi di prezzo biorario sia nell'ipotesi di prezzo monorario. Inoltre, molti clienti hanno segnalato la mancata esplicita indicazione, nelle schede di confronto e nei contratti, della percentuale dei consumi che deve essere spostata nella fascia F23 o a prezzo più vantaggioso per ottenere una spesa inferiore rispetto a un'offerta monoraria.

È altresì pervenuta documentazione relativa a diverse offerte per la vendita di gas naturale, in cui il corrispettivo applicabile ai prelievi di gas, esclusi i corrispettivi relativi al servizio di distribuzione, è stato espresso in euro per metro cubo o in centesimi di euro per metro cubo, facendo riferimento a un valore convenzionale del potere calorifico superiore del gas fornito non sempre omogeneo.

Quanto sopra ha generato per i clienti maggiori difficoltà di lettura della scheda, di valutazione della convenienza dell'offerta bioraria e di confronto tra offerte diverse. Per superare tali criticità, con delibera ARG/com 34/08 è stato modificato il riquadro *Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte* con la previsione che esso riporti:

- nella colonna C del riquadro *Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte*, la stima della minore spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (-), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti inferiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità, o la stima della maggior spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (+), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti superiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità;
- nella colonna D del detto riquadro, la variazione percentuale della spesa annua, preceduta dal segno algebrico (-) nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti inferiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità o la stima della maggior spesa annua in euro, preceduta dal segno algebrico (+), nel caso in cui la stima della spesa annua in base all'offerta risulti superiore alla stima della spesa annua in base alle condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità.

Inoltre, è stato previsto che ciascun riquadro riferito a una specifica tipologia contrattuale debba contenere il confronto fra le

condizioni economiche di riferimento definite dall'Autorità e una sola offerta contrattuale e che, se il cliente può scegliere tra un prezzo monorario o multiorario, debba essere predisposto un riquadro o scheda di riepilogo per ciascuna tipologia di prezzo offerto. Infine è stato stabilito che, nel caso di offerte riferite ai clienti domestici che prevedano corrispettivi differenziati per fasce orarie, la scheda di confronto riporti, in calce al riquadro e con caratteri analoghi a quelli utilizzati nel riquadro stesso, la percentuale dei consumi per fascia oraria che garantisce l'indifferenza della spesa rispetto a un'analogha offerta monoraria.

Per quanto riguarda il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas, è stato stabilito che i corrispettivi dovuti in proporzione al consumo di gas debbano essere indicati in euro per metro cubo utilizzando, qualora sia previsto l'adeguamento su base territoriale del corrispettivo medesimo al contenuto energetico del gas fornito, un valore del Potere calorifico superiore del gas pari a 38,52 MJ/m³ e un coefficiente M di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica uguale a 1.

Infine, è stato stabilito di avviare un procedimento per l'adozione di provvedimenti di modifica e integrazione dei Codici di condotta commerciale per la vendita di gas e di energia elettrica, nonché per l'estensione al settore del gas degli strumenti di confrontabilità già individuati per il settore elettrico.

Strumenti di confrontabilità dei prezzi per il servizio elettrico e del gas

La rilevanza del tema connesso alla confrontabilità delle offerte nel mercato della vendita al dettaglio, sia del gas sia dell'energia elettrica, è stata accentuata dalla totale liberalizzazione dei due mercati, avvenuta, in momenti diversi, in adempimento delle Direttive 2003/54/CE e 26 giugno 2003, n. 55, del Parlamento europeo e del Consiglio. Il nuovo contesto pone la necessità di implementare misure che possano favorire la fiducia nel mercato da parte dei clienti finali e la possibilità di migliori scelte, in situazione di trasparenza e di piena informazione. L'esigenza di agire con una ricognizione delle problematiche e delle esigenze in materia di confrontabilità delle offerte era già emersa, come si è dato conto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, sia dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali, sia dalle riunioni dell'apposito Gruppo di lavoro, costituito

da personale dell'Autorità e da rappresentanti delle imprese di vendita di energia elettrica e delle loro associazioni e da rappresentanti delle associazioni rappresentative dei clienti finali. L'Autorità aveva pertanto diffuso il Documento per la consultazione (7 febbraio 2007, Atto 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 A alla delibera 30 maggio 2006, n. 105)*, per l'acquisizione delle osservazioni da parte dei soggetti interessati. A valle di tali lavori preparatori con la delibera n. 110/07 è stata infine approvata la scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui all'art. 11, comma 1, lett. c), del Codice di condotta commerciale e le relative istruzioni per la compilazione. Con delibera ARG/com 34/08 l'Autorità ha poi introdotto modifiche e integrazioni all'Allegato A alla delibera n. 110/07 e al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale ai clienti finali di cui all'Allegato A della delibera n. 126/04. Inoltre, ha contestualmente avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti di modifica e integrazione al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas di cui alla delibera n. 126/04, al Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica di cui alla delibera n. 105/06 e per l'estensione al settore del gas degli strumenti di confrontabili già individuati per il settore elettrico, all'uopo ampliando i compiti del Gruppo di lavoro istituito con la determina 26 settembre 2006, n. 26.

Con il Documento di ricognizione 3 agosto 2007 è stata poi avviata un'ulteriore raccolta delle esigenze e delle problematiche relative alla confrontabilità delle offerte per la vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas. Il documento esponeva gli esiti di una ricerca circa gli strumenti di confronto delle offerte in quel momento disponibili in alcuni paesi dell'Unione europea e mirava ad acquisire elementi informativi utili per l'eventuale implementazione di tali strumenti in Italia. La ricognizione condotta sia tramite i siti web e i contatti con gli Uffici di alcuni Regolatori europei, sia tramite la partecipazione a gruppi di lavoro, *workshop* e seminari in ambito europeo, ha evidenziato che in alcuni paesi dell'Unione europea i clienti finali hanno a loro disposizione sistemi di comparazione delle offerte di energia elettrica e gas, basati su motori di calcolo della spesa annua e/o del risparmio annuo.

Il funzionamento di tali motori di calcolo prevede, di norma, che il cliente finale acceda tramite un sito Internet e inserisca alcuni dati: principalmente il codice postale (che individua l'ubica-

zione della fornitura) e il consumo annuo di gas o di energia elettrica. Sulla base dei dati inseriti, i motori di calcolo generano una lista di offerte dei diversi venditori inoltre il cliente, tramite link o finestre, può accedere a una serie di informazioni che, con diverso grado di approfondimento, riguardano:

- l'offerta; viene solitamente indicata la spesa complessiva prevista per un anno; in molti casi è possibile visualizzare il dettaglio dei costi e vengono specificate le modalità di indicizzazione del prezzo;
- il venditore; vengono riportate la ragione sociale del venditore, le modalità di contatto e talvolta è consentito al cliente di inoltrare direttamente la richiesta di contratto;
- il contratto; vengono indicate la durata del vincolo, il pre-avviso richiesto per il recesso, le modalità di pagamento.

Il soggetto che gestisce il servizio di comparazione può essere il Regolatore stesso (i venditori hanno il ruolo di comunicare i dati necessari al suo funzionamento), il Regolatore e soggetti privati, oppure soggetti terzi (quali associazioni dei consumatori, associazioni delle imprese di distribuzione o la stessa impresa di distribuzione). I paesi nei quali tali sistemi sono disponibili presentano diversi gradi di evoluzione della liberalizzazione, sia dal punto di vista del momento in cui è avvenuta l'apertura del mercato, sia dal punto di vista del grado di concorrenza raggiunto. Si pensi, per esempio, al contesto del Regno Unito, in cui la liberalizzazione è ormai in fase avanzata e, di contro, a un paese come il Belgio (Regione di Bruxelles), dove la liberalizzazione è partita recentemente (1° gennaio 2007). Sono stati altresì descritti i servizi di comparazione delle offerte attivati in diversi paesi dell'Unione europea. Le informazioni sono tratte, in parte, dal documento dell'*Energy Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG) Customer Information Handbook – A Review of Good Practices* del 6 dicembre 2006 e in parte sono state fornite dagli stessi Regolatori.

Successivamente alla ricognizione, l'Autorità ha ottenuto a titolo gratuito il software del motore di calcolo denominato *Tarifkalkulator* (implementato dal Regolatore austriaco E-Control) e si è attivata per adattarlo al sistema informatico italiano, avvalendosi anche dell'ausilio del Politecnico di Milano. Alla ricognizione hanno fatto seguito incontri tecnici per l'approfondimento degli aspetti da essa trattati. Le osservazioni pervenute dai soggetti interessati (pubblicate in forma sin-

tetica nel sito dell'Autorità), unitamente all'attività del Gruppo di lavoro, costituiscono l'elemento propedeutico all'avvio di successive consultazioni funzionali, tra l'altro, a interventi che l'Autorità ritiene opportuno adottare, stante la loro importan-

te rilevanza, in materia di adesione volontaria da parte dei venditori al progetto *Price Calculator* e di confrontabilità dei prezzi relativi all'attività di vendita di energia elettrica e di gas al dettaglio.

Informazione del consumatore in un contesto liberalizzato

L'Autorità ha posto tra le proprie attività strategiche – in vista della completa apertura del mercato elettrico a far data dall'1 luglio 2007 – quella di favorire la scelta consapevole da parte del cliente finale del proprio fornitore di energia e nel contempo di rafforzare la tutela dei consumatori. Sulla base delle prime evidenze nel nostro paese e più in generale dell'esperienza già maturata in altri paesi (quale, per esempio, il Regno Unito), è stato chiaro fin dai primi mesi del 2007 come la liberalizzazione dei mercati elettrico e del gas, con particolare riferimento alla clientela domestica, avrebbe comportato:

- la necessità di una maggiore informazione sugli effetti dell'apertura dei mercati al fine di coglierne le opportunità;
- un significativo incremento del contenzioso tra clienti finali e fornitori del servizio.

Istituzione del call center presso l'Acquirente Unico

Con la delibera n. 140/07, l'Autorità ha approvato il progetto presentato dall'Acquirente Unico di istituire presso di sé un *call center* in grado di fornire dal 1° luglio 2007 informazioni ai consumatori per conto dell'Autorità sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, la cui attività informativa è stata poi estesa a partire dall'ottobre 2007 anche alla liberalizzazione del settore del gas. L'attività svolta dal *call center* dal 1° luglio 2007 al 31 marzo 2008 ha visto un numero complessivo di 11.731 chia-

mate delle quali il 90% hanno riguardato il settore elettrico mentre il restante 10% il settore gas. A chiamare sono stati prevalentemente gli uomini (53% delle chiamate) e le richieste più frequenti per il settore elettrico hanno avuto a oggetto: le caratteristiche e gli effetti della liberalizzazione del mercato elettrico, la problematica della applicazione delle nuove tariffe biorarie, informazioni sugli operatori attivi nel mercato libero e i possibili disagi nella fornitura del servizio in conseguenza delle operazioni di cambio venditore. Per il settore del gas, invece, le richieste di informazioni hanno riguardato principalmente: il soggetto competente per la verifica del funzionamento dei misuratori, i soggetti autorizzati alla vendita nel mercato libero, le caratteristiche e gli effetti della liberalizzazione del mercato. In entrambi i settori, i clienti che hanno richiesto le informazioni appartengono in grande maggioranza alla clientela domestica.

Collaborazione con la CCSE nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni

L'apertura del mercato della vendita ai clienti finali nel settore dell'elettricità e del gas ha comportato un considerevole incremento del contenzioso tra il cliente finale e fornitore, nonché un aumento delle richieste di informazioni parte dei clienti finali non legate a contenzioso con il gestore. Ciò stante, l'Autorità ha sentito l'esigenza di salvaguardare le esigenze di imparzialità e di efficacia della funzione di gestione dei

reclami, dinanzi al concreto rischio che tale funzione fosse pregiudicata dalla distrazione delle risorse e delle competenze a ciò dedicate allo svolgimento delle correlate attività materiali, preparatorie e strumentali.

A tale scopo, con la delibera 22 giugno 2007, n. 141, l'Autorità ha stabilito di avvalersi, con inizio previsto dall'1 gennaio 2008 e per un periodo sperimentale di tre anni, della CCSE – che ai sensi del proprio regolamento di organizzazione e funzionamento esercita attività funzionali agli interessi generali curati dall'Autorità – per lo svolgimento di attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione dei reclami, istanze e segnalazioni presentati dai clienti finali.

Il progetto Sportello del Consumatore

Nello svolgimento della propria attività l'Autorità tiene conto di criteri di economicità e di impiego sempre più efficiente delle risorse. Sulla base di tali criteri, verso la fine dello scorso anno l'Autorità si è posta l'obiettivo ed ha avviato un progetto mirante a riunire il *call center* dell'Acquirente Unico e la gestione dei reclami mediante CCSE in un'unica struttura denominata *Sportello per il consumatore*.

L'istituzione dello *Sportello* e la sua gestione mediante una collaborazione con CCSE risponde all'esigenza, evidenziata dalla recente apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas, di:

- assicurare una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti inviati dai consumatori in un contesto che ne vede aumentare in modo significativo la numerosità;
- assicurare un facile accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia che consentano al consumatore di conoscere i propri diritti e di provvedere a una scelta consapevole del proprio fornitore di energia.

Il risultato che l'Autorità vuole conseguire è quello di costituire una struttura che da una parte riesca a migliorare la possibilità del cliente finale di trovare una modalità semplice e rapida di risoluzione delle controversie con l'esercente il servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica e gas e, dall'altra, favorisca il corretto dispiegarsi della concorrenza grazie alla diffusione dell'informazione e alla riduzione delle forti asimmetrie informative che caratterizzano il cliente finale.

Lo *Sportello* si propone come una Direzione della CCSE dotata di adeguate competenze e strumenti tecnologicamente all'avanguardia che, sulla scorta delle precedenti esperienze in materia di utilizzo di strutture della CCSE da parte dell'Autorità e con un costante coordinamento tra lo *Sportello*, CCSE e la Direzione consumatori e qualità del servizio (DCQS) dell'Autorità stessa (in particolare per gli aspetti inerenti la gestione dei reclami, la formazione del personale ecc.), fornisca un unico punto di contatto per il consumatore attraverso i seguenti canali:

- *call center* dotato di numero verde telefonico e caratterizzato da livelli effettivi di qualità almeno pari agli standard fissati dall'Autorità per i *call center* dei venditori di energia con la delibera 19 giugno 2007, n. 139;
- fax verde;
- e-mail;
- indirizzo per il ricevimento di segnalazioni scritte su supporto cartaceo.

Il progetto prevede:

- una prima fase di potenziamento del *call center* dell'Acquirente Unico a partire dal 15 febbraio e fino al 30 giugno 2008 nella quale tale struttura viene resa capace di fornire anche le prime informazioni su reclami e segnalazioni (modalità di inoltro e stato dei reclami inviati) e informazioni sui diritti dei consumatori e sugli standard di qualità definiti dall'Autorità;
- una seconda fase con l'avvio operativo dello *Sportello* mediante utilizzo delle strutture della CCSE a partire dall'1 luglio 2008, con acquisizione del *call center* dell'Acquirente Unico e sua completa integrazione con la struttura dedicata alla gestione dei reclami; nella seconda fase il *call center*, oltre a interagire direttamente con la struttura dedicata alla gestione dei reclami, sarà messo gradualmente in condizioni di effettuare sia telefonate in uscita sia in entrata ai fini della risposta ai reclami.

Lo *Sportello* consentirà di potenziare la capacità dell'Autorità di verificare il buon funzionamento degli strumenti di tutela introdotti e il corretto andamento del mercato, agevolando anche una crescita delle associazioni dei consumatori e di una loro interlocuzione strutturale con la CCSE e l'Autorità.

Rapporti con le associazioni dei consumatori

Nel corso del 2007 si è conclusa l'indagine sulla qualità dei servizi telefonici e della risposta dei *call center*, svolta dalle associazioni dei consumatori, che ha costituito uno strumento di raccolta di elementi conoscitivi ulteriori e complementari rispetto a quelli ottenibili mediante i tradizionali strumenti di rilevazione. Alcune evidenze derivanti dall'indagine svolta hanno dato delle indicazioni utili sulle criticità della situazione dei servizi telefonici commerciali, evidenziando le principali aree verso cui indirizzare azioni volte al miglioramento del servizio erogato. Tali indicazioni sono state recepite dall'Autorità e, unitamente alle indicazioni emergenti dai reclami e alle istanze delle associazioni rappresentative delle imprese di vendita dell'energia elettrica e del gas e quelle dei consumatori, hanno trovato riscontro nella elaborazione della nuova normativa sulla qualità dei *call center* delle società di vendita contenuta nella delibera 19 giugno 2007, n. 139 (si veda anche il par. successivo "Regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali").

Nella prima metà dello scorso anno con delibera 23 febbraio 2007, n. 35, l'Autorità ha approvato il finanziamento per la promozione delle procedure di conciliazione destinate a risolvere eventuali controversie tra imprese e clienti finali, stanziando allo scopo 300.000 € per il biennio 2007-2008 (dei quali 140.000 € per il 2007) da utilizzare per la formazione del personale delle associazioni dei consumatori, aderenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) (con il quale l'Autorità ha sottoscritto nel 2001 un Protocollo d'intesa con l'obiettivo di promuovere una corretta e diffusa informazione riguardo ai servizi elettrico e del gas).

L'Autorità ritiene che l'iniziativa sulla conciliazione paritetica contribuisca in modo significativo a un miglioramento della qualità dei servizi resi ai consumatori, 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. Possono 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 devono 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 comporta 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 devono essere presentati all'Autorità entro il 30 settembre 2008 e devono essere redatti in conformità al bando allegato alla delibera disponibile sul sito dell'Autorità. L'iniziativa promossa con la delibera n. 35/07 ha avuto la sua iniziale realizzazione nella prima metà del 2007.

In relazione al Protocollo d'intesa in materia di conciliazione paritetica sottoscritto in data 2 agosto 2006 tra Enel Spa e quattordici delle sedici associazioni dei consumatori del CNCU, che prevedeva l'avvio sperimentale in Piemonte di procedure conciliative per i clienti dei servizi elettrici e gas, l'Autorità ha approvato il finanziamento di un progetto formativo svolto nella città di Torino nel periodo dal 5 all'8 marzo 2007 e desti-

nato alla formazione di 23 conciliatori nazionali e ventisei sportellisti, per un totale di quarantanove persone formate. In tale ambito, anche l'Autorità ha fornito un contributo formativo teso in particolare alla illustrazione delle problematiche relative alla liberalizzazione dei mercati, con particolare riferimento a quello elettrico (in tale momento vicino al completamento della liberalizzazione). Visti i risultati positivi dell'esperienza sperimentale di conciliazione paritetica avviata in Piemonte, le parti del citato Protocollo hanno ritenuto di estendere le procedure di conciliazione a tutto il territorio nazionale, presentando all'Autorità apposito progetto formativo. È stato quindi avviato nel febbraio 2008 un progetto di formazione articolato in ventuno corsi da svolgersi in otto tra le più importanti città sparse su tutto il territorio nazionale (Roma, Napoli, Firenze, Bari, Mestre, Palermo, Torino, Cagliari) teso alla formazione di circa quattrocentocinquanta sportellisti. Anche in tali corsi l'Autorità fornisce un apporto formativo, ponendo in essere interventi di carattere didattico svolto da

proprio personale dipendente, volti a trasferire al personale delle associazioni dei consumatori destinato a svolgere il ruolo di sportellista (o conciliatore), informazioni e formazione sui contenuti della regolazione dei servizi elettrico e gas che consentano una migliore negoziazione. Infatti, anche se lo strumento conciliativo prescinde dal contenuto della regolazione, la conoscenza, soprattutto nelle procedure paritetiche, può costituire un vantaggio negoziale.

In relazione invece al Protocollo di intesa sottoscritto il 26 aprile 2005 da Confservizi (sindacato d'impresa che rappresenta le aziende e gli enti che gestiscono i servizi pubblici locali) con tredici associazioni di consumatori del CNCU per dare avvio alla procedura di conciliazione nei settori dell'energia elettrica e del gas, ulteriori interventi di formazione del personale delle associazioni dei consumatori a sostegno delle procedure di conciliazione paritetica potranno essere realizzati con la presentazione all'Autorità di appositi progetti formativi da parte dei sottoscrittenti.

Regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali

Qualità dei servizi telefonici

Con la delibera n. 139/07, l'Autorità ha fissato standard di qualità obbligatori sui servizi telefonici commerciali dei venditori di energia elettrica e gas per assicurare un adeguato livello di servizio a tutela dei consumatori. Inoltre viene introdotta una graduatoria di merito dei *call center* basata su un sistema di punteggio per le aziende che daranno ai clienti un'assistenza migliore rispetto ai requisiti minimi previsti.

La direttiva sulla qualità dei servizi telefonici è stata adottata a seguito di un processo di consultazione che ha coinvolto gli operatori in un gruppo di lavoro e la diffusione di due

Documenti di consultazione. È stata inoltre effettuata un'indagine sulla soddisfazione dei clienti sui *call center* commerciali che ha individuato fra le maggiori criticità del servizio la struttura del risponditore automatico (albero fonico), spesso troppo complessa, e i tempi di attesa, eccessivamente lunghi.

Gli standard di qualità per i *call center* delle aziende di vendita costituiscono una delle iniziative adottate dall'Autorità per agevolare la transizione verso la piena liberalizzazione della vendita anche sul mercato domestico. L'obiettivo è infatti di promuovere un miglioramento continuo della qualità dei servizi forniti dai *call center*, garantendo al tempo stesso alle imprese di vendita un adeguato livello di flessibilità nell'offerta del servizio,

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

elemento essenziale per l'efficacia dell'apertura del mercato. Gli obblighi di servizio minimi fissati dall'Autorità riguardano la semplicità del risponditore automatico (albero fonico), che deve essere tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi); l'orario di apertura: almeno 35 ore alla settimana per i servizi con operatore, (cinquanta per le imprese che non hanno sufficienti sportelli sul territorio servito); la gratuità delle chiama-

te per il cliente, almeno da rete fissa; l'informazione ai clienti con la pubblicazione su Internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate. L'Autorità ha anche fissato livelli standard per il tempo medio di attesa, per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) e per l'accessibilità al servizio, al fine di limitare code di attesa troppo elevate e di ridurre il fenomeno delle linee occupate.

TAV. 4.1

Standard generali di qualità dei *call center*

INDICATORE	STANDARD GENERALE
Accessibilità al servizio (AS)	≥ 90%
Tempo medio di attesa (TMA)	≤ 240 secondi
Livello di servizio (LS)	≥ 80%

Gli standard generali di qualità dei *call center* (Tav. 4.1) e gli obblighi di servizio si applicano a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas, con gradualità a cominciare dalle imprese principali dal 1° gennaio 2008 per i venditori con più di 100.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione al 31 dicembre 2006; dal 1° luglio 2008 per i venditori con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione al 31 dicembre 2007; dal 1° gennaio 2009 infine sarà estesa ulteriormente ai venditori di minori dimensioni.

Una parte innovativa del provvedimento prevede la creazione di una graduatoria dei *call center*, che verrà pubblicata con aggiornamenti semestrali. La classifica sarà determinata da un sistema di punteggio (attraverso bonus) risultante dalle scelte delle imprese che, volontariamente, avranno raggiunto livelli di qualità migliorativi rispetto a quelli minimi fissati dall'Autorità. I bonus verranno assegnati in base a servizi particolarmente graditi ai clienti come, per esempio, la gratuità completa delle chiamate (anche da rete mobile); la facilità di navigazione nell'albero fonico; una più ampia disponibilità del servizio; l'apertura di sportelli accessibili al pubblico per alme-

no 35 ore alla settimana; la presenza di servizi *on line* su Internet o di meccanismi di gestione delle chiamate nei periodi di picco (Tav. 4.2).

Un riconoscimento particolare verrà offerto anche alle iniziative congiunte con le associazioni dei consumatori per il miglioramento dei servizi telefonici, incluso l'avvio di procedure per la risoluzione extragiudiziale delle controversie connesse con i servizi forniti. Ad acquisire punti in graduatoria contribuirà anche la soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center*, rilevata attraverso un'indagine che l'Autorità svolgerà a cadenza regolare ogni semestre a partire dal 2008. La graduatoria con i punteggi di qualità dei *call center* sarà pubblicata nei primi mesi del 2009 e sarà riferita al semestre precedente. L'introduzione di nuovi standard di qualità sui servizi telefonici commerciali ha il duplice scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center* e di venire incontro alle esigenze di differenziazione e competitività espresse dagli operatori, considerando che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono attività libere e i servizi telefonici commerciali costituiscono una componente importante delle strategie commerciali dei venditori.

INDICATORE O CARATTERISTICA	LIVELLO EFFETTIVO
Tempo di attesa	Valore medio semestrale della percentuale delle chiamate di clienti che hanno richiesto di parlare con un operatore con tempo di attesa inferiore a 180 secondi
Livello di servizio	Valore medio semestrale dell'indicatore LS (livello di servizio)
Facilità di navigazione	Rispetto di quanto previsto dall'art. 4, comma 4.1, lettera b), per il primo livello dell'albero fonico
Efficacia dei servizi automatici dispositivi	Valore medio semestrale dell'indicatore RR \geq 60%
Servizi <i>on line</i> in aggiunta al <i>call center</i>	Presenza di un portale Internet per l'offerta di servizi dispositivi con funzionalità <i>web self service</i> (in aggiunta al canale telefonico)
Partecipazione delle associazioni	Iniziative congiunte con le associazioni dei consumatori ai sensi dell'art. 10, comma 10.6, avviate nel semestre
Gestione di code per picchi di chiamate	Possibilità di essere richiamati a scelta del cliente Segnalazione del numero di chiamate che precedono in coda (anche in aggiunta alla caratteristica precedente)

TAV. 4.2

Punteggi aggiuntivi per la qualità del servizio

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2007 è stato il terzo anno di piena attuazione del meccanismo introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, recanti *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*¹.

L'attività svolta dall'Autorità è stata dedicata:

- all'attuazione del meccanismo (attraverso la valutazione e certificazione degli interventi realizzati, con il crescente

supporto dell'Ente per le nuove tecnologie, energia e ambiente, ENEA);

- al monitoraggio dei risultati conseguiti e, più in generale, del suo funzionamento (presentati e discussi nel *Secondo Rapporto Annuale*, pubblicato nell'ottobre 2007);
- alla segnalazione ai competenti organi di Governo di alcune criticità riscontrate;
- all'aggiornamento della regolazione attuativa, orientato a contribuire ad affrontare tali criticità.

Anche a seguito degli elementi di criticità segnalati dall'Autorità i Ministeri competenti hanno pubblicato il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento del meccanismo, a seguito del quale l'Autorità ha emanato

¹ Per un quadro complessivo degli elementi normativi nel quale tale meccanismo si inserisce, si suggerisce di fare riferimento al Capitolo 4 della *Relazione Annuale* relativa all'anno 2005.

ulteriori documenti e provvedimenti di regolazione.

I paragrafi seguenti sono dedicati a descrivere e illustrare le attività svolte, con la consueta distinzione tra *Attività di regolazione* e *Attività di gestione e di divulgazione*.

Preliminarmente alla descrizione puntuale delle diverse attività viene proposta una valutazione del funzionamento complessivo del meccanismo, con l'obiettivo di illustrare i positivi risultati conseguiti, gli elementi di criticità emersi e, dunque, il contesto nel quale sono maturate alcune proposte regolatorie e segnalazioni dell'Autorità e la successiva decisione del Legislatore di procedere con la revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004.

Come evidenziato nel *Secondo Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, si conferma il giudizio sostanzialmente positivo sul funzionamento complessivo del sistema, in quanto i risultati più facilmente misurabili si possono ritenere incoraggianti: capacità di selezionare gli interventi a minor costo, livelli di efficienza economica degli investimenti, diffusione di informazioni ai consumatori, impulso al nascente settore dell'offerta di servizi energetici. A fronte di ciò si evidenziano anche aspetti sui quali il sistema ha margini di miglioramento, nonché il permanere di alcune criticità già evidenziate nel primo periodo di attuazione e l'emergere di nuove.

Il numero di Titoli di efficienza energetica (TEE) di cui l'Autorità ha autorizzato l'emissione al Gestore del mercato elettrico Spa (GME) dal 1 giugno 2006 al 31 maggio 2007 è risultato pari a quasi due volte l'obiettivo complessivamente assegnato per l'anno 2006, mentre i TEE complessivamente disponibili al 31 maggio 2007 ammontavano a 745.254, (577.084 di tipo I, 128.381 di tipo II, 39.789 di tipo III), confermando e accentuando una struttura dell'offerta di TEE più favorevole per i distributori elettrici.

L'ammontare di TEE movimentati (nel mercato organizzato o attraverso contrattazione bilaterale) nei 12 mesi precedenti il 31 maggio 2007 è stato pari a 321.846 TEE, un valore di poco superiore a quello degli obiettivi assegnati per il 2006; circa un quarto degli scambi registrati nel periodo considerato è avvenuto nell'ambito del mercato organizzato, con un incremento pari al 7% rispetto all'anno precedente.

Le contrattazioni hanno mostrato una marcata tendenza alla discesa dei prezzi dei TEE: dal 30 maggio 2006 al 29 maggio 2007 il prezzo medio di riferimento per i TEE di tipo I è andato

costantemente abbassandosi, passando da 69,38 € a 32,89 € (-53 %); nello stesso periodo il prezzo di riferimento per i TEE di tipo II si è abbassato meno, passando da 92,13 € a 82,24 € (-11 %).

L'elemento caratterizzante il sistema al termine del secondo anno di attuazione era rappresentato quindi dall'abbondanza di offerta di TEE rispetto alla domanda, con la conseguente significativa riduzione del prezzo dei TEE scambiati nel mercato organizzato e la riduzione dell'incentivo allo sviluppo di nuovi interventi di diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica, più marcato nel caso delle tecnologie elettriche.

Allo scopo di fronteggiare questa situazione, nel mese di luglio 2007 l'Autorità ha pubblicato il Documento per la consultazione 16 luglio 2007 (Atto n. 28) *Aggiornamento del valore e delle modalità di erogazione del contributo tariffario connesso al meccanismo dei Titoli di efficienza energetica* per la cui trattazione si rimanda all'apposito paragrafo.

Gli interventi normativi ritenuti prioritari per riequilibrare il sistema sono stati indicati dall'Autorità sia nel *Secondo Rapporto Annuale* sia nella *Segnalazione al Governo in materia di estensione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004* (Atto n. 50) e includevano: la revisione dei criteri di ripartizione degli obiettivi nazionali tra i distributori obbligati allo scopo di rendere effettivamente attribuibili tutti gli obiettivi definiti dai decreti ministeriali del luglio 2004; la definizione degli obiettivi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2009; la semplificazione del meccanismo sanzionatorio. Questi e altri interventi hanno successivamente trovato applicazione nell'ambito del decreto 21 dicembre 2007.

Revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004

Con il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 il Legislatore ha inteso promuovere e rafforzare il meccanismo di incentivazione del risparmio e dell'efficienza energetica introdotto con i decreti ministeriali del 24 aprile 2001 e 20 luglio 2004. In particolare le modifiche normative sono orientate a definire un quadro di maggiori certezze per la realizzazione degli investimenti, ad ampliare l'orizzonte temporale di riferimento rispetto a quello attualmente in vigore, ridefinendo nel contempo gli obiettivi quantitativi nazionali per gli anni 2008 e 2009.

Più in particolare, i principali aggiornamenti introdotti con il decreto 21 dicembre 2007 riguardano: l'estensione degli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 ai distributori di energia elettrica e gas con almeno di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione al 31 dicembre di due anni precedenti quello dell'obbligo (in luogo della precedente soglia di 100.000 clienti); l'innalzamento del valore degli obiettivi quantitativi nazionali di cui all'art. 3 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 per gli anni 2008 e 2009 e la definizione di obiettivi quantitativi per il

triennio successivo (2010-2012); la revisione del criterio di ripartizione degli obiettivi quantitativi nazionali tra i distributori soggetti all'obbligo; la correzione e semplificazione del meccanismo sanzionatorio previsto in caso di inadempienza agli obblighi di risparmio energetico; l'estensione dell'accesso al rilascio di TEE ai soggetti di cui all'art. 19, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che abbiano effettivamente provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (cosiddetto *energy manager*).

Attività di regolazione

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori

I decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, dispongono che gli obiettivi nazionali siano ripartiti tra i distributori di energia elettrica e di gas naturale che servivano almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre di due anni precedenti quello dell'obbligo sulla base del rapporto tra la quantità di energia elettrica/gas naturale da ciascuno di essi distribuita e il totale dell'energia distribuita dai medesimi soggetti, con entrambe le grandezze riferite all'anno precedente l'ultimo trascorso. La nuova modalità di ripartizione degli obiettivi consente di assegnare ai soggetti obbligati l'intero obiettivo nazionale, diversamente da quanto accadeva sino all'anno 2007, laddove si aveva uno scarto tra la somma degli obiettivi assegnati ai soggetti obbligati e l'obiettivo quantitativo nazionale che era pari a oltre il 20% e che era destinato a crescere in valore assoluto al crescere degli obiettivi annuali degli anni successivi. Nella direzione di consentire la completa ripartizione degli obiettivi annuali va anche la modifica del criterio temporale di individuazione dei soggetti obbligati.

Sulla base di questi criteri, con delibera 28 dicembre 2007, n. 344, l'Autorità ha provveduto a emanare disposizioni finalizzate a identificare i nuovi soggetti sottoposti agli obblighi di risparmio energetico e alla raccolta dei dati necessari per la successiva determinazione degli obiettivi specifici di loro pertinenza.

Sulla base delle informazioni e dei dati raccolti in applicazione di tale provvedimento, con delibera 25 febbraio 2008, n. 1 (EEN), si è provveduto a determinare gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo nell'anno 2008 ai distributori di energia elettrica e di gas naturale alle cui reti erano allacciati almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2006 (Fig. 4.1 e Fig. 4.2). Per effetto dell'abbassamento della soglia dell'obbligo il numero di soggetti obbligati risulta incrementato da 10 a 14 per il settore elettrico e da 20 a 61 per il settore del gas. Per effetto nei nuovi criteri di ripartizione dell'obiettivo nazionale, l'intero obiettivo previsto dai decreti ministeriali per l'anno 2008 è stato assegnato a questi soggetti, per un totale di 2,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep), delle quali 1,2 milioni di tep a carico dei distributori di energia elettrica e 1 milioni di tep a carico dei distributori di gas naturale.

FIG. 4.1

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2008

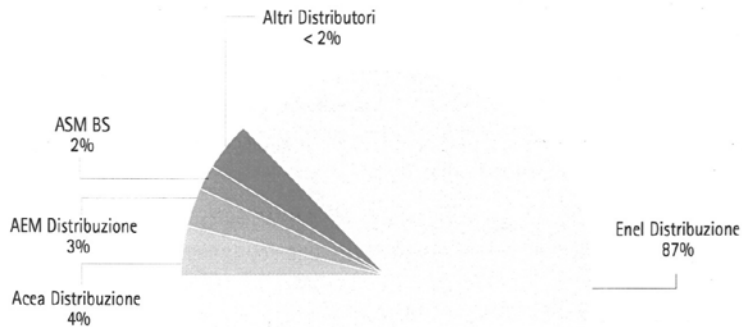
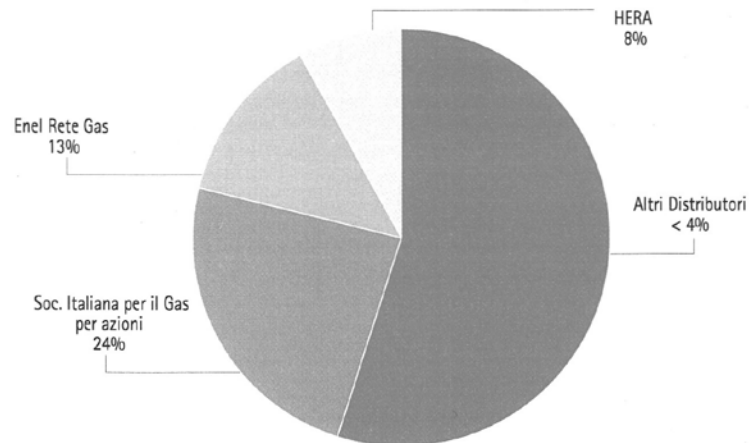


FIG. 4.2

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2008



Modifica e aggiornamenti delle schede tecniche

Con il Documento per la consultazione 2 febbraio 2007 (Atto n. 4) l'Autorità ha avanzato alcune proposte orientate a rendere più efficaci le modalità di utilizzo e aggiornamento delle schede tecniche di quantificazione dei risparmi, principalmente con l'obiettivo di garantire l'effettiva addizionalità degli interventi di risparmio energetico incentivati rispetto a quelli che si sarebbero comunque verificati per effetto dell'evoluzione tecnologica, di mercato o normativa.

Al fine di conseguire tale obiettivo il documento ha proposto modifiche nelle tempistiche di entrata in vigore delle schede tecniche aggiornate e l'eliminazione della possibilità di aggiungere nuove installazioni a un progetto standardizzato già avviato, assicurando così l'applicazione delle schede tecniche aggiornate a tutte le nuove installazioni rendicontate dopo la loro entrata in vigore. A seguito del processo di consultazione, l'Autorità, sentite le Regioni e le Province autonome, ha introdotto modifiche alle *Linee guida* con la delibera 31 maggio 2007, n. 123, disponendo in particolare che:

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- gli aggiornamenti delle schede tecniche standardizzate siano approvati entro il 31 marzo ovvero entro il 30 settembre di ogni anno, per entrare in vigore rispettivamente il 31 luglio dello stesso anno o il 31 gennaio dell'anno successivo;
- gli aggiornamenti delle schede tecniche analitiche siano approvati entro il 28 febbraio di ogni anno, per entrare in vigore il 31 gennaio dell'anno successivo;
- per i progetti di tipo standardizzato, non sia possibile presentare richieste di verifica e certificazione successive alla prima.

Nel corso del 2007 è stata avviata l'attività di aggiornamento delle schede tecniche, prevista dalle *Linee guida*, al fine di garantire che il meccanismo dei TEE sia costantemente orientato al conseguimento di risparmi energetici reali e addizionali rispetto all'evoluzione normativa, tecnologica e di mercato e faccia un uso efficiente delle risorse pubbliche a esso dedicate ai sensi dei decreti ministeriali. In particolare l'attività – sviluppata anche con il supporto del Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI) Ricerca Spa. nell'ambito della Ricerca di sistema e di ENEA nell'ambito della Convenzione di cui alla delibera 11 gennaio 2006, n. 4 – ha prodotto il Documento per la consultazione 20 febbraio 2008, n. 3 (DCO), che ha presentato le proposte dell'Autorità per l'aggiornamento delle schede tecniche in materia di:

- sostituzione di lampade a incandescenza con lampade fluorescenti compatte con alimentatore incorporato in ambito domestico (scheda tecnica n. 1 approvata con delibera 27 dicembre 2002, n. 234, e successivamente modificata dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 18);
- installazione di frigoriferi, frigocongelatori, congelatori, lavabiancheria, lavastoviglie con prodotti analoghi ad alta efficienza (scheda tecnica n. 12 approvata con delibera 14 luglio 2004, n. 111);
- installazione di erogatori per doccia a basso flusso (scheda tecnica n. 13a approvata con delibera n. 111/04);
- installazione di rompigetto areati per rubinetti in ambito domestico (scheda tecnica n. 14 approvata con delibera n. 111/04).

Nel rimandare per gli approfondimenti del caso al Documento per la consultazione citato, si ricorda che le analisi dei dati

derivanti dalle richieste di verifica e certificazione pervenute all'Autorità e dalle indagini di mercato disponibili hanno fatto ritenere necessario un aggiornamento dei contenuti delle schede tecniche in esame, al fine di tenere conto dell'evoluzione avvenuta negli ultimi anni sui fronti delle tecnologie, degli sviluppi del mercato di riferimento e dell'addizionalità dei risparmi energetici ottenibili con tali interventi.

A seguito dell'analisi dei commenti e delle osservazioni ricevute al Documento di consultazione, con delibera 31 marzo 2008, n. 4 (EEN), l'Autorità ha deciso di intervenire sulle schede nel modo descritto nel seguito.

Con riferimento alla scheda tecnica n. 1 (Lampade fluorescenti compatte – CFL):

- è stato differenziato il valore del risparmio energetico riconosciuto in funzione della potenza nominale della lampada;
- è stato introdotto un coefficiente di addizionalità ai sensi dell'art. 4, comma 6, lettera a), delle *Linee guida*, differenziato in funzione del tipo di attacco delle lampada;
- sono stati introdotti standard di qualità del prodotto (sicurezza, durata, efficienza luminosa) e requisiti di identificabilità delle lampade distribuite e incentivate nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi;
- sono state previste due modalità alternative di realizzazione dei progetti, basate sulla distribuzione gratuita o sulla vendita diretta con applicazione di uno sconto minimo sul prezzo di acquisto da parte del consumatore finale;
- è stata prevista una data ultima di validità della scheda tecnica, al fine di non proseguire nell'incentivazione di tali apparecchi oltre la data di introduzione degli obblighi di uscita dal mercato delle lampade a incandescenza ai sensi della legge finanziaria 2008.

Con riferimento alla scheda tecnica n. 12 (Elettrodomestici):

- è stata decisa la sospensione della scheda e la raccolta di ulteriori elementi informativi per valutare la possibilità di presentare agli operatori nuove proposte per l'aggiornamento dei suoi contenuti, in considerazione del fatto che le osservazioni sollevate dagli operatori in merito alla non adeguata entità dell'incentivo riconosciuto rispetto al prezzo di vendita e le opinioni contrarie espresse nei confronti dei requisiti di prodotto e di progetto proposti in

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

consultazione hanno evidenziato la sostanziale impossibilità di garantire, con gli strumenti proposti, la completa addizionalità delle vendite di elettrodomestici incentivati per mezzo del riconoscimento dei TEE.

Con riferimento alle schede tecniche n. 13a e n. 14 (Erogatori per doccia a basso flusso e Rompigetto areati per rubinetti):

- è stata decisa l'unificazione delle due schede in una unica relativa a kit per il risparmio idrico;
- è stato introdotto un coefficiente di addizionalità ai sensi dell'art. 4, comma 6, lettera a), delle *Linee guida*;
- è stata prevista una data ultima di validità della scheda tecnica, al fine di non proseguire nell'installazione di tali apparecchi oltre il ragionevole raggiungimento della saturazione del mercato;
- sono stati introdotti requisiti minimi di prodotto relativi a dimensioni, materiali, prestazioni e dotazione di accessori;
- sono state previste due modalità alternative di realizzazione dei progetti, basate sulla distribuzione gratuita o sulla vendita diretta con applicazione di uno sconto minimo sul prezzo di acquisto da parte del consumatore finale;
- sono stati introdotti requisiti di identificabilità degli apparecchi distribuiti e incentivati nell'ambito dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e un vincolo di non cumulabilità con altre forme di incentivazione.

Nello stesso mese di febbraio 2008 l'Autorità ha pubblicato il Documento per la consultazione *Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep connesso al meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (DCO 2/08)*. La possibilità di aggiornamento di tale coefficiente è prevista dagli stessi decreti ministeriali e contribuisce a garantire che il meccanismo dei TEE sia costantemente orientato al conseguimento di risparmi energetici addizionali rispetto all'evoluzione normativa, tecnologica e di mercato e faccia un uso efficiente delle risorse che vengono prelevate dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale per il suo funzionamento.

In base ai dati statistici pubblicati dalla società Trasmissione elettricità rete nazionale Spa (TERNA) e dal Gestore rete di trasmissione nazionale Spa (GRTN) l'Autorità ha verificato che il rendimento medio registrato dal parco termoelettrico italiano ha mostrato significativi miglioramenti rispetto al valore preso

a riferimento dai decreti ministeriali per il loro primo anno di applicazione (valore registrato nell'anno 2000). A conclusione del processo di consultazione, con delibera 28 marzo 2008, n. 3 (EEN), l'Autorità ha adottato un coefficiente di conversione pari a 0,187 tep/MWh per tutte le tipologie di intervento ammesse a beneficiare del meccanismo, determinato sulla base delle proiezioni relative all'evoluzione del rendimento medio del parco termoelettrico nel periodo 2008-2011, elaborate sulla base di informazioni fornite dalla società TERNA.

Diagnosi energetiche su utenze pubbliche

Con la delibera 23 febbraio 2007, n. 36, l'Autorità aveva dato disposizioni alla CCSE ai fini dell'erogazione delle somme connesse all'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. Con delibera 26 febbraio 2008, n. 2 (EEN), l'Autorità ha integrato tali disposizioni allo scopo di tenere conto delle modifiche introdotte in materia dal decreto ministeriale 27 dicembre 2007.

Aggiornamento del contributo tariffario

A fronte della riduzione dei prezzi di scambio dei TEE registrata nel corso del 2007 e allo scopo di evitare posizioni di rendita per i distributori obbligati e oneri ingiustificati a carico del sistema energetico nazionale, per mezzo di due Documenti per la consultazione (rispettivamente Atto n. 28/07 e Atto n. 49/07) del 16 luglio e 30 novembre 2007, l'Autorità ha formulato le proprie proposte in merito alla riduzione del valore del contributo tariffario connesso al meccanismo dei TEE, all'introduzione di un obbligo di registrazione dei contratti bilaterali per i distributori obbligati, alla predisposizione di un sistema di registrazione obbligatoria dei prezzi dei TEE scambiati al di fuori del mercato organizzato. Il secondo Documento per la consultazione, in particolare, ha tenuto conto delle informazioni raccolte dai distributori obbligati in relazione ai contratti e alle transazioni bilaterali stipulate a partire dalla data di entrata in vigore dei decreti ministeriali 20 luglio 2004. In considerazione della prevista e auspicata revisione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e delle connesse modifiche al meccanismo dei TEE, con le delibere 29 settembre 2007, n. 231 e 30 novembre 2007,

n. 299, il termine previsto dalla delibera 16 dicembre 2004, n. 219, per l'aggiornamento annuale del valore del contributo erogato (30 settembre di ogni anno) è stato differito rispettivamente al 30 novembre 2007 e al 31 dicembre 2007, limitatamente all'aggiornamento da effettuarsi nell'anno 2007.

A seguito dell'emanazione del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e delle modifiche da esso introdotte per riequilibrare il mercato dei TEE, con delibera 28 dicembre 2007, n. 345, l'Autorità ha:

- confermato pari a 100 €/tep il valore del contributo tariffario da erogarsi con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008;
- introdotto l'obbligo di registrazione dei contratti bilaterali per i distributori obbligati e quello di registrazione dei prezzi delle transazioni bilaterali concluse da tutti gli operatori del mercato dei TEE, da effettuarsi sulla base di un Regolamento proposto dal GME e approvato dall'Autorità;
- previsto che il GME integri le informazioni già pubblicate sul proprio sito Internet, con informazioni aggregate relative alle transazioni bilaterali.

Dimensione minima per i progetti realizzati dai nuovi distributori obbligati e dai soggetti con obbligo di nomina dell'energy manager

Per effetto dell'art. 7, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, i soggetti che hanno ottemperato all'obbligo

Attività di gestione e di divulgazione

Valutazione di proposte di progetto e di programma di misura

L'attività di valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura, condotta con il supporto di ENEA, ha comportato l'analisi puntuale della rispondenza dei contenuti delle

di nomina dell'*energy manager* si vanno ad aggiungere a quelli già precedentemente individuati dall'art. 8, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (distributori di energia elettrica e gas, società controllate dai medesimi distributori e società di servizi energetici) tra quelli ammessi al rilascio di TEE.

Con il Documento per la consultazione 29 febbraio 2008, n. 6 (DCO), sono state formulate proposte finalizzate a determinare la soglia minima di ammissibilità dei progetti presentati dai nuovi distributori obbligati e dai soggetti con obbligo di nomina dell'*energy manager* nonché a definire, con riferimento a questi ultimi, le relative modalità di accreditamento.

In sintesi le proposte dell'Autorità prevedono che:

- per quanto riguarda la dimensione minima di progetto da applicare ai nuovi distributori obbligati, si applichi la stessa dimensione minima già prevista per i distributori che servivano almeno 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001 o, alternativamente, la dimensione minima prevista per i *soggetti diversi* dai distributori obbligati ma limitatamente agli anni 2008 e 2009;
- per quanto riguarda la dimensione minima di progetto da applicare ai soggetti con obbligo di nomina dell'*energy manager*, si applichi quella già prevista per i distributori soggetti agli obblighi oppure, alternativamente, si differenzi il valore in funzione del settore di attività (industriale o altri).

proposte al disposto dei decreti ministeriali e delle *Linee guida* dell'Autorità.

In alcuni casi è stato effettuato un supplemento di istruttoria, richiedendo ai soggetti interessati chiarimenti, approfondimenti, integrazioni e modifiche relativamente a parti specifici-

che delle proposte prima di notificare l'esito definitivo della valutazione.

Gli esiti del processo di valutazione sono stati comunicati dall'Autorità tramite tre appositi provvedimenti: delibera 2 maggio 2007, n. 104, delibera 16 luglio 2007, n. 179, e delibera 29 ottobre 2007, n. 275; complessivamente tali provvedimenti hanno riguardato un totale di 63 proposte, delle quali 57 hanno avuto esito positivo.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dall'avvio del meccanismo alla fine del mese di marzo 2008 sono pervenute agli Uffici dell'Autorità un totale di 2230 richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici (circa 1.000 solo nell'ultimo anno) relative a circa 3.200 interventi realizzati presso i consumatori finali; nel 20% dei casi le richieste sono state presentate da distributori obbligati e nel restante 80% da distributori non obbligati, società controllate dai distributori e società di servizi energetici.

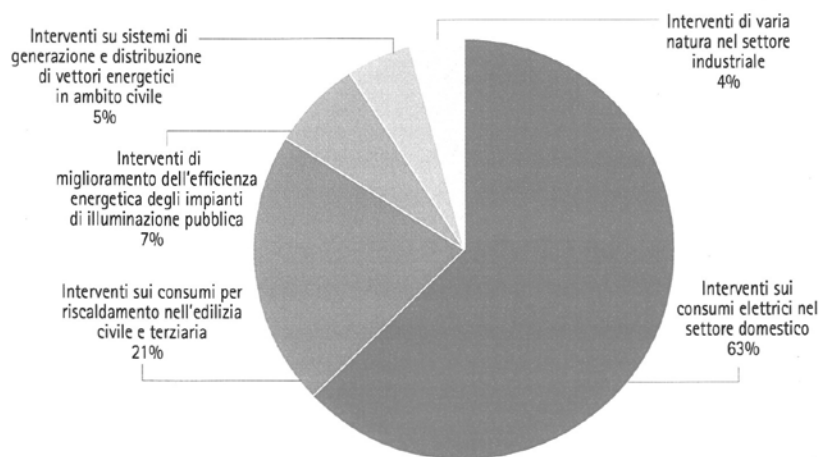
A fronte della valutazione eseguita dagli Uffici dell'Autorità, anche con il supporto dell'ENEA, all'1 aprile 2008 sono stati

complessivamente certificati risparmi di energia primaria per un totale di 1.743.140 tep. I risparmi certificati (Fig. 4.3) sono stati conseguiti attraverso:

- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scaldacqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 63% 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: 21% circa);
- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (7% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio interventi su sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento: 5% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esempio, sistemi di cogenerazione per usi di processo, sistemi di decompressione del gas, motori ad alta efficienza, installazione di inverter, gestione calore: 4% circa).

FIG. 4.3

Ripartizione percentuale dei risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al marzo 2008



XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 autorizzata l'emissione di 1.370.157 TEE di tipo I (attestanti, cioè, risparmi di energia elettrica), 308.209 TEE di tipo II (attestanti risparmi di gas naturale) e 64.613 TEE di tipo III (attestanti risparmi di forme di energia diverse dall'energia elettrica e dal gas naturale).

Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 i TEE 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.

Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2006 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 2007, ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2006 e ai sensi della delibera 23 maggio 2006, n. 98, parte dei TEE fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati per annullamento. Solo due distributori non hanno pienamente raggiunto l'obiettivo assegnato. Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 essi hanno la possibilità di compensare l'inadempienza nel corso del biennio successivo senza incorrere in sanzioni. I due distributori che non avevano pienamente conseguito il proprio obiettivo nell'anno 2005 hanno compensato l'inadempienza.

A valle delle verifiche di cui sopra, con delibera 26 settembre 2007, n. 230, l'Autorità ha autorizzato CCSE a erogare ai distributori soggetti agli obblighi un totale di circa 31 milioni di euro (circa 25 milioni di euro a valere sul conto efficienza energetica nel settore elettrico e circa 6 milioni di euro a valere sul conto efficienza energetica nel settore gas naturale), pari a 100 € per ogni TEE di tipo I o II consegnato all'Autorità.

Accreditamento di società di servizi energetici

Nel corso dell'anno è proseguita l'attività di accreditamento delle società operanti nel settore dei servizi energetici all'uti-

lizzo del sistema informativo per la presentazione di proposte di progetto e di richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici conseguiti. All'1 aprile 2008 risultano accreditati 1.130 soggetti, con una crescita del 35% rispetto all'anno precedente. 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. Alla data dell'1 aprile 2008 l'elenco di cui sopra comprende 133 soggetti, pari al 12% delle società accreditate.

Riesame di richieste di verifica e certificazione di risparmi energetici e l'eventuale esercizio di poteri di autotutela

Con la delibera 2 febbraio 2007, n. 18, l'Autorità aveva rilevato la necessità di apportare modifiche alle modalità di rendicontazione dei risparmi conseguiti per mezzo delle schede tecniche n. 1, n. 13a e n. 14, eliminando la possibilità di contabilizzare in modo forfettario i risparmi energetici ottenuti tramite invio e rendicontazione dei buoni acquisto inviato di buoni acquisto agli utenti finali (coefficiente b di cui alle schede di quantificazione dei risparmi).

Con delibera 12 luglio 2007, n. 173, l'Autorità ha avviato un procedimento di riesame di trenta richieste di verifica e certificazione presentate in data antecedente quella di entrata in vigore della delibera n. 18/07 che hanno fatto registrare tassi di ritorno dei buoni distribuiti molto al di sotto di quanto ipotizzato dal coefficiente b. Il riesame è finalizzato a verificare che gli interventi oggetto delle richieste non siano stati realizzati con finalità speculative e artatamente elusive della regolazione in vigore prima della delibera n. 18/07.

Controlli sui progetti di risparmio energetico presentati all'Autorità

Nei primi mesi del 2008 si è dato avvio all'attività di ispezione tecnica e controllo sui progetti di efficienza energetica, realizzata in collaborazione con la Guardia di Finanza e con l'ENEA, al fine di verificare che i progetti presentati all'Autorità siano effettivamente stati realizzati conformemente al disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e alla regolazione attuativa (delibera 13 marzo 2008, n. 14 – VIS). Con la determinazione del

Direttore Generale dell'Autorità n. 19/08 sono state definite le modalità operative per l'effettuazione dei controlli sui progetti.

Secondo Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di ottobre 2007 l'Autorità ha pubblicato il *Secondo Rapporto Annuale sul funzionamento del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, la cui diffusione è prevista dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004. Il documento, oltre a sintetizzare l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio di riferimento, analizza i risultati conseguiti al termine del secondo

anno di attuazione (31 maggio 2007, data di chiusura della verifica di conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico 2006) e le principali tendenze evolutive rispetto a quanto registrato l'anno precedente.

Il *Rapporto*, al quale si rimanda per gli approfondimenti necessari, ha proposto alcuni interventi sul quadro normativo (già citati nell'introduzione al presente Capitolo) che hanno successivamente trovato effettiva applicazione con il decreto 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e ha indicato le linee prioritarie dell'attività di regolazione, necessarie ad aumentare l'efficacia del meccanismo.

5.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Ricerca di sistema

Attribuzione all'Autorità delle funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, come riportato nel seguito, è stata incaricata, a partire dal giugno 2007 e in via transitoria, di svolgere le funzioni in materia di ricerca di sistema elettrico assegnate al Comitato di esperti di ricerca di sistema elettrico (CERSE).

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, in attuazione

di quanto disposto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ha stabilito che i costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico costituiscono onere generale afferente al sistema elettrico. Lo stesso decreto ha stabilito che questi costi siano coperti attraverso stanziamenti a carico di un Fondo istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), alimentato dal gettito della componente A_5 della tariffa elettrica – attualmente pari a circa 0,02 c€/kWh consumato dai clienti finali – il cui andamento negli anni è mostrato nella figura 5.1.

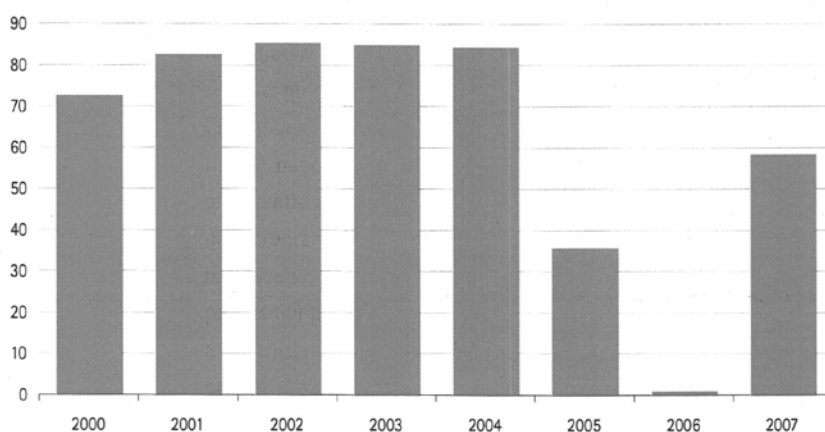


FIG. 5.1

Disponibilità finanziarie per le attività di ricerca del sistema elettrico

Gettito componente A_5 in milioni di euro

Il Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale è gestito secondo le modalità definite dal decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006. Il decreto prevede che il CERSE predisponga e aggiorni periodicamente il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico, comprensivo del piano operativo annuale relativo alla prima annualità, che viene sottoposto al Ministero dello sviluppo economico per l'approvazione.

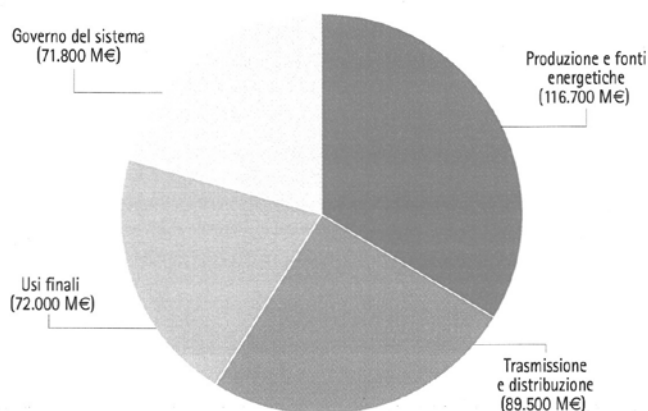
Ai sensi del decreto, le attività della ricerca di sistema elettrico a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale possono essere interamente finanziate dal Fondo e per la loro attuazione il Ministero dello sviluppo economico può stipulare accordi di programma con soggetti pubblici o organismi a prevalente partecipazione pubblica. Le attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica nazionale o internazionale sono invece finanziate mediante apposite procedure concorsuali, in misura differente in ragione dei piani di cofinanziamento proposti, della tipologia dell'attività di ricerca e sviluppo, del grado di innovazione della medesima e del rischio tecnico-economico che ne consegue – e comunque con intensità di finan-

ziamento non superiori a quelle definite dalla Commissione europea.

Il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006-2008, predisposto dal CERSE, comprensivo del piano operativo annuale 2006, è stato approvato con decreto del Ministro delle attività produttive 23 marzo 2006. Il Piano triennale prevede un contributo complessivo pari a 350 milioni di euro nel triennio, ripartito nelle quattro aree mostrate in figura 5.2, e un contributo per il piano operativo annuale 2006 pari a 150 milioni di euro. Lo stesso decreto ha inoltre identificato in Ente per le nuove tecnologie, energia e ambiente (ENEA), Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), Centro elettrotecnico sperimentale italiano (CESI) Ricerca Spa e Istituto per la promozione industriale (IPI) i soggetti beneficiari degli accordi di programma, destinando per il finanziamento dei rispettivi piani annuali di realizzazione 2006, 20, 5, 35 e un milione di euro. Il decreto ha anche previsto che parte della disponibilità del Fondo, pari a 89 milioni di euro, sia destinata al cofinanziamento dei progetti di ricerca di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica non compresi negli accordi di programma e previsti dal piano operativo annuale 2006. In figura 5.3 è mostrata la ripartizione dei finanziamenti del Piano operativo annuale 2006.

FIG. 5.2

**Piano triennale
2006-2008:
risorse finanziarie**
Milioni di euro



Fonte: Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006-2008.

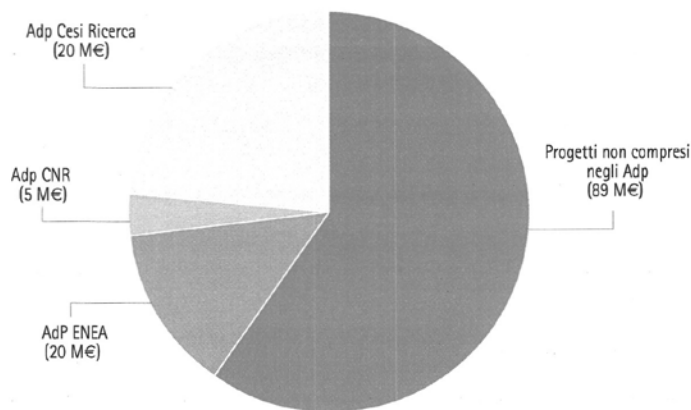


FIG. 5.3

Ripartizione dei finanziamenti del Piano operativo annuale 2006
Milioni di euro

Fonte: Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006-2008.

Le attività previste nel Piano triennale approvato il 23 marzo 2006 hanno avuto avvio formale solo nel giugno 2007. Il 18 giugno 2007 veniva infatti pubblicato il decreto legge n. 73, poi convertito, con modificazioni, nella legge 3 agosto 2007, n. 125, che ha stabilito che il Ministero dello sviluppo economico attui le disposizioni in materia di ricerca e sviluppo di sistema previste dal decreto 8 marzo 2006, anche mediante gli accordi di programma triennali previsti dal decreto 23 marzo 2006.

Il 21 giugno 2007, il Ministro dello sviluppo economico, rilevando la necessità di dare operatività al Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico, con proprio decreto n. 383, ha quindi attribuito in via transitoria all'Autorità le funzioni del CERSE, cessato nel giugno 2006 per scadenza dei termini.

Il 22 giugno 2007, con decreti dello stesso Ministero, venivano recepiti gli accordi di programma stipulati con ENEA, CNR e CESI Ricerca. Infine, la Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero dello sviluppo economico ha provveduto ad istituire i Comitati di sorveglianza dei tre accordi di programma, con compiti di vigilanza e controllo sulla realizzazione degli accordi e sul raggiungimento degli obiettivi e propositivi per la definizione dei piani annuali di realizzazione e l'eventuale rimodulazione temporale delle attività, secondo priorità di intervento e criteri di miglioramento dell'efficacia delle attività finanziate.

Formazione dell'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico

Il primo intervento dell'Autorità, nelle funzioni del CERSE, ha riguardato la formazione dell'elenco degli esperti di cui all'art.11 del decreto del Ministro delle attività produttive 8 marzo 2006, ai quali affidare, ai sensi dell'art. 4, comma 6, del medesimo decreto, la valutazione dei piani annuali di realizzazione 2006 oggetto degli accordi di programma con ENEA, CNR e CESI Ricerca e la successiva verifica dello stato di avanzamento, ammissibilità, pertinenza e congruità delle spese documentate e del conseguimento dei risultati raggiunti dai relativi progetti di ricerca, nonché la futura valutazione e verifica delle proposte di progetti di ricerca presentate nell'ambito delle procedure concorsuali.

Previo esame delle domande pervenute in seguito all'invito alla presentazione di candidature pubblicato il 17 maggio 2006 dalla Segreteria operativa istituita dalla CCSE, l'Autorità, con propria delibera 19 settembre 2007, n. 214, ha approvato l'elenco degli esperti per la valutazione dei progetti di ricerca di sistema del settore elettrico. L'elenco risulta composto da 122 esperti di comprovata competenza in almeno una delle quattro aree sopra citate nelle quali è stato organizzato il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2006-2008.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Valutazione e ammissione al finanziamento dei Piani annuali di realizzazione 2006 presentati da ENEA, CNR e CESI Ricerca

L'organizzazione delle attività di valutazione, di competenza del CERSE, è stata gestita dall'Autorità, con il contributo sostanziale della Segreteria operativa.

Come previsto dal decreto 23 marzo 2006, nei mesi successivi la stipula degli accordi di programma, ENEA, CNR e CESI Ricerca hanno presentato all'Autorità nelle funzioni del CERSE, e al Ministero dello sviluppo economico i rispettivi piani annuali di realizzazione per l'anno 2006, per la loro valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Il processo per l'ammissione al finanziamento è stato avviato con la delibera dell'Autorità 26 settembre 2007, n. 233, con la quale sono stati nominati gli esperti per la valutazione dei tre Piani, selezionati tra le personalità inserite nel relativo elenco, secondo criteri di terzietà e competenza nelle diverse materie. La valutazione dei piani annuali di realizzazione 2006 presentati da ENEA e CNR si è protratta nei mesi successivi e si è conclusa nel mese di febbraio 2008. Il processo ha infatti richiesto numerosi incontri e contatti tra i rappresentanti dei due Enti e gli esperti incaricati per la valutazione, che hanno portato a modifiche di alcune delle attività inizialmente previste e integrazioni e modifiche della documentazione presentata – con conseguente coinvolgimento dei Comitati di sorveglianza – anche in considerazione del fatto che le attività previste nei Piani non erano state ancora avviate o erano in fase iniziale. Viceversa, le attività previste dal piano annuale di realizzazione 2006 del CESI Ricerca, in virtù della valenza strategica dei temi di ricerca da svolgere e della necessità di garantire una adeguata continuità alle attività avviate in precedenza da CESI Spa nel triennio 2003–2005 di cui alcuni progetti previsti dall'accordo di programma costituiscono una necessaria evoluzione, sono iniziate nei primi mesi del 2006 e terminate nel febbraio 2007. Ciò ha consentito agli esperti di completare le attività di valutazione nel mese di ottobre 2007 e al Ministero dello sviluppo economico, acquisito il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, di ammettere al finanziamento il piano annuale 2006 del CESI Ricerca, per un importo complessivo di 35 milioni di euro. A seguito dell'ammissione al finanziamento, la CCSE, ai sensi dell'art. 7 del decreto 8 marzo 2006, ha erogato al CESI Ricerca l'anticipo previsto del 30%, pari a 10,5 milioni di euro.

Verifica dei progetti di ricerca del Piano annuale 2006

Nei mesi di novembre e dicembre 2007, sono state quindi avviate e concluse le attività per la verifica dei risultati conseguiti dal CESI Ricerca nell'ambito del piano annuale di realizzazione 2006. Con propria delibera 14 novembre 2007, n. 283, l'Autorità ha provveduto alla nomina degli esperti per le verifiche a consuntivo. Gli esperti hanno concluso il loro lavoro con la trasmissione all'Autorità delle relazioni finali, riportanti, per ciascun progetto, l'esito delle verifiche sul conseguimento dei risultati sulla base dei *deliverables* proposti dal CESI Ricerca e sull'ammissibilità, pertinenza e congruità dei costi sostenuti. Per tutti i progetti presentati dal CESI Ricerca, gli esperti hanno confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati. L'Autorità, con propria delibera 21 dicembre 2007, n. 334, ha quindi approvato gli esiti delle verifiche e ha determinato il costo complessivo ammissibile delle attività sostenute in 34,951 milioni di euro (Tav. 5.1), riconoscendo un conguaglio finale, poi erogato al CESI Ricerca dalla CCSE, pari a 24,451 milioni di euro.

Predisposizione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico

Ai fini della messa a regime dell'intero sistema della ricerca elettrica, la Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero dello sviluppo economico, con propria lettera 2 ottobre 2007, ha comunicato all'Autorità, nelle funzioni del CERSE, la necessità di attivare al più presto la revisione del Piano triennale, specificando che esso avrebbe dovuto riguardare il periodo 2009–2011. Nei mesi successivi, l'Autorità ha avviato le attività propeedeutiche alla predisposizione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009–2011 e relativo piano operativo annuale 2009, che si prevede di inviare al Ministero dello sviluppo economico entro la prossima estate, ai fini della sua approvazione.

Procedure concorsuali per la selezione dei progetti di ricerca non compresi negli accordi di programma

Ai sensi del decreto 8 marzo 2006, ai fini dell'ammissione alla contribuzione a carico del Fondo delle attività di ricerca non comprese negli accordi di programma, possono essere attivate apposite procedure concorsuali. A tal fine, negli ultimi due mesi del 2007, è stata avviata la definizione dei criteri per la predisposizione, da parte della Segreteria operativa, degli schemi dei

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

bandi di gara per la selezione dei progetti di ricerca non compresi negli accordi di programma e previsti dal piano operativo annuale 2006. Il bando riguarderà attività di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e, contestualmente, di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica nazionale o internazionale e temi di ricerca che siano tutt'ora ritenuti di importanza e valenza strategica per il sistema elettrico nazionale, che risultino prioritari tenuto conto delle disponibilità economiche del Fondo e che si integrino, non sovrapponendosi, con altre iniziative nazionali di agevolazione per la ricerca. I progetti saranno finanziati con intensità del 50% nel caso di attività di ricerca industriale e del 25% nel caso di attività di sviluppo sperimentale.

Risultati tecnico-scientifici conseguiti

Le attività ammesse al finanziamento e per le quali è stato riconosciuto il rimborso a valere sul Fondo per la ricerca di sistema elettrico nel corso del 2007, sono riportate nella tabella successiva, insieme al contributo erogato dal Fondo. Esse sono relative al piano annuale di realizzazione 2006 dell'accordo di programma tra Ministero per lo sviluppo economico e CESI Ricerca, costituito da 24 progetti suddivisi nelle quattro Aree definite dal Piano triennale della ricerca di sistema elettrico.

I risultati conseguiti nell'ambito dei progetti sono stati interamente e ampiamente diffusi.

TEMI DI RICERCA	CONTRIBUTO FONDO RICERCA DI SISTEMA
Area governo del sistema elettrico	
Vigilanza sullo sviluppo del sistema di generazione	4.000
Simulazione dell'esercizio del sistema elettrico italiano in regime di mercato	1.100
Strumenti per lo studio dello sviluppo delle reti di distribuzione	3.000
Monitoraggio continuo dello stato di sicurezza del sistema elettrico	1.000
Indicatori della continuità del servizio e della qualità della potenza	1.100
Supporto scientifico alle attività regolatorie per il mercato elettrico	1.300
Il sistema elettrico italiano in regime di mercato e le problematiche di sicurezza	400
Area produzione e fonti energetiche	
Sicurezza dei bacini idroelettrici italiani	1.000
Metodologie avanzate per la misura di microinquinanti organici e inorganici	1.500
Completamento e affinamento della mappa eolica italiana	800
Censimento del potenziale mini idroelettrico (potenza unitaria < 1MW) nazionale	800
Censimento dei depositi geologici italiani	1.000
Tecnologie innovative che migliorino le prestazioni ambientali delle centrali a polverino di carbone	1.800
Tecnologie innovative volte alla flessibilizzazione degli impianti a ciclo combinato	800
Tecnologie innovative che migliorino le prestazioni ambientali dei cicli combinati	1.000
Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno	2.000
Area trasmissione e distribuzione	
Determinazione dei limiti di portata in corrente delle linee aeree	2.400
Sviluppo di metodi innovativi di manutenzione sotto tensione	1.000
Metodi di quantificazione delle esternalità ambientali delle linee elettriche	1.100
Evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione	4.000
Area usi finali	
Sviluppo e dimostrazione di nuovi metodi per ottimizzare l'interazione fra rete elettrica e piccole utenze	1.200
Generazione distribuita	900
Promozione delle tecnologie elettriche innovative e delle applicazioni efficienti negli usi finali	600
Organizzazione della domanda e valorizzazione dell'offerta di tecnologie e di servizi avanzati	1.200
Detrazione per le attività di diffusione dei risultati da effettuare nel 2008	49
TOTALE	34.951

TAV. 5.1

Progetti del Piano annuale di realizzazione 2006 del CESI Ricerca finanziati a carico del Fondo per la ricerca del sistema elettrico

Migliaia di euro

6.

Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

Provvedimenti assunti

L'attività provvedimentale dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata, anche per l'anno 2007, particolarmente intensa. Si è infatti registrata, rispetto all'anno precedente, una crescita nel numero totale degli atti – delibere e Documenti per la consultazione – di circa l'11%.

Tale dato trova innanzitutto giustificazione nella prassi dell'Autorità di ricorrere, a garanzia dei più ampi livelli di trasparenza e accessibilità degli atti, allo strumento deliberativo sia per gli interventi di più stretta regolazione, aventi riflessi esterni, che per quelli più prettamente di gestione e organizzazione interna. Nel corso del 2007, inoltre, si sono succeduti importanti momenti, quale, a esempio, la completa apertura del mercato elettrico avvenuta l'1 luglio. Eventi che hanno comportato una ancor più pregnante attività regolatoria dell'Autorità. L'analisi di dettaglio dei dati, riportati nella tavola 6.1, evidenzia, infatti, come sia notevolmente cresciuto il numero di delibere di nuova regolazione (57%) nonché di quelle di manutenzione e aggiornamento (36%).

L'andamento delle attività sanzionatorie e di controllo è in diminuzione (-12%), così come segna un significativo calo il contenzioso (-47%). Ciò a riprova di un costante miglioramento dell'azione generale dell'Autorità, sia nella fase preventiva di predisposizione dei propri provvedimenti, anche attraverso l'attuazio-

ne delle più ampie garanzie di partecipazione ai processi istruttori da parte dei soggetti interessati, sia nella fase esecutiva, attraverso un attento rispetto delle previsioni procedurali. Mantiene, poi, una rilevante quota l'attività provvedimentale di gestione e amministrazione interna, a testimonianza del continuo sviluppo organizzativo dell'Autorità.

Si segnala, infine, che dal 1° gennaio 2008 l'Autorità ha adottato una nuova metodologia di classificazione dei propri atti, nella direzione di una sempre maggiore trasparenza e al fine di consentire una più agevole individuazione dei campi di materia interessati dagli atti medesimi. Delibere, Documenti per la consultazione, Segnalazioni e Comunicazioni risultano dunque oggi contraddistinte da una sigla che individua la categoria di appartenenza. All'interno di ogni rispettiva categoria gli atti vengono numerati progressivamente.

Le categorie di classificazione sono le seguenti:

- **ARG** – *Attività regolatoria generale*; provvedimenti relativi all'attività regolatoria generale (tariffaria e non tariffaria), innovativa o attuativa, di manutenzione o riordino. All'interno di tale classificazione sono distinti gli atti riguardanti il settore energia elettrica (elt), gas (gas) o comuni ai due settori (com);

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- **DCO** – *Documenti per la consultazione*; atti relativi alle consultazioni;
- **VIS** – *Vigilanza, indagini, prescrizioni, sanzioni*; provvedimenti relativi alle attività istruttoria, sanzionatoria, ripristinatoria e di vigilanza;
- **GOP** – *Gestione operativa*; provvedimenti relativi all'organizzazione e gestione interna dell'Autorità o di altri soggetti, al bilancio d'esercizio, alle gare d'appalto, agli incarichi affidati, ai protocolli d'intesa e alle convenzioni con altre Istituzioni o Soggetti esterni;
- **AGI** – *Attività giurisdizionale*; provvedimenti relativi all'attività giurisdizionale;
- **PAS** – *Pareri, Segnalazioni, Intese*; provvedimenti relativi a pareri, segnalazioni e intese con organismi istituzionali;
- **EEN** – *Efficienza energetica*; provvedimenti relativi a efficienza energetica e connessi meccanismi di sostegno;
- **RDS** – *Ricerca di sistema*; provvedimenti relativi alla ricerca di sistema e funzioni del Comitato di esperti di ricerca di sistema elettrico (CERSE).

TAV. 6.1

Provvedimenti
dell'Autorità negli
anni 2006-2007

TIPOLOGIA	2006		2007	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
Nuova regolazione	14	3,8	22	5,4
Aggiornamenti, manutenzione, riordino	80	21,7	109	26,6
Tariffe	40	10,9	38	9,3
Controlli, istruttorie, diffide, sanzioni	75	20,4	66	16,1
Pareri, segnalazioni	12	3,3	19	4,6
Contenzioso	17	4,6	9	2,2
Attività Cassa conguaglio settore elettrico	5	1,4	11	2,7
Avvio procedimenti, consultazioni	69	18,8	74	18
Gestione, organizzazione, personale	56	15,2	62	10,7
TOTALE	368	100	410	100

Consultazione e Analisi di impatto della regolazione

Attività di consultazione

Nel periodo compreso tra aprile 2007 e marzo 2008, l'Autorità ha pubblicato complessivamente 44 Documenti per la consultazione. Ciò testimonia come, nei processi di adozione dei propri provvedimenti, l'Autorità riservi una importante attenzione nei confronti dei soggetti interessati, favorendo, quanto più possibile, la loro partecipazione ai processi decisori, acquisendo nel modo più completo gli elementi informativi necessari,

operando le necessarie valutazioni di impatto.

Su un totale di 44 Documenti per la consultazione, va segnalato che per 7 filoni tematici l'Autorità ha prodotto più Documenti per la consultazione (consultazioni plurime).

Il termine medio complessivo delle consultazioni è di circa 43 giorni. Tuttavia se si aggregano le consultazioni plurime, il termine sale a 54 giorni circa.

TAV. 6.2

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2007 – Marzo 2008

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)	4.04.07
Definizione di direttive agli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica al dettaglio ai clienti finali in prospettiva della completa liberalizzazione della domanda	9.05.07
Recesso dai contratti per la fornitura di gas naturale e di energia elettrica a clienti finali	18.05.07
Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione a partire dall'1 luglio 2007 - Proposta finale	21.05.07
Orientamenti per la gestione della priorità di dispacciamento relativa a impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale	6.06.07
Determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria	18.06.07
Individuazione di obblighi di registrazione e di comunicazione relativi all'accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, per sostituzione nella fornitura ai punti di riconsegna di cui agli articoli 14 e 15 della delibera 29 luglio 2004, n. 138, e sue successive modifiche e integrazioni	2.07.07
Revisione delle modalità e delle condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239	4.07.07
Telemisura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale	9.07.07
Aggiornamento del valore e delle modalità di erogazione del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica	16.07.07
Attuazione del decreto legislativo n. 20/07 in materia di cogenerazione ad alto rendimento	31.07.07
Testo integrato dello scambio sul posto	31.07.07
Testo unico delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione	1.08.07
Determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria - seconda consultazione - orientamenti finali	1.08.07
Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo (2008-2011)	2.08.07

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 6.2 SEGUE

Sintesi delle attività
di consultazione

Aprile 2007 – Marzo 2008

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Orientamenti per la regolazione del servizio di dispacciamento, dei servizi di trasmissione, distribuzione di energia elettrica e misura e dei servizi di vendita nei casi di criticità di esecuzione dei contratti di fornitura	2.08.07
Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)	2.08.07
Aggiornamento annuale del fattore di correzione CSA, di cui all'articolo 49 dell'allegato A alla delibera 30 gennaio 2004, n. 5/04	14.09.07
Perequazione della remunerazione riconosciuta al servizio di misura in bassa tensione nell'anno 2007	18.09.07
Accesso ai dati di base per l'invio di proposte commerciali relative alla fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale	15.10.07
Dichiarazione sostitutiva sottoscritta dai clienti finali non domestici in bassa tensione ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, in relazione all'attivazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia	17.10.07
Aspetti tecnici e procedurali delle connessioni di clienti finali alle reti elettriche di distribuzione in bassa tensione	22.10.07
Ulteriori orientamenti sulla disciplina dello scambio sul posto	8.11.07
Procedure di monitoraggio dei profili di utilizzo della capacità di stoccaggio del gas naturale in fase di erogazione	14.11.07
Regolazione degli aspetti generali della qualità del servizio di trasporto del gas naturale - Seconda consultazione	14.11.07
Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica con tensione nominale superiore a 1 kV	22.11.07
Schema di testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione (2008-2011)	26.11.07
Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 - Orientamenti finali	30.11.07
Commercializzazione di energia elettrica e gas naturale nei mercati al dettaglio: orientamenti in tema di prezzi di commercializzazione nella vendita nell'ambito dei servizi di tutela e della remunerazione delle attività di commercializzazione nei medesimi servizi	30.11.07
Aggiornamento del valore del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica - seconda consultazione	30.11.07
Criteri per il conferimento della capacità di stoccaggio di gas naturale	4.12.07
Regolazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica sulla base di criteri incentivanti	6.12.07
Schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011	6.12.07
Servizio di maggior tutela: criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica	18.12.07
Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione	20.12.07
Criteri per il riconoscimento degli oneri e per la promozione dell'efficacia e dell'efficienza nello svolgimento delle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e attività connesse e conseguenti	20.12.07
Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel III periodo di regolazione (2009-2012)	15.02.08
Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica	20.02.08
Aggiornamento delle schede tecniche per progetti di risparmio energetico relativi all'installazione in ambito residenziale di lampade fluorescenti compatte con alimentatore incorporato, frigoriferi, frigocongelatori, congelatori, lavabiancheria, lavastoviglie ad alta efficienza, rompigitto areati per rubinetti ed erogatori per doccia a basso flusso	20.02.08
Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione	27.02.08
Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica	28.02.08
Determinazione della dimensione minima per i progetti di risparmio energetico realizzati dai nuovi distributori obbligati e dai soggetti con obbligo di nomina dell'energy manager	29.02.08
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di utilizzo dei terminali di GNL per il terzo periodo di regolazione	13.03.08
Revisione del processo di predisposizione e aggiornamento dei Codici (di rete, di stoccaggio, di rigassificazione)	17.03.08

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 previsti dai rispettivi ordinamenti, di metodi di Analisi dell'impatto della regolamentazione (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 completamente 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.

Nel corso del 2007 sono stati adottati quattro provvedimenti sottoposti ad AIR.

- Il provvedimento riguardante l'*Approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (load profiling per fasce)* è stato predisposto dalla Direzione mercati ed è stato approvato con delibera 31 ottobre 2007, n. 278.
- Il provvedimento riguardante il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011* è stato predisposto dalla Direzione consumatori e qualità del servizio ed è stato approvato con delibera 19 dicembre 2007, n. 333.
- Il provvedimento riguardante la *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo 2008/2011* è stato predisposto dalla Direzione consumatori e qualità del servizio ed è stato approvato con delibera 27 dicembre 2007, n. 341.
- Il provvedimento riguardante il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* è stato predisposto dalla Direzione tariffe ed è stato approvato con delibera 29 dicembre 2007, n. 348.

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 dell'opzione preferita;

- messa a disposizione delle sintesi delle osservazioni ricevute in sede di consultazione;
- relazione finale AIR pubblicata nel sito dell'Autorità.

Per il 2008 vengono sottoposti ad AIR quattro provvedimenti di carattere "rilevante":

- *Revisione del sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione*, di competenza della Direzione tariffe; in data 26 giugno 2006, con delibera n. 126, è stata integrata la delibera di avvio (che risale al 15 novembre 2001, n. 264); nel mese di febbraio 2008 è stato divulgato il terzo Documento per la consultazione;
- *Formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione del gas*, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, di competenza della Direzione tariffe; in data 18 settembre 2007, n. 225, è stato avviato il procedimento; nel mese di febbraio 2008 è stato pubblicato il primo Documento per la consultazione;
- *Formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione, vendita e misura del gas per il terzo periodo di regolazione 2009-2012*, di competenza della Direzione consumatori e qualità del servizio; con delibera 26 settembre 2007, n. 234, è stato avviato il procedimen-

to; nel corso del mese di febbraio è stato pubblicato il primo Documento per la consultazione;

- *Criteri di definizione e attribuzione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive per la fase di conguaglio della profilazione convenzionale dei prelievi di energia elettrica*, di competenza della Direzione mercati (Direzione mercati 1); con delibera 28 gennaio 2008, n. 5 (ARG/elt), è stato avviato il procedimento.

Sempre nel corso del 2008 l'Autorità prevede di chiudere il periodo di sperimentazione e di mettere "a regime" la metodologia AIR. Ciò comporterà di:

- revisionare la Guida operativa 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 delle criticità/suggerimenti derivanti dalla fase di sperimentazione;
- definire le modalità operative da adottare per l'applicazione dei criteri di inclusione/esclusione, indicati nella Guida operativa, ai fini della selezione dei casi rilevanti da sottoporre ad AIR;
- 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.

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, ha visto un forte aumento del trend di crescita già evidenziato negli anni precedenti. Nel periodo com-

preso tra il 1° aprile 2007 e il 31 marzo 2008, a fronte di un totale di 4.306 comunicazioni inoltrate all'Autorità (Tav. 6.3), 2.776 hanno interessato il settore elettrico (pari al 64% del totale), con un incremento del 110% rispetto all'anno precedente (Fig. 6.1). Delle comunicazioni pervenute il 93% sono reclami, il 4% richieste di informazioni e il restante 3% segnalazioni.

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONI	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Settore elettrico	2.581	103	92	2.776
TOTALI	4.024	146	136	4.306

TAV. 6.3

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Aprile 2007 – Marzo 2008

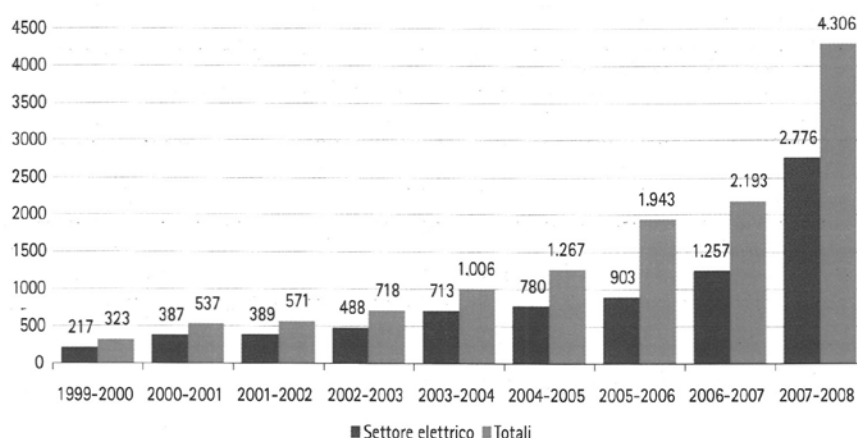


FIG. 6.1

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità
Maggio 1999 – Marzo 2008

La statistica non comprende i reclami inerenti a particolari problematiche tariffarie, i reclami relativi ai *blackout* verificatesi in determinati periodi dell'anno e interessanti una zona circoscritta, i reclami inviati più volte dallo stesso cliente. Inoltre, non sono oggetto di registrazione a 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 con l'utilizzo della posta elettronica: i dati relativi alle telefonate e alle risposte fornite via e-mail non sono tuttavia considerati ai fini statistici.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Un'analisi più particolareggiata (Tav. 6.4) mostra come le comunicazioni abbiano riguardato, nello specifico, fatturazione (33,4%), interpretazione e applicazione di clausole contrattuali (17,2%), nonché qualità commerciale (1,8%), problema-

tiche attinenti al mercato (15,0%), qualità della fornitura, tensione e interruzione (9,6%), allacciamenti (9,0%), tariffe (4,9%), contatori (2,6%), distacchi (1,6%), bollette e loro trasparenza (1,3%), misura (0,4%).

TAV. 6.4

Argomenti delle comunicazioni sul settore elettrico ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO APRILE 2006 – MARZO 2007		PERIODO APRILE 2007 – MARZO 2008	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Interruzioni e tensione	215	17,1	267	9,6
Allacciamenti	135	10,7	250	9,0
Fatturazione	408	32,4	926	33,4
Contratti e Qualità commerciale	179	14,2	528	19,0
Misura	21	1,7	12	0,4
Tariffe	36	2,9	135	4,9
Bollette	17	1,4	37	1,3
Mercato	81	6,4	418	15,0
Contatori	47	3,7	72	2,6
Distacchi	43	3,4	45	1,6
Altro	75	6,0	86	3,1
TOTALE	1.257	100,0	2.776	100,0

Nell'ambito dei servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente periodo per quanto riguarda le comunicazioni relative a problematiche attinenti la misura, le bollette, i contatori e i distacchi. Sono invece incrementate le comunicazioni relative alle tariffe, alle interruzioni/tensione di fornitura e agli allacciamenti. Per queste ultime fattispecie, le problematiche hanno riguardato principalmente la tariffa residente/non residente e le nuove tariffe biorarie, il risarcimento dei danni e l'aumento di potenza, la tempistica per l'esecuzione dei lavori necessari per l'allacciamento e, infine, l'attivazione della fornitura in seguito all'allacciamento dell'utenza alla rete. Marcati aumenti si registrano invece per le comunicazioni relative alla fatturazione (specialmente per conguagli elevati relativi a punti di prelievo non letti da tempo, spesso a seguito di sostituzione dei misuratori elettromeccanici con quelli elettronici, e per doppia fatturazione) e alle problematiche contrattuali. È altresì notevolmente cresciuto il numero delle comunicazioni riguardanti gli aspetti

dell'attività di vendita nel mercato libero, favorite dall'aumento del numero di procedure di *switching* e di cambio di fornitore, in conseguenza della avvenuta totale liberalizzazione del mercato elettrico dal 1° luglio 2007.

Da ultimo, si segnala che le comunicazioni con minore incidenza numerica rappresentano il 3,1% sul totale di quelle riguardanti il settore e sono ricomprese nella categoria "Altro"; esse sono costituite, tra le altre, da comunicazioni aventi a oggetto: rete elettrica, sicurezza, qualità tecnica, *call center*, furto di energia, imposte, morosità, concorrenza.

Si conferma pertanto l'importanza dell'attività di valutazione dei reclami e delle segnalazioni anche alla luce delle indicazioni e delle problematiche che tali attività fanno emergere. Essa rappresenta una notevole 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 alle esigenze e alle criticità evidenziate, interventi di regolazione e di vigilanza da parte dell'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 2007. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2007 e il 31 marzo 2008 il numero di comunicazioni

riguardanti il settore gas ha rappresentato il 36% del totale. In particolare, a fronte di un numero complessivo di 4.306 comunicazioni inoltrate all'Autorità (Tav. 6.5 e Fig. 6.2), 1.530 comunicazioni hanno interessato il settore gas, con un incremento del 63% rispetto all'anno precedente; di queste, il 94% sono reclami, il 3% richieste di informazioni e il restante 3% segnalazioni.

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Gas	1.443	43	44	1.530
TOTALI	4.024	146	136	4.306

TAV. 6.5

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità
Aprile 2007 – Marzo 2008

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 settore: ciò anche alla luce delle difficoltà incontrate nel tentativo di cambiare fornitore. Nel dettaglio, le problematiche oggetto di più frequente trattazione (Tav. 6.6) hanno riguardato la contrattualistica, la qualità commerciale e della

fornitura (20,3%), la fatturazione (30,4%), gli allacciamenti (22,9%), il mercato e la concorrenza (12,5%). La statistica non comprende i reclami inerenti a particolari questioni tariffarie, i reclami attinenti all'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.

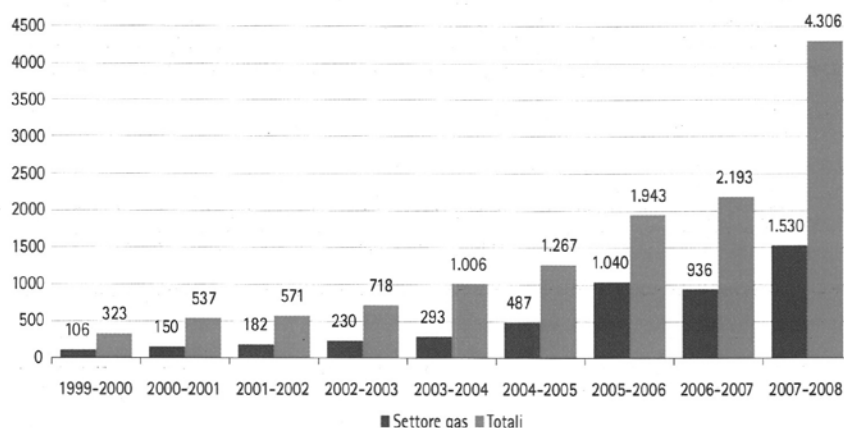


FIG. 6.2

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2008

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Nell'anno in corso, si registra una sostanziale conferma del numero di comunicazioni in materia di bollette, tariffe misura e distacchi. Si rileva invece un certo incremento di comunicazioni relative agli allacciamenti e ai contatori. Il primo aspetto deriva dal fatto che, anche nel periodo 2007-2008, sono riemerse problematiche contingenti relative agli allacciamenti e alla connessa applicazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40 (e successive modifiche e integrazioni) in merito alle attivazioni delle forniture di gas, mentre il secondo aspetto può essere collegato anche alle notizie di stampa che hanno riguardato problemi di corretto funzionamento dei contatori di gas c.d. "a membrana". Un sensibile aumento ha riguardato anche la tematica della contrattualistica e della fatturazione; quest'ultimo aspetto ha riguardato in particolare i conguagli di consu-

mi (dipendenti sia da stime non perfettamente congrue in considerazione delle diverse rigidità invernali, sia da mancate letture consecutive nel tempo), nonché la doppia fatturazione ed errori di fatturazione.

Da ultimo, si segnala che le comunicazioni con minore incidenza numerica rappresentano il 3,1% sul totale di quelle riguardanti il settore e sono ricomprese nella categoria "Altro"; esse sono costituite, tra le altre, da comunicazioni aventi a oggetto principalmente le problematiche relative alla sicurezza, all'esecuzione dei lavori necessari per la fornitura di gas e alle imposte. Nell'ambito del servizio di distribuzione e di vendita del gas, deve altresì essere evidenziato anche il persistere di comunicazioni relative all'articolata tematica dell'esercizio del diritto di recesso.

TAV. 6.6

Argomenti oggetto delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO APRILE 2006 – MARZO 2007		PERIODO APRILE 2007 – MARZO 2008	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale/fornitura	233	24,9	311	20,3
Fatturazione	248	26,5	465	30,4
Allacciamenti	161	17,2	351	22,9
Bollette	16	1,71	24	1,6
Tariffe	20	2,1	23	1,5
Misura	12	1,3	14	0,9
Mercato e concorrenza	145	15,5	191	12,5
Contatori	21	2,2	66	4,3
Distacchi	32	3,4	38	2,5
Altro	48	5,2	47	3,1
TOTALE	936	100,0	1.530	100,0

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Indagine conoscitiva sull'applicazione dei coefficienti di adeguamento tariffario e di correzione dei volumi del gas naturale

Con delibera 1 giugno 2007, n. 124, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sul rispetto da parte delle imprese di trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale, in ambito nazionale, delle disposizioni riguardanti il coefficiente di adeguamento tariffario M e il coefficiente di correzione dei volumi K di cui alle delibere 28 dicembre 2000, n. 237 e n. 138/04, che devono essere applicati ai dati dei misuratori per la determinazione di prezzi e tariffe; detta istruttoria è stata chiusa con delibera 18 settembre 2007, n. 227, con cui l'Autorità ha, tra l'altro, evidenziato l'esigenza di porre in essere successivi interventi anche allo scopo di compiere ulteriori approfondimenti e verifiche sui dati acquisiti.

A seguito di tale indagine e considerando che le informazioni in questione sono necessarie per l'esercizio delle funzioni di vigilanza che la legge attribuisce all'Autorità, con delibera 23 ottobre 2007, n. 270 e delibera 23 ottobre 2007, n. 271, si è deciso di richiedere ad alcune imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale l'invio una serie di informazioni, indicate in appositi questionari pubblicati sul sito internet della stessa Autorità.

Indagine conoscitiva congiunta Antitrust-Autorità sugli stoccaggi

Con delibera 22 novembre 2007, n. 287, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e l'Autorità hanno avviato un'indagine conoscitiva congiunta sull'attività di stoccaggio nel settore del gas naturale in Italia. L'iniziativa è finalizzata a indagare la presenza di eventuali ostacoli allo svilupparsi di nuova capacità di stoccaggio, a valutare l'eventuale esistenza e la disponibilità di strumenti di flessibilità alternativi allo stoccaggio e l'accesso agli stessi da parte dei nuovi entranti. L'indagine, in particolare, intende analizzare il contesto normativo e regolamentare, anche al fine di valutarne l'impatto sulle dinamiche competitive del settore.

Il provvedimento si è reso necessario anche perché i potenziamenti della disponibilità di stoccaggio sinora effettuati, ottenuti in maggior parte attraverso l'ottimizzazione dell'utilizzo e della gestione delle capacità esistenti, non sono sufficienti né a garantire la sicurezza del sistema energetico nazionale, né ad assicurare la disponibilità di flessibilità necessaria agli operatori per competere efficacemente nel mercato liberalizzato, come già evidenziato dall'Autorità nelle segnalazioni al Parlamento e al Governo del 3 agosto 2005, del 24 luglio 2007 e nell'Audizione alla Camera dei deputati del 3 ottobre 2007.

Vigilanza e controllo

Le 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 ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199) e 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, 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'Ente per le nuove tecnologie, energia e ambiente (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.

Inoltre, anche in relazione alla configurazione del Corpo quale polizia economica e finanziaria, il coinvolgimento della Guardia di Finanza appare decisivo nello svolgimento degli accertamenti dove siano previsti contributi pubblici di ogni natura.

Le verifiche ispettive svolte nel periodo 2007-2008

Nel periodo 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008, sono state effettuate 114 verifiche ispettive, di cui 92 svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e 22 in collaborazione con la CCSE, a fronte di 123 complessivamente svolte nell'annualità precedente (Tav. 6.7). Le verifiche ispettive svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza hanno registrato un continuo incremento essendo aumentate da 58 nel 2004, a 83 nel 2005, a 88 nel 2006 e a 92 nel 2007.

Le verifiche ispettive, svolte in collaborazione con la CCSE in materia di impianti di produzione elettrica incentivati alimentati da fonti rinnovabili, assimilate e di cogenerazione, ammontano, a partire dal 2005 e fino al 31 marzo 2008, a 105 impianti per una potenza installata di oltre 7.160 MW. In esito a tali verifiche, sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per oltre 91 milioni di euro, di cui circa 31,5 milioni di euro già versati, contribuendo a ridurre il fabbisogno, attuale e prospettico, dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante in bolletta (componente tariffaria A₃).

Delle 92 verifiche ispettive svolte in collaborazione con i militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 51 sono state effettuate anche in collaborazione con la Stazione sperimentale per i combustibili.

Nel corso del 2007 sono state altresì avviate verifiche ispettive in nuovi segmenti di indagine tra cui:

- la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale, del coefficiente K di correzione dei volumi letti dai misuratori;
- il riconoscimento delle integrazioni tariffarie alle Imprese elettriche minori non trasferite all'Enel Spa, che ha impegnato in una attività congiunta di collaborazione l'Autorità, la Guardia di Finanza e la CCSE;
- il monitoraggio delle informazioni fornite ai clienti attraverso i punti di contatto con la clientela degli esercenti il

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

SETTORE	ARGOMENTO	2003	2004	2005	2006	2007
Qualità del servizio elettrico	Continuità del servizio	12	11	10	8	11
	Qualità commerciale	-	-	1	4	-
Qualità del servizio gas	Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione	-	38	57	52	51
	Qualità commerciale	-	2	1	3	1
	Sicurezza	-	-	2	2	3
	Verifiche post contatore	-	-	-	3	-
Tutela consumatori	Informazioni alla clientela su tariffe elettriche	-	-	-	-	-
Distribuzione e vendita gas	Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	6	20	9	10	-
	Verifica applicazione coefficiente K di correzione dei volumi	-	-	-	-	15
Tariffe	Distribuzione gas	-	-	2	2	3
	Distribuzione energia elettrica	-	-	-	-	3
	Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	-	-	-	-	2
Legale	Ispezioni presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori	-	-	-	4	3
Altro	Import di energia elettrica, reti di distribuzione comunali	-	-	1	2	-
Impianti incentivati	Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	1	-	50	33	22
	TOTALE	19	71	133	123	114
	<i>Di cui in collaborazione con:</i>					
	<i>Guardia di Finanza – Nucleo Speciale Tutela Mercati</i>	2	58	83	88	92
	<i>Stazione sperimentale per i combustibili</i>	-	38	57	52	51
	<i>Cassa conguaglio per il settore elettrico</i>	-	-	50	35	22

TAV. 6.7

Sintesi delle attività ispettive nel periodo 2003-2007

Numero di verifiche ispettive;
anno mobile 1 aprile - 31 marzo

servizio di maggior tutela e l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero sulle condizioni di fornitura dell'energia elettrica o sui prezzi biorari.

Verifiche ispettive in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Nel periodo maggio-ottobre 2007 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 11 verifiche ispettive, ai sensi della delibera n. 103/07, in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Le ispezioni avevano lo scopo di verificare:

- la corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, relativamente all'anno 2006, 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 2006, di cui al Titolo 3 del medesimo *Testo integrato*;
- la verifica dell'effettivo funzionamento del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione di registrazione della continuità del servizio per le imprese distributrici con numero di clienti alimentati in bassa tensione (BT) non superiore a 5.000 alla data del 31 dicembre 2002.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti e hanno interessato 2 esercizi di una grande azienda di distribuzione e 3 grandi aziende di distribuzione. 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 2006, anch'esse scelte a campione. Per una grande azienda di distribuzione e per 2 esercizi di una

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

grande impresa di distribuzione 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, mentre per 2 grandi imprese l'ISR è risultato pari al 95% e dunque al di sotto delle tolleranze ammesse.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni, sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio e sull'effettivo funzionamento del sistema di telecontrollo ha interessato 2 medie aziende e 4

piccole aziende di distribuzione. Per una media azienda è stata riscontrata la non corretta registrazione delle interruzioni ai sensi dell'art. 4 della delibera n. 4/04, e per una piccola azienda è stata riscontrata una violazione generalizzata della delibera n. 4/04.

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.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.8.

TAV. 6.8

Verifiche ispettive
effettuate in materia di
continuità del servizio
di distribuzione
dell'energia elettrica
Maggio-Ottobre 2007

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
3 grandi	Verifica dell'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 sistema di registrazione (ISR) del 95%, per 2 grandi imprese
2 esercizi di una grande impresa	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificati 6 ambiti, tutti con esito positivo Verificati valori dell'Indice sistema di registrazione (ISR), al di sopra della soglia del 95%, per tutti gli ambiti verificati
2 medie	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni	Verificata la correttezza della registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per 1 media impresa Verificata la non conformità alle disposizioni normative in tema di registrazione delle interruzioni per 1 media impresa
4 piccole	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e dell'effettivo funzionamento del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione di registrazione della continuità del servizio	Verificati la correttezza della registrazione delle interruzioni del servizio elettrico e il corretto funzionamento del sistema di telecontrollo per 3 piccole imprese Verificata una violazione generalizzata della delibera n. 4/04 per 1 piccola 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; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Controlli tecnici in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione

Nel periodo 1 aprile 2007 - 31 marzo 2008 sono stati effettuati 51 prelievi di gas, presso 43 imprese di distribuzione del gas, eseguiti dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale della Stazione sperimentale per i combustibili.

La Stazione sperimentale per i combustibili, quale 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), è riconosciuto e autorizzato 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 26 luglio 2006, n. 164 (per il periodo novembre 2006 - ottobre 2007) e 16 luglio 2007, n. 181 (per il periodo novembre 2007 - ottobre 2008), 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 (Ente nazionale italiano di unificazione), 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 obbligati ai sensi della legge n. 1083/71.

Nel corso dei 51 controlli effettuati sono stati accertati sul campo, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, 5 casi di insufficiente grado di odorizzazione per i quali gli Uffici dell'Autorità hanno adottato i provvedimenti conseguenti. Gli esiti dei controlli tecnici sono riportati in dettaglio nella tavola 6.9.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
51 prelievi, di cui: - 21 su impianti di 15 grandi; - 23 su impianti di 22 medie; - 7 impianti di 6 piccole.	controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas	Accertati 5 casi con un grado di odorizzazione non conforme relativi a 1 grande azienda, 3 medie aziende e 1 piccola azienda

(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.

TAV. 6.9

**Controlli tecnici
effettuati in materia
di sicurezza e qualità
del gas**

Aprile 2007 - Marzo 2008

Verifiche ispettive in materia di qualità commerciale e sicurezza del servizio di distribuzione del gas

Nel periodo settembre 2007 - febbraio 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 4 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 16 luglio

2007, n. 180, in materia di qualità commerciale e di sicurezza del servizio di distribuzione del gas.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare:

- 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 29 settembre 2004, n. 168;

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- 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.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato 3 grandi imprese. Nel corso delle ispezioni sono stati verificati, in particolare, l'efficacia del servizio di pronto intervento e il rispetto degli obblighi minimi annui di ispezione delle reti fissati dall'Autorità, al fine di individuare eventuali fughe di gas e conseguentemente provvedere ai necessari interventi per la loro eliminazione, con lo scopo di accertare la corretta attuazione della delibera n. 168/04 ai fini del riconoscimento degli incentivi per recuperi di sicurezza nella distribuzione del gas naturale ai sensi

dell'art. 33 della medesima delibera. Tutte le 3 grandi imprese di distribuzione hanno superato positivamente la verifica ispettiva e conseguentemente sono stati confermati gli incentivi.

La verifica ispettiva sui dati di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas ha interessato una grande impresa. Nel corso dell'ispezione sono stati controllati, in particolare, la corretta corresponsione degli indennizzi automatici dovuti ai consumatori, la gestione degli appuntamenti personalizzati e la tempestività di esecuzione delle attivazioni. Per quest'ultima verifica ispettiva è in fase di ultimazione la valutazione degli esiti da parte degli uffici competenti.

L'elenco delle verifiche ispettive è riportato in dettaglio nella tavola 6.10.

TAV. 6.10

Verifiche ispettive effettuate in materia di qualità commerciale e sicurezza del servizio di distribuzione del gas
Settembre 2007 – Febbraio 2008

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
4 grandi aziende	Verificare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas delle delibere n. 47/00, n. 236/00 e n. 168/04	Verificata la corretta attuazione della delibera n. 168/04 ai fini del riconoscimento degli incentivi per del gas naturale per 3 grandi aziende Valutazione in corso per 1 grande azienda in materia di qualità commerciale

(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.

Monitoraggio dei punti di contatto con la clientela

Con la delibera 26 ottobre 2007, n. 272, l'Autorità ha ritenuto opportuno avviare un monitoraggio delle risposte fornite dai punti di contatto con la clientela per il servizio elettrico, con particolare riferimento ai *call center* degli esercenti la maggior tutela, alle richieste di chiarimenti e informazioni dei clienti sulle condizioni di fornitura dell'energia elettrica o sui prezzi biorari. La verifica telefonica dell'attuazione della delibera n. 272/07 da parte degli esercenti il servizio di maggior tutela e/o l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero è stata effettuata dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, secondo la *Procedura per i controlli di cui al punto 3, lettera b), della deliberazione*

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, 26 ottobre 2007, n. 272, svolti tramite telefonate al servizio clienti dei soggetti obbligati, predisposta dagli Uffici dell'Autorità. Per soggetti obbligati si intende i soggetti esercenti il servizio di maggior tutela e/o l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero.

Nel periodo novembre 2007 – marzo 2008 sono state effettuate dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza 366 telefonate ai *call center* di 21 esercenti il servizio di maggior tutela e/o l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero. I controlli telefonici avevano a oggetto, in particolare, la verifica del rispetto degli obblighi posti dall'articolo 2.1, lettera a) e dagli articoli 3 e 4, della delibera n. 272/07.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

In totale sono stati sottoposti ai controlli 21 soggetti, appartenenti alle tre tipologie seguenti:

- esercenti il servizio di maggior tutela che svolgono in maniera integrata, anche transitoriamente, sia il servizio di maggior tutela sia l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero;
- esercenti il servizio di maggior tutela e l'attività di vendita ai clienti del mercato libero, facenti parte di gruppi societari in cui sono state separate le società che svolgono l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero da quelle che svolgono il servizio di maggior tutela;
- esercenti il servizio di maggior tutela appartenenti a gruppi societari nei quali è presente una società che svolge l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero, che utilizzano nella comunicazione e nei rapporti con i clienti il marchio del gruppo in maniera predominante rispetto all'identificativo della singola società.

In esito ai controlli telefonici, con delibera 29 febbraio 2008, n. 11 (VIS), l'Autorità ha intimato a 7 grandi e a 3 medie imprese, di adempiere agli obblighi riguardanti il servizio telefonico commerciale di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera a), della delibera n. 272/07 e di inviare all'Autorità lo schema dell'albero fonico (IVR), compresi i messaggi preregistrati, aggiornato in ottemperanza ai suddetti obblighi, in formato audio e cartaceo; ha intimato, inoltre, a una grande impresa di adeguare il proprio sito Internet a quanto previsto all'art. 2, comma 2.1, lettera d), della delibera n. 272/07; ha richiesto, infine, a tutte le 10 società di inviare all'Autorità le istruzioni impartite agli operatori del servizio telefonico commerciale per le risposte da fornire ai clienti sul servizio di maggior tutela e/o sull'attività di vendita ai clienti del mercato libero e/o informazioni riguardanti le condizioni economiche biorarie.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.11.

TAV. 6.11

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
15 grandi e 6 medie	Monitoraggio delle risposte fornite dai punti di contatto con la clientela per il servizio elettrico, con particolare riferimento ai <i>call center</i> degli esercenti la maggior tutela, alle richieste di chiarimenti e informazioni dei clienti sulle condizioni di fornitura dell'energia elettrica o sui prezzi biorari	Intimazione per 7 grandi e per 3 medie imprese ad adempiere agli obblighi riguardanti il servizio telefonico commerciale della delibera n. 272/07

Monitoraggio delle risposte fornite dai punti di contatto con la clientela degli esercenti il servizio di maggior tutela e l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero

Novembre 2007 – Marzo 2008

(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 applicazione del coefficiente di correzione dei volumi

Nel periodo gennaio 2008 – marzo 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 15 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 4 dicembre 2007,

n. 302, in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi da parte di imprese di distribuzione e/o vendita del gas.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale delle delibere n. 237/00, n. 207/02, n. 138/03, n. 138/04, n. 170/04 e n. 108/06, con particolare riferimento al

coefficiente di correzione dei volumi K. Le verifiche ispettive si sono rese necessarie a seguito di quanto emerso dalla delibera n. 227/07 a chiusura dell'attività istruttoria, avviata con delibera n. 124/07, sull'applicazione da parte delle imprese di trasporto, distribuzione e vendita del gas naturale, del coefficiente di adeguamento tariffario M e del coefficiente di correzione dei volumi K di cui alle delibere n. 237/00 e n. 138/04.

I coefficienti M e K sono fondamentali per determinare l'energia effettivamente consumata e fatturata ai clienti finali. Infatti, oltre al misuratore di volume (il "contatore", che calcola i metri cubi consumati), utilizzato per i piccoli consumatori (famiglie comprese) per la pressione e la temperatura si ricorre all'uso di uno specifico coefficiente con il quale è possibile riferire il prezzo della bolletta ai quantitativi di gas naturale effettivamente consumati. Si tratta del coefficiente M, i cui valori sono stabiliti per ogni zona climatica secondo tabelle differenziate per località, in base ai "gradi giorno" e alle altitudini. Le imprese sono tenute ad applicare tali valori stabiliti e resi noti dall'Autorità con la delibera n. 237/00.

A tutela dei consumatori, l'Autorità ha previsto che il coefficiente M debba essere chiaramente indicato nella bolletta, insieme ai metri cubi di gas (volumi) misurati dal contatore. Il coefficiente M si applica per i clienti finali con misura del gas

in bassa pressione, dotati di gruppi di misura volumetrici, appartenenti a una classe inferiore alla classe G40, non provvisti di correttori. I clienti allacciati alla rete di distribuzione dotati di contatore con potenzialità superiore a quella delle utenze a cui si applica il coefficiente M, possono richiedere l'installazione (con oneri a proprio carico) anche di apparecchiature di correzione omologate. In mancanza di tali apparecchiature, la correzione avviene attraverso l'applicazione del coefficiente K, che tiene conto in maniera convenzionale della temperatura e della pressione. La metodologia per la determinazione del coefficiente K è concordata tra l'impresa di distribuzione e quella di vendita. Se non c'è accordo, si applica il criterio di calcolo stabilito dall'Autorità con la delibera n. 108/06. I risultati dell'attività istruttoria sono stati già acquisiti dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano che ha avviato, in tale ambito, una propria indagine.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione del coefficiente di correzione dei volumi K hanno riguardato, al 31 marzo 2008, 15 imprese delle 33 programmate dalla delibera n. 302/07, tra cui una grande società distribuzione gas e 14 imprese di vendita gas di cui 9 grandi, 4 medie e una piccola. È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle ispezioni da parte degli Uffici competenti dell'Autorità.

L'elenco degli accertamenti effettuati è riportato in dettaglio nella tavola 6.12.

TAV. 6.12

Verifiche ispettive in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi nella distribuzione e nella vendita di gas naturale

Gennaio - Marzo 2008

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
10 grandi 4 medie 1 piccola	Verifica della corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale delle deliberazioni n. 237/00, n. 207/02, n. 138/03, n. 138/04, n. 170/04, con particolare riferimento al coefficiente di correzione dei volumi	Esito in corso di valutazione

(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.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione gas

Nel periodo agosto 2007 – dicembre 2007 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 3 ispezioni, ai sensi della delibera 11 giugno 2007, n. 133, in materia di tariffe di distribuzione del gas.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la:

- correttezza dei dati tecnici (numero dei clienti e quantità di gas distribuito, ripartiti per fasce di consumo, quantità di gas immesso e potere calorifico superiore) inviati all'Autorità ai fini della determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale secondo il regime ordinario di cui alle deliberazioni n. 170/04 e 30 settembre 2004, n. 173, per gli anni termici 2005-2006 e 2006-2007;
- 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 alle deliberazioni n. 170/04 e n. 173/04, 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 2004 e 2005;

- corretta applicazione delle tariffe approvate;
- corretta applicazione della metodologia tariffaria introdotta dalla delibera n. 170/04 con particolare riferimento alla modalità di aggregazione delle località servite da rete gas in ambiti tariffari e alla valutazione degli elementi che hanno portato alla presentazione dell'istanza per il riconoscimento del tasso di recupero di produttività ridotto di cui all'art. 7, comma 7.1.5, della medesima delibera n. 170/04;
- corretta applicazione della normativa in materia di separazione contabile e amministrativa di cui alla delibera n. 311/01.

Le verifiche ispettive hanno interessato una media e 2 piccole imprese di distribuzione.

Nel corso delle ispezioni sono stati controllati, in particolare, il potere calorifico superiore applicato nella conversione delle tariffe, documenti di fatturazione, pubblicazione delle tariffe applicate, bilanci di esercizio e l'*unbundling* contabile.

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 6.13.

TAV. 6.13

Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione del gas
Agosto-Dicembre 2007

IMPRESE	MOTIVAZIONE	ESITO
SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)		
1 media	Verifica della corretta applicazione delle tariffe di distribuzione gas	Esiti in corso di valutazione
2 piccole		

(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 dell'energia elettrica

Nel periodo novembre 2007 – marzo 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 3 ispezioni, ai sensi della delibera 4 giugno 2007, n. 127, e della delibera 14 dicembre 2007, n. 320, in materia di tariffe di distribuzione dell'energia elettrica.

Le ispezioni, avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- della normativa in materia di regolazione dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, di cui alla Parte II del *Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica*;

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- della normativa in materia di perequazione generale di cui alla Parte III, titolo 1, sezione 1, del *Testo integrato* e di integrazione, di cui alla Parte III, titolo 2, del *Testo integrato*, nonché delle disposizioni di cui alla delibera 20 luglio 2005, n. 115;
- della normativa in materia di prestazioni patrimoniali imposte, di cui alla Parte IV del *Testo integrato*;
- della normativa in materia di separazione contabile e amministrativa di cui alle delibere 11 maggio 1999, n. 61 e 21 dicembre 2001, n. 310.

Le verifiche ispettive sul rispetto delle disposizioni del *Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica* hanno interessato due grandi aziende e una piccola azienda di distribuzione.

Per una grande azienda sono state riscontrate violazioni in merito al passaggio automatico dei clienti con tariffe biorarie alla nuova bioraria prevista dall'Autorità, un'offerta di modalità di fatturazione a rate costanti incompatibile con il processo di liberalizzazione del mercato e un'offerta di energia verde che, qualora venisse considerata come un'opzione ulteriore, costituirebbe una violazione del comma 4.1 e dell'art. 7 del *Testo integrato per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica*.

È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle ispezioni da parte degli Uffici competenti per una grande azienda e una piccola azienda.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 6.14.

TAV. 6.14

Verifiche ispettive in materia di tariffe di distribuzione dell'energia elettrica
Novembre 2006

IMPRESE	MOTIVAZIONE	ESITO
SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)		
2 grandi	Verifica della corretta applicazione delle tariffe di distribuzione	Esiti in corso di valutazione per 1 grande impresa e 1 piccola impresa
1 piccola		
		Criticità emerse per 1 grande 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; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti.

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel periodo giugno 2007 – ottobre 2007 sono state effettuate, da personale dell'Autorità, della CCSE e con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 2 ispezioni, ai sensi della delibera 4 aprile 2007, n. 87, in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare:

- la corretta rilevazione e attribuzione di costi e ricavi al servizio elettrico oggetto di integrazione tariffaria, anche in relazione alle dichiarazioni rese dai legali rappresentanti

delle imprese elettriche minori;

- la presenza di sussidi incrociati tra attività oggetto di integrazione tariffaria e altre attività, non direttamente desumibile dalla documentazione contabile fornita dalle imprese in sede istruttoria, con particolare riferimento alle operazioni infra gruppo;
- la corretta applicazione della vigente normativa relativa alle reti di distribuzione, in particolare quella riguardante la valorizzazione delle perdite, l'installazione dei misuratori e l'applicazione delle tariffe, inclusa la verifica del vincolo V1 di cui all'art. 9 del *Testo integrato*;
- la corretta applicazione della normativa in materia di separazione contabile e amministrativa di cui alle deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01;

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- lo stato di efficienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, anche mediante sopralluogo.

Le verifiche ispettive hanno interessato 2 imprese elettriche minori non trasferite all'Enel di medie dimensioni, in merito al riconoscimento delle integrazioni tariffarie relativamente ai periodi successivi al 1998. Nel corso delle ispezioni sono stati controllati, in particolare, documenti di fatturazione, contratti di fornitura dell'energia elettrica, la pubblicazione delle opzioni tariffarie, dichiarazioni relative a ricavi ammessi, l'*unbundling* contabile, contratti per servizi, crediti e debiti e l'effi-

cienza dei sistemi di produzione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Per una impresa elettrica minore di medie dimensioni sono emerse criticità di natura tecnica e contabile, con riferimento ai dati comunicati per la determinazione delle integrazioni tariffarie. È attualmente in corso la valutazione degli esiti dell'ispezione da parte degli Uffici competenti dell'Autorità e della CCSE nei confronti dell'altra impresa elettrica minore di medie dimensioni.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 6.15.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
2 medie	Verifica delle dichiarazioni rilasciate e documentazioni prodotte nell'ambito del processo istruttorio finalizzato al riconoscimento delle integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, relativamente ai periodi successivi al 1998	Criticità di natura tecnica e contabile emerse per 1 impresa elettrica minore di medie dimensioni. Esiti in corso di valutazione per 1 impresa elettrica minore di medie dimensioni

TAV. 6.15

Verifiche ispettive in materia di riconoscimento delle integrazioni tariffarie nei confronti di imprese elettriche minori non trasferibili all'Enel

Giugno-Ottobre 2007

(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 nei confronti di esercenti già oggetto di procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori

Nel mese di maggio 2007 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 3 ispezioni, ai sensi della delibera 4 aprile 2007, n. 86, nei confronti di esercenti già oggetto di procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori. Le ispezioni avevano lo scopo di verificare rispettivamente:

- per una grande azienda di distribuzione dell'energia elettrica; l'adempimento dell'ordine impartito dall'Autorità con delibera 1 agosto 2006, n. 176, di non connettere, né stabilmente né temporaneamente, nessuna altra utenza diversa da un determinato stabilimento industriale, alla sezione

di trasformazione a MT presso una stazione elettrica allo stesso dedicata, fino a che le condizioni della domanda siano compatibili con il riconoscimento di tale diritto esclusivo;

- per una grande azienda di distribuzione gas; la rimozione dalle Condizioni di accesso e dal Prezziario delle clausole che prevedevano, per gli utenti del servizio, oltre alla tariffa approvata dall'Autorità ai sensi della delibera n. 170/04, anche il pagamento di ulteriori corrispettivi imputati a prestazioni già remunerate con la tariffa, in caso di accesso per sostituzione nella fornitura a clienti finali;
- per una grande azienda di vendita gas; l'osservanza delle disposizioni di cui alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229, e in particolare dell'art. 10 che riconosce al cliente finale, qualora sussistano le condizioni descritte al comma 10.3,

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

il diritto alla rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita del gas, e del comma 10.2 che prevede che, al cliente che si trovi nelle citate condizioni, l'esercente dia informazione, nella bolletta relativa al pagamento rateizzabile, della possibilità di ottenere una rateizzazione dei corrispettivi dovuti e delle relative modalità.

Per una grande società di vendita gas è stata avviata, con delibera 18 settembre 2007, n. 228, un'istruttoria formale in materia di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas, in quanto la società non ha informato in modo

adeguato i clienti della possibilità di pagare i corrispettivi in bolletta in diverse rate. La mancanza di adeguata informazione in merito a tale obbligo era già costata alla società una sanzione pecuniaria, ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95, nella misura di circa 25.000 €, irrogata con delibera 10 ottobre 2005, n. 216. Per la grande impresa di distribuzione gas è stata disposta l'archiviazione della pratica. È attualmente in corso la valutazione degli esiti delle ispezioni da parte degli Uffici competenti per la grande azienda di distribuzione dell'energia elettrica.

L'elenco delle verifiche ispettive effettuate è riportato in dettaglio nella tavola 6.16.

TAV. 6.16

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti già oggetto di procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori
Maggio 2007

TIPOLOGIA DEL SERVIZIO	IMPRESSE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	1 grande	Verifica della connessione esclusiva di un cliente alla sezione di trasformazione a MT presso una stazione elettrica allo stesso dedicata	Esiti in corso di valutazione
DISTRIBUZIONE DEL GAS	1 grande 5 esercizi di una grande impresa	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale	Verificata la corretta applicazione delle disposizioni relative alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas
VENDITA DEL GAS	1 grande	Verifica della corretta applicazione delle disposizioni della delibera n. 29/01	Accertata la violazione delle norme in materia di informativa sulle modalità di rateizzazione

(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 sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

In considerazione della rilevanza economica degli oneri posti a carico del sistema elettrico dai meccanismi di incentivazione destinati alle fonti rinnovabili, alle cosiddette fonti assimilate e agli impianti di cogenerazione, l'Autorità, sin dal 2004, ha deciso di intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi

sugli impianti di produzione incentivati, avvalendosi della CCSE ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60.

La CCSE ha quindi costituito un Comitato di esperti che ha emanato un Regolamento per l'effettuazione delle verifiche e dei sopralluoghi e ha proceduto alla selezione, tramite bandi, di un pool di esperti verificatori provenienti dal mondo universitario e dall'industria.

Dall'inizio di queste attività di verifica al 31 marzo 2008 risul-

tano effettuate ispezioni su 105 impianti, per una potenza installata complessiva di oltre 7,150 MW, per il 54% circa costituita da impianti assimilati.

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 47 impianti assimilati, per una potenza installata pari a 3.722 MW, dei quali 24 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 6 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34, e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di questi, 20 impianti, per una potenza complessiva pari a 2.166 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42;
- 33 impianti cogenerativi, per una potenza pari a 2.986 MW;
- 25 impianti rinnovabili, per una potenza pari a 457 MW, di cui 12 alimentati a biomasse, 10 a rifiuti solidi urbani (RSU), 2 a biogas, oltre a un impianto eolico.

Il programma di verifiche ispettive sugli impianti di produzione incentivati per accertare la sussistenza dei presupposti secondo i quali gli impianti hanno usufruito di incentivazioni prevedeva un obiettivo triennale di 150 impianti da verificare, tramite sopralluogo.

I seguiti amministrativi, nonché i supplementi istruttori e documentali posti dagli esiti relativi alla prime annualità, oltre che alcune disposizioni poste dalle leggi 27 dicembre 2006, n. 296, e 23 dicembre 2005, n. 266, hanno comportato un significativo rallentamento nelle attività svolte in avvalimento dalla CCSE: nel periodo 1 aprile 2007 – 31 marzo 2008 la CCSE ha potuto effettuare verifiche, tramite sopralluogo, solo su 22 impianti, per complessivi 2.513 MW, a fronte di 33 e 50 nelle due annualità precedenti.

Gli esiti ispettivi hanno anche evidenziato l'esigenza di chiarimenti e interpretazioni del quadro normativo, specie per quan-

to riguarda la definizione di servizi ausiliari e l'utilizzo di combustibili fossili congiuntamente a combustibili di processo o residui, RSU o biomasse.

Gli accertamenti finora conclusi hanno consentito di:

- incassare, con conseguente sgravio del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (e della componente A_3 , oggi l'onere generale di sistema più rilevante gravante sulle bollette), circa 31,5 milioni di euro, relativi a incentivazioni indebitamente percepite da impianti assimilati nell'ambito del provvedimento CIP6 e da impianti che, non rispettando la condizione di cogenerazione, devono acquistare i certificati verdi;
- avviare le procedure per il recupero amministrativo di 91 milioni di euro, di cui circa 59 connessi a importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6 e 32 relativi all'obbligo di acquisto dei certificati verdi, per impianti che non sono risultati cogenerativi.

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 la campagna di ispezioni ha indotto 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 di una 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. 6.17

**Verifiche ispettive
in materia di impianti
di produzione incentivata
svolte con la CCSE**

Agosto 2006 – Marzo 2007

	IMPIANTI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	%	NUMERO	MW	%
Assimilati CIP6	24	2.903		9	1.838	
Assimilati ex CIP n. 34/90	5	532		3	237	
Assimilati eccedenze	18	288		8	92	
TOTALE ASSIMILATI	47	3.723	51,9%	20	2.166	30,2
Cogenerativi puri	33	2.986				
TOTALE COGENERATIVI	33	2.986	41,7%	53	5.152	71,9
Biomasse	12	201				
Biogas	2	7				
Eolico	1	22				
RSU	10	228				
TOTALE RINNOVABILI	25	457	6,4%			
TOTALE	105	7.166	100,0%			

Istruttorie formali e sanzioni

L'esercizio della funzione sanzionatoria dell'Autorità, intensificatosi negli ultimi anni, si consolida nel 2007 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 n. 481/95 istitutiva dell'Autorità che (all'art. 2, comma 20, lettera c), definisce in termini ampi sia le tipologie di illecito (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 determinare l'entità della sanzione (compreso tra un minimo di circa 25.000 € e un massimo di circa 150

milioni di euro).

Il carico dei procedimenti gestiti nel 2007 (tra avviati e conclusi) è nettamente aumentato rispetto a quello del 2006 (168 contro 88), anche se il dato è parzialmente enfatizzato dal numero dei procedimenti relativi alla misura del gas dove, come vedremo, l'Autorità ha intrapreso una massiccia azione di verifica delle inadempienze riscontrate a seguito di un'istruttoria conoscitiva condotta nell'estate dello scorso anno. Mentre è rimasto sostanzialmente invariato il numero dei procedimenti conclusi (45 nel 2007, 48 nel 2006), si registra un'impennata dei procedimenti avviati, pari a 123 (contro i 40 avviati nel 2006).

Tra le istruttorie concluse nel 2007, 24 hanno dato luogo all'accertamento delle responsabilità e all'applicazione delle sanzioni, mentre in 21 procedimenti l'Autorità, all'esito del contraddittorio con gli operatori, ha dichiarato l'insussistenza

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.

delle violazioni contestate. Questo, unitamente al fatto che i procedimenti relativi alle grosse violazioni in materia di sicurezza del sistema e di esigenze conoscitive dell'Autorità si sono conclusi con il pagamento in misura ridotta della sanzione (ancora possibile per gli illeciti commessi anteriormente alla legge 14 maggio 2005, n. 80), spiega l'ammontare relativamente ridotto delle sanzioni complessivamente irrogate, pari a circa 14 milioni di euro.

Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

Numerosi sono i procedimenti gestiti dall'Autorità nel 2007 per violazione di norme poste a presidio della sicurezza del sistema, con riferimento sia al settore elettrico che a quello del gas. Sotto tale macroprofilo, le istruttorie sono riconducibili ad almeno 3 diverse tipologie di violazioni tutte considerate di particolare gravità.

Anzitutto l'Autorità ha concluso le istruttorie avviate in seguito al cosiddetto *blackout* del 28 settembre 2003, evento che ha determinato l'interruzione totale del servizio elettrico sull'intero territorio nazionale a eccezione della Sardegna, comportando gravi disagi a utenti e consumatori oltre a conseguenze onerose per il sistema economico italiano. Nel complesso i procedimenti gestiti in materia hanno evidenziato la responsabilità di tutte le 8 le società di produzione coinvolte, di 4 delle 25 società di distribuzione, di una delle 11 società proprietarie di porzioni della rete di trasmissione nazionale, nonché del medesimo gestore della rete. La maggior parte di tali esercenti si è avvalsa della facoltà di pagare la sanzione in misura ridotta (art. 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689, in quanto gli illeciti erano anteriori alla legge n. 80/05). Durante i procedimenti gli esercenti coinvolti hanno posto in essere concrete misure correttive, volte ad adeguare alle norme dell'Autorità le modalità di gestione degli impianti e degli scambi informativi necessari all'esercizio coordinato dei medesimi: in tal modo, i procedimenti avviati si sono dimostrati un efficace strumento di allineamento delle condotte degli operatori con la regolazione tecnica posta a presidio delle esigenze di sicurezza e continuità del servizio. Nei casi in cui invece non vi è stato da parte degli operatori un integrale adeguamento alla normativa richiamata o questo è stato avviato ma non ancora concluso, l'Autorità è intervenuta con apposite misure prescrittive.

Un secondo gruppo di violazioni attiene a disposizioni volte a tutelare la cosiddetta sicurezza post contatore nell'erogazione del gas naturale: qui l'Autorità ha avviato 4 procedimenti nei confronti di altrettante imprese esercenti il servizio di distribuzione di gas.

Infine, con riferimento all'incolumità pubblica, è stato avviata un'istruttoria formale nei confronti di un grosso distributore di gas naturale per violazione dell'obbligo di servizio di pronto intervento, che impone agli esercenti di arrivare sul luogo di intervento entro sessanta minuti dalla chiamata per almeno il 90% delle chiamate: si tratta di obblighi strumentali alla tutela dell'incolumità delle persone e delle cose, che si declinano nella tempestività e diffusione delle risposte alle chiamate di pronto intervento.

Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

L'Autorità ha concluso un'istruttoria aperta nei confronti della società esercente il servizio di stoccaggio di gas naturale per non avere adeguato la propria condotta commerciale alla nuova disciplina in materia, da un lato continuando a offrire servizi cosiddetti speciali senza aver trasmesso all'Autorità le informazioni necessarie ai fini della valutazione dei medesimi, dall'altro non recependo nelle proprie condizioni generali di contratto alcune delle disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento. La società è stata ritenuta responsabile di violazioni che, essendosi protratte per un periodo relativamente circoscritto (meno di sei mesi) e non avendo prodotto alcun danno per il sistema e per gli utenti, né indebiti vantaggi per l'esercente, sono state qualificate di lieve gravità.

Sono stati altresì conclusi 2 procedimenti paralleli avviati nei confronti del Gestore della rete e di Enel Distribuzione Spa per avere il primo stipulato in luogo della seconda, praticando peraltro corrispettivi difformi da quelli dovuti in base alla vigente disciplina tariffaria, un contratto per l'erogazione del servizio di trasporto corrispondente a un punto di prelievo dalla rete di trasmissione nazionale a favore di un cliente finale.

Entrambe le società si sono avvalse della facoltà di pagare la sanzione in misura ridotta, trattandosi di illeciti anteriori alla legge n. 80/05.

Violazione delle funzioni conoscitive dell'Autorità

Molto considerevole è stato anche nel corso del 2007 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 o di generale monitoraggio dell'Autorità. Si tratta di illeciti particolarmente gravi, specie laddove il ruolo dell'esercente fa assumere alle informazioni medesime un peso determinante nell'esercizio delle funzioni regolatorie dell'Autorità.

In questo primo insieme rientrano 6 procedimenti conclusi nel 2007 per omessa comunicazione delle informazioni necessarie alla valutazione dei rapporti di controllo o di collegamento societario (tra operatori di mercato o utenti del dispacciamento elettrico) e quindi necessarie per assicurare la concorrenza e la trasparenza nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento. Le suddette violazioni, sia pure idonee a ostacolare il corretto svolgimento dell'attività di monitoraggio da parte dell'Autorità, e in particolare a determinare una inesatta individuazione degli indici di mercato e, quindi, una falsata configurazione della struttura dei mercati, non sono state sanzionate in quanto le imprese sono incorse in un errore incolpevole sulle modalità di adempimento dell'obbligo in questione. Solo una società si è peraltro avvalsa del pagamento in misura ridotta.

In secondo luogo, vengono in rilievo le violazioni che riguardano flussi informativi attivati dall'Autorità al fine di verificare il rispetto dei propri provvedimenti. Mentre il primo tipo di illecito attiene al corretto esercizio della potestà regolamentare dell'Autorità, con quest'ultimo tipo viene messa a rischio l'effettività delle regole così prodotte. Tre sono le istruttorie avviate nel 2007 per omessa comunicazione di informazioni strumentali ad accertare l'applicazione della disciplina tariffaria. Due sono, invece, quelle concluse nei confronti di altrettante imprese elettriche minori che hanno omesso di trasmettere informazioni prescritte dalla disciplina dell'*unbundling*, strumentali, tra l'altro, alla verifica della corretta gestione dei procedimenti di determinazione delle aliquote definite dalle relative integrazioni tariffarie: le istruttorie hanno tuttavia accertato che la condotta delle imprese è stata posta in essere in circostanze che non hanno consentito di ravvisare l'elemento soggettivo della colpevolezza.

Violazione della disciplina tariffaria o delle condizioni economiche di fornitura

Sono giunti a esito i procedimenti avviati nei confronti di due società esercenti l'attività di distribuzione del gas naturale, che avevano richiesto agli utenti del servizio, oltre alla tariffa approvata dall'Autorità, anche il pagamento di ulteriori corrispettivi imputati a prestazioni già remunerate con la tariffa stessa. Entrambe le società si sono avvalse della facoltà di pagare la sanzione in misura ridotta, essendo gli illeciti anteriori alla legge n. 80/05.

Si è altresì concluso il procedimento avviato nei confronti di una impresa individuale, esercente l'attività di distribuzione di energia elettrica, che aveva omesso di proporre all'Autorità le opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione, senza avere peraltro chiesto l'ammissione al regime tariffario semplificato, come previsto dalla normativa dell'Autorità.

È stato avviato un procedimento nei confronti di un esercente il servizio di distribuzione di gas naturale per violazione della disciplina tariffaria adottata dall'Autorità, e in particolare delle previsioni relative ai procedimenti di approvazione delle proposte tariffarie, di obblighi informativi posti a beneficio degli utenti nonché di obblighi di comunicazione nei confronti dell'Autorità. Infine, in materia di norme poste a tutela dei clienti finali contrattualmente più deboli, è stata avviata un'istruttoria, nei confronti di un venditore di gas naturale, per la violazione dell'obbligo di continuare ad applicare ai propri clienti le condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità, sino all'accettazione da parte di detti clienti di nuove offerte contrattuali nel mercato libero, obbligo volto a prevenire possibili condotte abusive da parte dei fornitori dei predetti clienti, consistenti, per esempio, in arbitrari incrementi dei prezzi applicati.

Violazione delle garanzie di tutela commerciale dei consumatori finali

Infine, nel 2007 si registra un notevole incremento dei procedimenti per violazione delle disposizioni volte alla tutela commerciale dei consumatori finali. Tali procedimenti, spesso avviati a seguito 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 a oggetto violazioni di una disciplina assai specifica dettata, a tutela dei con-

sumatori finali in ambedue i settori di competenza (energia elettrica e gas), in materia di qualità commerciale, di condizioni contrattuali minime e di obblighi di comportamento che incombono sull'esercente in sede di negoziazione del rapporto commerciale con il cliente finale.

Sono stati anzitutto conclusi 5 procedimenti avviati nel 2006. Il primo nei confronti di Enel Distribuzione che aveva omesso di indicare nelle bollette almeno una modalità di pagamento gratuita. Il provvedimento di irrogazione della sanzione amministrativa, pari a 11,7 milioni di euro, è stato annullato dal giudice di primo grado: pende tuttavia un ricorso in appello.

Il secondo nei confronti di Enel Energia Spa, concluso con l'irrogazione di una sanzione pari a 127.000 €, per violazione del cosiddetto codice di condotta commerciale, che disciplina il contenuto inderogabile dei documenti contrattuali per la vendita di gas predisposti dagli esercenti per favorire la scelta consapevole tra le offerte da parte del cliente finale (modalità e periodicità di rilevazione dei consumi ai fini della fatturazione, indennizzi automatici previsti per il mancato rispetto di standard specifici di qualità commerciale). Il terzo procedimento si è concluso con una sanzione di 205.000 € nei confronti di un distributore di gas naturale per la mancata registrazione su appositi sistemi informatici di ogni appuntamento personalizzato concordato con gli utenti, della data proposta dalla società e per mancata registrazione, nei preventivi per l'esecuzione di lavori, di alcune informazioni essenziali.

Il quarto procedimento si è concluso con l'irrogazione di una sanzione di 107.000 € nei confronti di Italcogim che, in sede di predisposizione dei preventivi per l'esecuzione di lavori semplici, aveva omesso alcune informazioni necessarie per consentire ai clienti finali di controllare l'attività degli esercenti del servizio di distribuzione del gas e, in particolare, il tempo massimo per l'esecuzione dei lavori ai fini dell'eventuale corresponsione di indennizzi automatici.

Il quinto procedimento si è concluso con una sanzione di circa 203.000 € nei confronti di una impresa elettrica minore per violazione di provvedimenti a tutela dei consumatori sul mancato rispetto degli standard di qualità commerciale e dei relativi indennizzi automatici, dei contenuti informativi delle bollette e della periodicità della fatturazione.

Nel 2007 sono stati avviati numerosi procedimenti riconducibili a 5 gruppi di violazioni.

Anzitutto è stata rinnovata l'istruttoria formale avviata nel

2006 nei confronti di Enel Distribuzione per violazione dell'obbligo di effettuare almeno una volta l'anno il tentativo di lettura del gruppo di misura installato presso i clienti finali con potenza contrattualmente impegnata fino a 30 kW. Ciò perché a seguito dell'apertura della precedente istruttoria Enel si è impegnata ad attuare una politica commerciale volta al miglioramento dei servizi e delle relazioni con la sua clientela, di cui l'Autorità valuterà l'effettiva realizzazione e l'idoneità ad attenuare il pregiudizio arrecato al consumatore.

È stata altresì avviata un'istruttoria nei confronti di Eni Spa per inosservanza delle deliberazioni dell'Autorità, in forza delle quali i clienti che hanno diritto alla rateizzazione delle bollette (tra questi, i clienti con gruppo di misura accessibile a cui, a causa di una o più mancate letture, sia richiesto il pagamento di un conguaglio) devono ricevere in bolletta una comunicazione specifica della concreta possibilità di ottenere la rateizzazione del pagamento. Eni si era già resa responsabile in passato di un'analogha violazione sanzionata nel 2005.

Un altro gruppo di violazioni riguarda la qualità commerciale dei servizi di distribuzione del gas naturale dove l'Autorità ha avviato 4 procedimenti nei confronti di altrettante imprese esercenti i servizi in questione.

In materia di qualità commerciale nell'erogazione dei servizi di fornitura di gas naturale sono state avviate due istruttorie parallele nei confronti di un venditore, che malgrado l'autorizzazione ministeriale all'esercizio della vendita non aveva svolto alcuna attività, nonché del distributore appartenente al medesimo gruppo societario, che nel contempo, nell'esercizio abusivo dell'attività di vendita, era incorso in una serie di violazioni di delibere dell'Autorità.

Infine, in esito a un'istruttoria conoscitiva sull'applicazione da parte delle imprese di distribuzione e vendita del gas naturale di un coefficiente di adeguamento delle tariffe di distribuzione e fornitura alla quota altimetrica e alla zona climatica (cosiddetto "coefficiente M"), l'Autorità ha avviato due gruppi di istruttorie formali: il primo per contestare a 43 imprese l'applicazione, a danno dei clienti finali di minore dimensione, di corrispettivi calcolati applicando un coefficiente M di valore più elevato rispetto a quello definito dall'Autorità, e se del caso ordinare alle imprese di restituire ai clienti le somme da questi indebitamente versate; il secondo gruppo per contestare a 66 imprese di vendita di aver violato la disciplina dell'Autorità che impone di indicare nelle bollette il valore del coefficiente M applicato, al fine di consentire ai clienti di verificarne la corretta applicazione.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese nell'anno 2007 e fino al marzo 2008 conferma una globale tendenza favorevole degli esiti del contenzioso.

Per i dati relativi al numero e agli esiti del contenzioso nel periodo in questione, si rinvia alle tavole esplicative 6.18 e

6.19, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa dell'Autorità si rinvia alla tavola 6.19 dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sul piano istituzionale e cioè l'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

TAV. 6.18

Esito del contenzioso
dal 1997 al 2008

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	286	86	45
- di merito	334	161	103
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell'Autorità	121	82	12
- su appelli della controparte	54	17	8

Infatti su 2.756 provvedimenti adottati dall'Autorità sin dalla sua istituzione, ne sono stati impugnati 248 con annullamento totale o parziale di soli 41 provvedimenti, il che, in termini statistici, significa che l'indice di resistenza delle delibere al controllo giurisdizionale si attesta intorno al 98,5%.

Mentre nell'anno 2006 sono state adottate 332 delibere e ne sono state impuginate 40 con 255 ricorsi, nell'anno 2007, a fronte di 353 delibere adottate, ne sono state impuginate solo 25 con 140 ricorsi (di cui ben 51 proposti avverso due provvedimenti). Nel 2007 si è registrata una significativa riduzione del contenzioso che si è quasi dimezzato e, per lo stesso anno, non risulta annullata in via definitiva nessuna delibera dell'Autorità.

La diminuzione del contenzioso pare ripetersi anche per l'anno in corso: infatti confrontando il dato relativo al primo trimestre

del 2007 con quello relativo al primo trimestre del 2008 emerge che il numero di ricorsi presentati in quest'ultimo trimestre ha subito una netta flessione scendendo da 56 a 12.

Va altresì considerato che le decisioni di annullamento totale non hanno quasi mai riguardato i provvedimenti generali con i quali sono state tracciate le linee portanti dell'assetto regolatorio. Anche per l'anno 2007 i principali provvedimenti impugnati dagli operatori sono passati indenni al vaglio giurisdizionale (delibera 15 novembre 2006, n. 249, sul costo evitato di combustibile o CEC) o comunque sono stati parzialmente annullati in maniera non significativa in primo grado (delibera 18 gennaio 2007, n. 11, relativa alla disciplina dell'*unbundling*). Dalla disamina delle decisioni dei giudici amministrativi è possibile trarre numerose conferme e utili indicazioni in ordine al legittimo esercizio del potere regolatorio da parte dell'Autorità.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

ANNO	N. RICORSI ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R	A	AIP	R
1997	13	-	2	7	-	1	6	3	-	1	-	-	5
1998	25	-	4	11	3	4	9	-	-	1	2	-	1
1999	66	-	-	24	-	4	25	-	-	-	-	-	10
2000	51	2	-	23	16	-	18	10	3	1	1	-	8
2001	81	2	-	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	-	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	-	1	-	-	2
2004	144	11	2	45	27 ^(C)	58 ^(E)	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45 ^(D)	7	93	5	2	12 ^(F)	3	-	9
2006	255	48 ^(B)	-	88	5	4	10	20	-	3	-	-	2
2007	140	2	-	18	2	17 ^(I)	28 ^(L)	20 ^(G)	-	36 ^(H)	-	-	-
2008	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	1095	86	45	286	161	114	344	82	12	121	17	8	54

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi presentati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

(B) Tutti ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2005, n. 298.

(C) Di cui 12 ricorsi avverso la medesima delibera 19 gennaio 2004, n. 20.

(D) Di cui 34 ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2004, n. 248.

(E) Di cui 45 ricorsi avverso la medesima 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.

(G) Tutti avverso sentenze sfavorevoli rese su ricorsi avverso delibera 15 novembre 2006, n. 249.

(H) Di cui 32 avverso sentenze sfavorevoli rese su ricorsi avverso delibera n. 248/04.

(I) Di cui 13 ricorsi avverso la medesima delibera n. 11/07.

(L) Di cui 10 avverso la medesima delibera n. 11/07.

Anche l'anno 2007, e i primi mesi del 2008, sono stati caratterizzati da diverse pronunzie sull'ampiezza del potere regolatorio dell'Autorità.

A riguardo vanno segnalate le decisioni con le quali il Consiglio di Stato, con riferimento al mercato del gas, ha ribadito la perfetta compatibilità tra liberalizzazione del settore e regolazione pro – concorrenziale affermando che *"la voluntas legis di liberalizzare un settore implica il potere/dovere dell'Autorità di disporre tutte le misure volte a favorire l'affermarsi di un mercato caratterizzato da una effettiva concorrenza, anche nell'interesse dell'utenza, non solo con azioni repressive ex post, ma anche imponendo comportamenti che ex ante possano rimuovere o prevenire effetti distorsivi"* (fra le tante Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 4895/07).

Aprono invece la strada a una regolazione di nuova generazione,

e per questo sono meritevoli di particolare attenzione, le sentenze con cui il TAR Lombardia ha sostanzialmente confermato la legittimità della separazione cosiddetta funzionale, ovvero dell'obbligo imposto dall'Autorità alle imprese verticalmente integrate di riorganizzare il loro sistema di *corporate governance*, al fine di garantire la neutralità e l'indipendenza nella gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo di un mercato energetico aperto alla concorrenza (fra le tante TAR Lombardia, Sez. IV, n. 394/08). Il giudice amministrativo ha infatti precisato che la separazione funzionale identifica un *"regime pubblicistico aggiuntivo rispetto a quello 'normale', che prevede l'assoggettamento dell'attività d'impresa ad appositi provvedimenti di autorizzazione o di concessione, mediante i quali l'amministrazione impone condizioni e modalità di esercizio, per esempio, attraverso l'esercizio di poteri tariffari e di vigilanza"*.

TAV. 6.19

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2008

Dati disponibili al 3 aprile 2008
numero di ricorsi accolti (A),
accolti in parte (AIP) o
respinti (R)

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 6.20

Effetti del contenzioso
sull'azione amministrativa
dal 1997 al 2008

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	13
1998	168	11	6.5	2	18.2	1.2	25
1999	209	15	7.2	2	13.3	1.0	66
2000	250	16	6.4	5	31.3	2.0	51
2001	334	21	6.3	4	19.0	1.2	81
2002	234	27	11.5	4	14.8	1.7	87
2003	169	17	10.1	3	17.6	1.8	49
2004	254	34	13.4	6	17.6	2.4	144
2005	301	36	12.0	6	16.7	2.0	172
2006	332	40	12.0	8	20.0	2.4	255
2007	353	25	7.1	0	0.0	0.0	140
Totale	2756	248	9.0	41	16.5	1.5	1083

(A) Delibere annullate in tutto o in parte.

(B) Numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

Su altro versante, appaiono particolarmente importanti le decisioni del Consiglio di Stato che hanno confermato la piena legittimità della delibera con cui l'Autorità ha aggiornato il prezzo medio del combustibile convenzionale nel costo evitato di combustibile (CEC) di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento CIP6, con conseguente risparmio per i consumatori pari a circa 600 milioni di euro per il solo anno 2007. In tali sentenze si rileva che l'Autorità "non ha intaccato la componente (e la funzione) incentivante del provvedimento CIP6 e i criteri da questo provvedimento fissati; non ha modificato i criteri di computo di tale componente, ma si è limitata ad aggiornare un elemento per determinare il CEC (il prezzo del gas)" adeguando tale valore al mutato contesto economico alla scadenza dell'accordo Snam/Confindustria (Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 1283/08 e altre).

Sulla regolazione tariffaria il Consiglio di Stato, ha giudicato corretta l'applicazione del metodo del *price cap* all'aggiornamento delle tariffe di rigassificazione, trasporto e dispacciamento del gas naturale. La scelta tecnico discrezionale dell'Autorità di escludere dall'applicazione di tale metodo i costi del capitale investito, è stata motivata dal fine di incentivare nuovi investimenti, in quanto tali costi rappresentano variabili non dipendenti dalla migliore efficienza dell'impresa (Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 822/07), mentre il TAR Lombardia ha confermato la legittimità delle modifiche apportate

dall'Autorità ai criteri di determinazione delle tariffe per lo stoccaggio, per il secondo periodo regolatorio osservando che l'intervento si era reso necessario per "una censurabile e non ottimale disinvoltura con cui è stata intaccata la riserva strategica" da parte degli utenti del servizio di stoccaggio (TAR Lombardia, n. 1929/07).

Anche sul contenzioso in materia di integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori il giudice amministrativo ha giudicato legittime le misure introdotte dall'Autorità ritenendo corretto considerare, per ciascun anno, solo l'utile dell'anno precedente, e non gli utili degli altri anni pregressi, ai fini della ricostruzione del patrimonio netto delle suddette imprese (fra le tante Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 233/07; TAR Lombardia, Sez. IV, n. 5357/07).

Infine, il Consiglio di Stato – accogliendo il ricorso proposto dall'Autorità avverso il decreto ministeriale 24 ottobre 2005 – ha affermato che il potere di determinare le modalità di ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili spetta all'Autorità e non al Ministero dello sviluppo economico il quale non può esercitare un potere di regolazione che peraltro l'Autorità aveva già esercitato con la delibera 23 febbraio 2005, n. 34 (Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 1274/08).

Nell'ambito dei procedimenti sanzionatori, il TAR Lombardia ha affermato che non esiste, né nella legge n. 481/95 né nella legge n. 689/81, alcuna previsione – di natura generale o spe-

ziale – che stabilisca un termine perentorio per la durata dei procedimenti sanzionatori dell'Autorità (a differenza di quanto previsto per i procedimenti della Consob e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, in materia di pubblicità ingannevole). Il che vale anche nel caso in cui l'Autorità si sia autovincolata a un termine di conclusione del procedimento (TAR Lombardia, Sez. IV, n. 6261/07).

Inoltre il TAR ha precisato che la sanzione amministrativa pecuniaria inflitta dall'Autorità deve svolgere una funzione non solo di carattere affittivo, ma anche di prevenzione speciale, per scongiurare il ripetersi di analoghe condotte illecite da parte del soggetto sanzionato. Pertanto deve essere commisurata al fatturato dell'impresa, che è l'elemento maggiormente idoneo a valutare la capacità economica del soggetto sanzionato, a differenza di altri elementi meno affidabili, come l'utile di bilancio (TAR Lombardia, Sez. IV, n. 6685/07).

Da ultimo, in materia di efficienza energetica, si segnala il parere dell'Adunanza Generale del Consiglio di Stato del 15 gennaio 2008, n. 124, avente a oggetto l'applicabilità del silenzio assenso previsto dall'art. 20 legge 7 agosto 1990, n. 241, ai procedimenti di verifica e certificazione dei progetti di risparmio energetico. In esso l'Adunanza Generale, condividendo in pieno la tesi prospettata dall'Autorità, dopo un'approfondita ricostruzione della ratio del silenzio assenso ne ha escluso l'applicazione ai suddetti procedimenti perché, *"dalle norme comunitarie e nazionali primarie e secondarie che riguardano specificamente il procedimento di competenza dell'Autorità, nonché dal quadro complessivo in materia di ambiente si evince con chiarezza che efficienza energetica e risparmio energetico sono obiettivi stabiliti a tutela dell'ambiente"*, tutela che *"costituisce l'interesse pubblico primario perseguito in via immediata e diretta"*.

7.

Organizzazione, comunicazione e risorse

Organizzazione e Piano strategico triennale

Per quanto riguarda la nuova struttura organizzativa avviata nel corso del 2007, v'è da evidenziare il ruolo di snodo e impulso strategico affidato al Segretariato Generale. Il Segretariato Generale, infatti, da un lato svolge funzioni di coordinamento interno tra Collegio e Direzioni (e per garantire tale coordinamento sono stati gradualmente introdotti strumenti di pianificazione, programmazione, controllo e monitoraggio delle attività in corso); dall'altro si pone nella posizione di interfaccia con l'esterno, sia per quanto riguarda il rapporto con le altre Istituzioni (nazionali e internazionali) sia per quanto attiene alle relazioni con la stampa e, più in generale, alle attività di comunicazione.

Nell'ambito di questa funzione di collegamento tra interno e esterno, il Segretariato si fa promotore e interprete diretto di iniziative strategiche, quali l'elaborazione e la proposta di possibili azioni e decisioni da parte dell'Autorità, la redazione di protocolli d'intesa con altre Istituzioni, il supporto tecnico-

consulenziale allo svolgimento delle attività istituzionali da parte dei diversi poteri dello Stato.

L'Autorità, come per prassi ormai consolidata, ha provveduto ad aggiornare, con la prima delibera dell'anno, la propria pianificazione triennale. Il Piano strategico triennale 2008-2010 è una vera e propria "agenda dei lavori" attraverso la quale l'Autorità, da una parte, si dota di un efficace strumento interno di gestione e programmazione generale e, dall'altra, fornisce ai soggetti interessati una preventiva indicazione delle linee di azione. In ossequio al generale principio di trasparenza, vengono esplicitati non solo gli obiettivi strategici ma anche le specifiche iniziative operative più rilevanti, dando conto delle possibili tempistiche e delle competenze interne coinvolte. Il Piano strategico triennale, insieme alla *Relazione Annuale*, è fatto oggetto ogni anno, nell'ambito delle audizioni periodiche generali, di confronto e discussione con gli operatori di settore e le associazioni dei consumatori.

Comunicazione

L'energia, nei suoi aspetti economici, ambientali, commerciali, è oggetto di un'attenzione sempre maggiore da parte dei consumatori, delle Istituzioni e dei governi nazionali; ciò, in particolare, dopo la completa apertura del mercato dell'energia elettrica dall'1 luglio 2007, il via libera al nuovo "pacchetto energia" dell'Unione europea e la prossima introduzione di tariffe di tutela sociale. Per questo l'Autorità, che come indicato nella legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, all'art. 2, comma 12.1, deve "pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali", si è posta l'obiettivo di far conoscere la propria attività di regolazione a tutta la platea dei cittadini-consumatori, affidando la chiarezza dei messaggi proposti, senza per questo rinunciare a rigore, precisione e affidabilità.

Lo sforzo dell'Autorità è stato, in particolare, quello di potenziare sia la comunicazione esterna, sia quella interna, rafforzando la stessa struttura della Direzione comunicazione ed eventi con l'inserimento di nuove unità di personale.

La comunicazione verso l'esterno

La comunicazione esterna si è sviluppata su tre principali linee d'azione, distinte ma strettamente intrecciate fra loro: i rapporti con i media, la comunicazione istituzionale, la comunicazione via web.

Per quanto riguarda i rapporti con i media, sono stati messi a disposizione delle redazioni alcuni nuovi servizi (*alerting* via sms, "taccuino" con l'Agenda degli appuntamenti pubblici del Collegio nella settimana). È stata rafforzata l'azione di diffusione dei provvedimenti dell'Autorità attraverso i comunicati stampa, le interviste del Collegio e dei funzionari (oltre un centinaio), la partecipazione a trasmissioni radio e tv (una trentina fino al marzo 2008).

È stato inoltre avviato un progetto che prevede la realizzazione e aggiornamento di "schede stampa" sui principali argomenti di competenza dell'Autorità e di interesse per i giornalisti, con l'obiettivo finale di creare una sorta di *data room* che

permetta il facile reperimento di informazioni e dati.

Sono stati diffusi circa settanta comunicati (con relativa segnalazione di sostegno alle redazioni, anche tramite sms).

Sono stati organizzati incontri specifici del Collegio e dei Direttori con i giornalisti: "seminari stampa" sulle tematiche della liberalizzazione e sullo scenario energetico nazionale a confronto con gli altri paesi europei.

L'invio dei comunicati è stato esteso anche a esponenti del Parlamento e di Istituzioni, rafforzando contestualmente i contatti con le strutture di comunicazione delle principali Istituzioni (Consob, Antitrust, Garante Privacy, Ministeri ecc.) e con i responsabili delle maggiori Associazioni di consumatori. L'Autorità ha partecipato al Forum della Pubblica Amministrazione, nel contesto del quale si è svolto il Convegno *Tutela del cittadino consumatore nel mercato liberalizzato dal 1° luglio 2007*.

Sia i vertici dell'Autorità sia i funzionari hanno presentato relazioni o hanno partecipato a tavole rotonde durante convegni organizzati in territorio nazionale in tema energetico e su specifici argomenti tecnici (oltre 150 presenze).

Durante altre iniziative dell'Autorità – come le assemblee del *Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation* (MEDREG) e le audizioni al Parlamento europeo – sono stati realizzati e distribuiti materiali di supporto, cartaceo e audiovisivo.

Nel corso del 2007 è stato ripreso e sviluppato il filone delle *Campagne istituzionali*. Si è infatti avviato l'iter per la realizzazione di *spot* (tv e radio) dedicati al "numero verde 800.166.654" sulle liberalizzazioni e al nuovo "bonus" della riforma della tariffa sociale nel mercato elettrico. La diffusione di questi *spot* avverrà nei prossimi mesi utilizzando gli spazi e i passaggi gratuiti a disposizione della Presidenza del Consiglio dei Ministri per le campagne istituzionali dedicate ai messaggi di utilità sociale di servizio pubblico.

È stata realizzata la brochure *Energia semplice*, una guida per i consumatori realizzata dall'Autorità insieme alla Commissione europea – Rappresentanza in Italia, che ha il duplice obiettivo di informare i consumatori sulle opportunità del mercato liberalizzato e sul ruolo dell'Autorità in questo nuovo contesto. La

guida, scaricabile dal sito www.autorita.energia.it, è stata diffusa in oltre un milione di copie tramite la collaborazione dalle Associazioni dei consumatori e come inserto in alcuni settimanali nazionali, selezionati dalla Commissione UE. La brochure è stata presentata dal Commissario europeo all'Energia Andris Piebalgs in un incontro organizzato dall'Istituto di economia e politica dell'energia e dell'ambiente (IEFE) all'Università Bocconi.

Il Piano strategico triennale 2008-2010 e la *Relazione Annuale* – dopo la presentazione tenuta alla Camera dei Deputati in presenza di alte personalità dello Stato e del mondo delle imprese e degli utenti – sono stati diffusi direttamente alle principali testate giornalistiche e a diversi editorialisti e commentatori.

L'Autorità si propone uno sviluppo sempre maggiore della comunicazione via *web*. È stato portato a compimento il progetto di aggiornamento e ristrutturazione del portale istituzionale. In particolare è stata ideata e realizzata la *Finestra del consumatore*, un particolare spazio *web* all'interno del sito concepito per far conoscere al grande pubblico dei consuma-

tori domestici i diritti, i vantaggi e le opportunità offerti dalla liberalizzazione del mercato elettrico dall'1 luglio 2007. In particolare sono state rielaborate le *FAQ – Istruzioni per l'uso* che, attraverso un linguaggio semplice, si propongono di rispondere ai principali quesiti dei consumatori.

La comunicazione interna

Per una migliore comunicazione interna, giornalmente vengono diffuse all'interno dell'Autorità sia le agenzie di stampa e gli articoli ritenuti più importanti (*Aggiornamento notizie*), sia i comunicati di altre Istituzioni (Ministero sviluppo economico, Commissione UE) che riguardano i campi d'azione energetici.

È stato avviato un monitoraggio sistematico radio e video, attivato il servizio di *media analysis*, sviluppato un archivio cartaceo e *on line* dei comunicati, delle interviste del Collegio e dei funzionari dell'Autorità, oltre che del materiale stampa. La rassegna stampa è stata anticipata con la creazione di un servizio *Primo piano on line* entro le nove della mattina.

Risorse umane e sviluppo del personale

In attuazione della delibera 28 giugno 2006 n. 135 – che ha provveduto alla ridefinizione della pianta organica del personale di ruolo e, più in generale, alla rideterminazione della dotazione organica del personale dipendente dell'Autorità, di ruolo e a tempo determinato – e della delibera 4 luglio 2006, n. 140 – che ha definito il piano assunzioni per il triennio 2006-2008, nel corso del 2007 si è proceduto all'assunzione di personale a tempo determinato e indeterminato, mediante utilizzo delle graduatorie di concorsi o selezioni pubbliche ancora aperte, per un totale di 5 persone (4 con contratto a tempo indeterminato, 1 con contratto a tempo determinato).

Inoltre, previe le necessarie modifiche della delibera 140/06, sono stati banditi concorsi e selezioni per un totale di 16 funzionari (6 a tempo indeterminato, 10 a tempo determinato) e 3 operativi (1 a tempo indeterminato, 2 a tempo determinato).

Tali concorsi e selezioni, alcuni ancora in fase di svolgimento, altri conclusi e alcuni successivamente revocati, unitamente alle assunzioni di cui sopra, hanno portato a un numero complessivo di 9 assunzioni (6 a tempo indeterminato, 3 a tempo determinato). Sotto il profilo dell'inquadramento nella carriera, le assunzioni hanno riguardato 1 dirigente, 7 funzionari e 1 operativo.

A seguito dell'emanazione della legge finanziaria per il 2007 e della successiva Direttiva 30 aprile 2007, n. 7, del Ministro per le riforme e l'innovazione nella pubblica amministrazione, l'Autorità ha dato avvio alla procedura di stabilizzazione del personale non dirigenziale, assunto con contratto a tempo determinato, che abbia maturato o maturi tre anni di servizio in virtù di contratti stipulati prima del 29 settembre 2006. Sono stati finora immessi in ruolo, previo espletamento, ove necessario, di procedure selettive, 18 dipendenti.

Per quanto concerne la valorizzazione delle risorse interne, si è proseguito, anche nell'anno di riferimento, nel riconoscimento e nella valutazione delle capacità professionali dei dipendenti, utilizzando gli strumenti messi a disposizione dal Regolamento del personale e ordinamento delle carriere dell'Autorità. In partico-

lare, si è svolto il processo di valutazione finalizzato alla progressione nelle carriere e all'erogazione del trattamento accessorio di produttività (gratifica) e dell'indennità incentivante.

Attenzione è stata posta al tema della formazione: numerosi sono stati i dipendenti dell'Autorità (nell'ordine del 70-80% del personale in servizio) che hanno preso parte a corsi e iniziative nazionali e internazionali, presso organismi e Istituzioni di comprovata esperienza tecnico-scientifica.

Continuando nell'implementazione del progetto formativo già avviato negli scorsi anni, finalizzato all'interiorizzazione dei valori istituzionali, all'attivazione delle capacità interfunzionali, allo sviluppo delle capacità manageriali, è stato realizzato un intervento formativo, organizzato su più giornate, destinato ai direttori e ai responsabili delle strutture di secondo livello, con l'ausilio di un docente esterno, specializzato in materia. Infine, la novità positiva dell'offerta formativa del 2007, è rappresentata dai corsi ideati e gestiti internamente, ovvero organizzati dalle varie Direzioni, con il coordinamento dell'Unità gestione e sviluppo del personale, in collaborazione con funzionari esperti dei temi da trattare e con il supporto didattico-scientifico di docenti esterni. Con costi contenuti (i corsi-seminari si sono svolti in sede), è stato possibile erogare un numero significativo di ore-formazione a un numero cospicuo di persone, rispondendo a specifiche esigenze di aggiornamento professionale.

Particolare attenzione è stata posta al tema della salute e sicurezza sul posto di lavoro. È stato completato il percorso previsto dalle disposizioni vigenti che ha portato all'adozione del Documento di valutazione dei rischi e all'implementazione di tutte quelle figure e strutture previste anche per le Pubbliche amministrazioni dalle disposizioni del decreto legislativo 16 settembre 1994, n. 626. Si sono effettuati specifici interventi formativi per tutto il personale e i collaboratori dell'Autorità, le visite mediche per i rischi da videoterminale e le visite occupistiche realizzate in loco con professionisti esterni.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Nel corso del 2007 è proseguita l'attività di confronto con le organizzazioni sindacali e sono stati definiti importanti accordi:

- per la gestione dei giorni di ferie e di congedo straordinario per festività soppresse, residui alla data del 31 dicembre 2004 e non fruiti entro il 30 giugno 2005, e le modalità di erogazione delle componenti di funzione e di risultato parte fissa della gratifica annuale;
- per l'adeguamento della contribuzione al fondo pensione a carico dell'Autorità;
- per la gestione di alcuni istituti connessi all'orario di lavoro

ro e le modalità di calcolo della retribuzione di riferimento ai fini della parte variabile della gratifica;

- per la modifica e integrazione delle progressioni nelle carriere e degli altri istituti incentivanti.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

A seguito della ridefinizione della dotazione, alla luce delle disposizioni della legge 23 agosto 2004, n. 239, adottata con delibera 28 giugno 2006, n. 135, l'attuale pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità è strutturata secondo le carriere e le qualifiche illustrate nella tavola 7.1.

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
DIRIGENTI	22
Direttore Generale	
Direttore centrale	
Direttore	
Direttore aggiunto	
FUNZIONARI	69
Primo funzionario	
Funzionario I	
Funzionario II	
Funzionario III	
OPERATIVI	26
Impiegato	
Coadiutore	
Aggiunto	
Applicato	
ESECUTIVI	3
Commesso capo	
Commesso	
TOTALE	120

TAV. 7.1

Pianta organica dell'Autorità

La dotazione organica dell'Autorità risulta, al 1° aprile 2008 (Tav. 7.2), pari a 134 unità, delle quali 93 a tempo indeterminato e 41 a tempo determinato.

A esse va aggiunto il personale, reso disponibile mediante comandi e distacchi da altre Amministrazioni pubbliche, per un totale di 9 risorse.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 7.2

Composizione del personale al 1° aprile 2008 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Direttore Generale ^(A)	1	1	0
Direttore centrale	3	2	0
Direttore	5	0	0
Direttore aggiunto	6	3	1
Primo funzionario	7	1	3
Funzionario I	23	0	1
Funzionario II	20	1	2
Funzionario III	8	24	1
Impiegato	11	0	0
Coadiutore	8	2	0
Aggiunto	1	0	0
Applicato	0	7	0
Commesso	0	0	1
TOTALE	93	41	9

(A) A detta qualifica è riferito il trattamento economico del Direttore Generale e del Segretario Generale.

Il personale è suddiviso nelle carriere dei dirigenti, dei funzionari, degli operativi e degli esecutivi. Attualmente la composizione dell'Autorità è strutturata come illustrato nella tavola 7.3.

TAV. 7.3

Composizione del personale dipendente al 1° aprile 2008 per carriera e qualifica

DIRIGENTI	FUNZIONARI	OPERATIVI	ESECUTIVI
Direttore Generale ^(A) 2	Primo funzionario 8	Impiegato 11	-
Direttore centrale 5	Funzionario I 23	Coadiutore 10	Commesso capo 0
Direttore 5	Funzionario II 21	Aggiunto 1	Commesso 0
Direttore aggiunto 9	Funzionario III 32	Applicato 7	-
TOTALE 21	TOTALE 84	TOTALE 29	TOTALE 0

(A) A detta qualifica è riferito il trattamento economico del Direttore Generale e del Segretario Generale.

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 circa l'80% 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 7.4.

TAV. 7.4

Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado

Livello base, al netto della grafica annuale, in migliaia di euro

DIRIGENTI	FUNZIONARI	IMPIEGATI	ESECUTIVI
Direttore Generale ^(A) 150,5	Primo funzionario 78,39	Impiegato 46,23	-
Direttore centrale 127,2	Funzionario I 62,24	Coadiutore 38,92	Commesso capo 34,88
Direttore 101,6	Funzionario II 50,08	Aggiunto 30,47	Commesso 26,43
Direttore aggiunto 90,44	Funzionario III 42,83	Applicato 27,34	-

(A) A detta qualifica è riferito il trattamento economico del Direttore Generale e del Segretario Generale.

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'anno 2007, dalla prosecuzione del progetto di realizzazione di un sistema integrato (nel quale collegare una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio a una contabilità economico-patrimoniale ed economico-analitica) che supporti la programmazione finanziaria e permetta la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nelle Direzioni). La realizzazione di quanto sopra risponde anche all'esigenza di dare piena attuazione al dettato della legge istitutiva n. 481/95 in tema di separazione tra le funzioni di indirizzo e controllo e le funzioni di gestione.

L'Autorità ha continuato, nel 2007, il processo di *budgeting* iniziato, in via sperimentale, con l'esercizio 2005.

La gestione finanziaria dell'Autorità, in conformità alla disciplina di cui al vigente Regolamento di contabilità, trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio finanziario (Tav. 7.5), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare.

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 il gas, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'uno per mille dei ricavi. Anche per l'anno 2007 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille.

Nell'esercizio 2007 si è altresì completato l'iter, avviato negli anni precedenti, di recupero di una quota del contributo per il funzionamento dell'Autorità per l'anno 2004. Infatti, con riferimento al contributo per l'anno 2004, risultava esservi uno scostamento tra le somme erogate all'Autorità e l'effettiva entità del contributo versato. A seguito di specifica istruttoria, curata dai competenti uffici dell'Autorità con la Ragioneria generale dello Stato, si è giunti al riconoscimento, da parte del Ministero dell'economia e delle finanze, delle spettanze dell'Autorità nella misura di 0,83 milioni di euro e al relativo trasferimento alla stessa dei fondi ancora giacenti presso la Tesoreria centrale dello Stato.

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, per il periodo in riferimento, risultano pari a 13,56 milioni di euro.

L'entità del costo del personale risente, tra l'altro, del recepimento in Autorità degli aggiornamenti della retribuzione base intervenuti presso la Banca d'Italia e l'Autorità antitrust, al cui contratto collettivo la legge istitutiva dell'Autorità fa espresso riferimento. Altro rilevante elemento incidente sul costo del personale va individuato nella progressiva azione di reclutamento, con le ordinarie procedure concorsuali o di selezione pubblica, di personale dipendente (nell'anno 2007 pari a nove nuove unità), attuate, anche nell'anno in corso, in un'ottica di completamento dell'organico nel rispetto dei contingenti previsti dalla legge.

Le indennità percepite dai componenti 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 ed hanno carattere omnicomprendivo – ammontano a circa 0,94 milioni di euro.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenute per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 4,04 milioni di euro.

L'Autorità, anche per l'anno in questione, ha dovuto ricorrere a esperti e collaboratori esterni per far fronte a specifiche esigenze a cui non era possibile far fronte con la dotazione di personale esistente. Sono stati, inoltre, affidati all'esterno, nel rispetto delle procedure all'uopo previste, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali.

A partire dall'anno 2007 è divenuta operativa anche la sede distaccata di via Pontaccio in Milano, la cui attivazione si è resa necessaria per far fronte all'insufficienza degli spazi disponibili nella sede di piazza Cavour n. 5, sempre in Milano, con conseguente incremento degli oneri di locazione che ammontano a un totale 1,91 milioni di euro.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Da ultimo, ma non per ordine di importanza, si segnala il fattore che ha maggiormente inciso sulle uscite in particolare, sulle spese in conto capitale per un importo pari a 8,29 milioni di euro l'acquisto, nel corso del 2007, dell'immobile sito in via dei Crociferi in Roma, di proprietà dell'Ente nazionale per la cellulosa e per la carta (ENCC) e società controllate.

L'acquisizione a titolo definitivo di detto immobile – fin dall'origine sede dell'Ufficio di Roma dell'Autorità stessa – intervenuta a valle di una lunga e complessa trattativa con la Gestione liquidatoria del sopracitato ENCC e di una perizia di congruità del prezzo di acquisto da parte dell'Agenzia del territorio, ha permesso di risolvere una situazione di precarietà allocativa dell'Autorità e del suo personale su Roma, senza interferenze sulla centralità della sede istituzionale e degli Uffici dell'Autorità in Milano.

Nei primi mesi del 2008 si è avviata la procedura per la proget-

tazione e la realizzazione di tutti gli interventi di ristrutturazione necessari non solo per rendere funzionali e adeguati alle esigenze i luoghi di lavoro, nel rispetto dei vincoli esistenti sull'edificio, posizionato nel centro storico di Roma, ma anche per mettere in atto interventi di miglioramento dell'efficienza energetica. Lo studio realizzato dall'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA) su incarico dell'Autorità è stato ora affidato per la fase di implementazione al Provveditorato interregionale alle opere pubbliche del Lazio che ne seguirà i dettagli progettuali e realizzativi sulla base di quanto prevede il decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

La restante parte delle spese in conto capitale sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, mobili, impianti e materiale bibliografico.

Non è in dotazione all'Autorità alcun veicolo di proprietà, né di uso esclusivo del Presidente e dei componenti del Collegio.

TAV. 7.5

**Prospetto riassuntivo
delle principali voci
di rendiconto**

Millioni di euro; anni solari

	2006	2007	VAR. %	COMP. %
Avanzo di amministrazione dell'esercizio precedente applicato	16,47	22,59	-	-
ENTRATE	30,32	40,32	33,0	100,0
Contributo a carico dei soggetti regolati	29,15	38,67	32,7	95,9
Altre entrate	1,17	1,65	41,0	4,1
SPESE	26,73	38,71	44,8	100,0
Spese correnti	26,41	30,42	15,2	78,6
- Funzionamento degli organi istituzionali	0,93	0,94	1,1	2,4
- Personale in servizio	12,53	13,56	8,2	35,0
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	3,42	4,04	18,1	10,4
- Prestazioni di servizi rese da terzi	4,61	5,69	23,4	14,7
- Canoni di locazione	1,49	1,91	28,2	4,9
- Altre spese per acquisto di beni e servizi	3,43	4,28	24,8	11,1
Spese in conto capitale	0,32	8,29	2.490,6	21,4
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	-	-
Variazione dei residui passivi	2,53	0,72	-	-
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE	22,59	24,92	-	-

