ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

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

RELAZIONE

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

(Aggiornata al 31 marzo 2009)

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

Presentata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas

(ORTIS)

Trasmessa alla Presidenza il 30 giugno 2009

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

PARTE I

Capitolo 1 – Contesto internazionale e nazionale ..... *Pag.* 21

Quadro economico ed energetico ..... » 23

Mercato internazionale del petrolio ..... » 23

Mercato internazionale del gas naturale ..... » 34

Mercato internazionale del carbone ..... » 39

Domanda e offerta di energia in Italia ..... » 41

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea . » 45

Prezzi dell'energia elettrica ..... » 47

Prezzi del gas naturale ..... » 52

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione . » 56

Capitolo 2 – Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico ..... » 61

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2008 ..... » 63

Mercato e concorrenza ..... » 64

Struttura dell'offerta di energia elettrica ..... » 64

Infrastrutture elettriche ..... » 77

Mercato all'ingrosso ..... » 80

Mercati per l'ambiente ..... » 90

Mercato finale della vendita ..... » 95

Prezzi e tariffe ..... » 105

Tariffe per l'uso delle infrastrutture ..... » 105

Prezzi del mercato al dettaglio ..... » 107

Condizioni economiche di maggior tutela ..... » 109

Qualità del servizio ..... » 117

Qualità del servizio di trasmissione ..... » 117

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica ..... » 119

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica ..... » 123

Qualità dei servizi telefonici ..... » 126

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici . » 128

Capitolo 3 – Struttura, prezzi e qualità nel settore gas ..... *Pag.* 131

Domanda e offerta di gas naturale ..... » 133

Mercato e concorrenza ..... » 136

Struttura dell'offerta di gas ..... » 136

Infrastrutture del gas ..... » 143

Mercato all'ingrosso ..... » 157

Mercato finale al dettaglio ..... » 162

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali ..... » 168

Prezzi e tariffe ..... » 171

Tariffe per l'uso delle infrastrutture ..... » 171

Prezzi del mercato libero ..... » 174

Condizioni economiche di riferimento ..... » 176

Qualità del servizio ..... » 181

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas ..... » 181

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas ..... » 187

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas ..... » 190

INDICE DELLE TAVOLE

Tav. 1.1 Domanda e offerta mondiale di petrolio dal 2004 al 2009 ..... » 27

Tav. 1.2 Incidenza percentuale della componente fiscale sul prezzo al consumo dei prodotti petroliferi tra aprile 2008 e marzo 2009 ..... » 32

Tav. 1.3 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE ..... » 35

Tav. 1.4 Consumo settoriale di gas nei Paesi membri dell'Unione europea negli ultimi due anni e previsioni al 2030 ..... » 36

Tav. 1.5 Principali flussi di carbone termico nel commercio internazionale dal 2000 al 2008 ..... » 40

Tav. 1.6 Bilancio dell'energia in Italia nel 2007 e nel 2008 ..... » 42

Tav. 1.7 Richiesta di energia elettrica sulla rete per aree territoriali nel 2007 e nel 2008 ..... » 44

Tav. 1.8 Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici ..... » 48

Tav. 1.9 Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali ..... » 50

Tav. 1.10 Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici ..... *Pag.* 52

Tav. 1.11 Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali ..... » 54

Tav. 1.12 Piano italiano di essegnazione nazionale delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012 ..... » 57

Tav. 1.13 Emissioni effettive e assegnazioni per l'anno 2008 ..... » 58

Tav. 2.1 Bilancio dell'energia elettrica in Italia ..... » 64

Tav. 2.2 Produzione lorda per fonte nel periodo 2001-2008 ..... » 65

Tav. 2.3 Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt) ..... » 66

Tav. 2.4 Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte ..... » 68

Tav. 2.5 Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte ..... » 69

Tav. 2.6 Presenza territoriale degli operatori ..... » 69

Tav. 2.7 Tariffe incentivanti nel nuovo Conto energia (DM 19/02/2007) ..... » 71

Tav. 2.8 II primo Conto energia (DM 28/07/2005 e 6/02/2006) ..... » 71

Tav. 2.9 Il nuovo Conto energia (DM 19/02/2007) ..... » 72

Tav. 2.10 Tariffe incentivanti per impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008) ..... » 73

Tav. 2.11 Ritiri GSE: energia CIP6 e delibera n. 108/97 . » 73

Tav. 2.12 Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2003-2008 ..... » 74

Tav. 2.13 Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2003-2008 ..... » 74

Tav. 2.14 Costi e ricavi dei ritiri CIP6 e della delibera n. 108/97 nel 2008 ..... » 75

Tav. 2.15 Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2008 ..... » 75

Tav. 2.16 Asset della RTN ..... » 77

Tav. 2.17 Composizione societaria dei distributori ..... » 78

Tav. 2.18 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2008 ..... » 78

Tav. 2.19 Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2008 ..... » 79

Tav. 2.20 Attività dei distributori ..... *Pag.* 79

Tav. 2.21 Assegnazione dei diritti CIP6 ..... » 90

Tav. 2.22 Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel 2008 e nel primo trimestre 2009 ..... » 91

Tav. 2.23 Titoli scambiati nel mercato dei certificati bianchi al 31 marzo 2009 ..... » 94

Tav. 2.24 Mercato finale della vendita per mercato e per tipologia di cliente nel 2008 ..... » 96

Tav. 2.25 Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2008 ..... » 96

Tav. 2.26 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente ..... » 98

Tav. 2.27 Vendite ai clienti domestici per tipologia di cliente e per classe di consumo ..... » 98

Tav. 2.28 Vendite ai clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo ..... » 99

Tav. 2.29 Principali esercenti il servizio di maggior tutela » 99

Tav. 2.30 Mercato libero per tipologia di cliente ..... » 100

Tav. 2.31 Mercato libero domestico per classe di consumo » 100

Tav. 2.32 Mercato libero non domestico per classe di consumo ..... » 101

Tav. 2.33 Principali esercenti sul mercato libero ..... » 101

Tav. 2.34 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente » 104

Tav. 2.35 Servizio di salvaguardia per classe di consumo » 105

Tav. 2.36 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura ..... » 106

Tav. 2.37 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe per tipologia di cliente ..... » 106

Tav. 2.38 Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente ..... » 106

Tav. 2.39 Prezzi medi finali nel 2008 ..... » 107

Tav. 2.40 Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per livello di tensione ..... » 108

Tav. 2.41 Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti domestici suddivisi per classe di consumo ..... » 108

Tav. 2.42 Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti non domestici suddivisi per classe di consumo ..... » 108

Tav. 2.43 Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2008 ..... *Pag.* 109

Tav. 2.44 Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2008 ..... » 110

Tav. 2.45 Quantità assegnate ai contratti differenziali nel 2009 ..... » 110

Tav. 2.46 Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2009 ..... » 111

Tav. 2.47 Quantità assegnate ai contratti di importazione dalla Svizzera nel 2009 ..... » 111

Tav. 2.48 Quantità assegnate ad altri contratti di importazione nel 2009 ..... » 111

Tav. 2.49 Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2009 ..... » 112

Tav. 2.50 Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica ..... » 113

Tav. 2.51 Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti ..... » 118

Tav. 2.52 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti ..... » 118

Tav. 2.53 Numero medio di disalimentazioni (lunghe o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN di Terna ..... » 119

Tav. 2.54 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione e numero medio di interruzioni lunghe (> 3 minuti) e brevi (> 1 secondo e ≤ 3 minuti) per cliente all'anno ..... » 121

Tav. 2.55 CTS raccolto e trattenuto dalle imprese distributrici ..... » 123

Tav. 2.56 Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale . » 124

Tav. 2.57 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione domestici e non domestici ..... » 126

Tav. 2.58 Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico ..... » 128

Tav. 2.59 Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico ..... » 128

Tav. 2.60 Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia ..... » 129

Tav. 3.1 Bilancio 2008 degli operatori del gas naturale . » 134

Tav. 3.2 Produzione di gas naturale in Italia nel 2008 . *Pag.* 137

Tav. 3.3 Primi 20 importatori di gas in Italia nel 2008 » 139

Tav. 3.4 Potenziamento dei gasdotti esistenti ..... » 141

Tav. 3.5 Nuovi gasdotti in progetto ..... » 142

Tav. 3.6 Reti delle società di trasporto nel 2008 ..... » 144

Tav. 3.7 Attività di trasporto per regione nel 2008 ..... » 144

Tav. 3.8 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia » 145

Tav. 3.9 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2009-2010 al 2014-2015 ..... » 146

Tav. 3.10 Disponibilità di stoccaggio in Italia ..... » 147

Tav. 3.11 Conferimenti di capacità di spazio negli stoccaggi ..... » 147

Tav. 3.12 Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2009 ..... » 148

Tav. 3.13 Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2009 ..... » 150

Tav. 3.14 Attività dei distributori nel periodo 2006-2008 » 152

Tav. 3.15 Attività di distribuzione per regione nell'anno 2008 ..... » 153

Tav. 3.16 Composizione societaria dei distributori ..... » 154

Tav. 3.17 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nell'anno 2008 ..... » 154

Tav. 3.18 Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nell'anno 2008 ..... » 155

Tav. 3.19 Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo ..... » 156

Tav. 3.20 Primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2008 ..... » 156

Tav. 3.21 Attività dei grossisti nel periodo 2002-2008 ... » 158

Tav. 3.22 Approvvigionamento dei grossisti nel 2008 ..... » 158

Tav. 3.23 Impieghi di gas dei grossisti nel 2008 ..... » 159

Tav. 3.24 Vendite dei principali grossisti nel 2008 ..... » 159

Tav. 3.25 Attività dei venditori nel periodo 2002-2008 . » 162

Tav. 3.26 Vendite al mercato finale nel 2008 ..... » 163

Tav. 3.27 Primi 20 gruppi per vendite al mercato finale nel 2008 ..... » 164

Tav. 3.28 Mercato finale al dettaglio per settore di consumo ..... *Pag.* 165

Tav. 3.29 Vendite al mercato finale al dettaglio per tipologia di mercato e clienti ..... » 166

Tav. 3.30 Tassi di switching degli utenti finali nel 2008 . » 166

Tav. 3.31 Mercato finale al dettaglio nel 2008: settore domestico ..... » 167

Tav. 3.32 Mercato finale al dettaglio nel 2008: settore non domestico ..... » 168

Tav. 3.33 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale ..... » 169

Tav. 3.34 Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale ..... » 170

Tav. 3.35 Estensione delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale e loro proprietà ..... » 170

Tav. 3.36 Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2008-2009 ..... » 171

Tav. 3.37 Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2008-2009 ..... » 172

Tav. 3.38 Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009 .... » 173

Tav. 3.39 Articolazione della struttura tariffaria per la quota variabile della tariffa di distribuzione . » 174

Tav. 3.40 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale ..... » 175

Tav. 3.41 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti ..... » 176

Tav. 3.42 Indici mensili Istat dei prezzi del gas ..... » 177

Tav. 3.43 Imposte sul gas ..... » 180

Tav. 3.44 Numero annuo di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ..... » 182

Tav. 3.45 Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2008 » 183

Tav. 3.46 Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2008 » 184

Tav. 3.47 Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2008 ..... » 185

Tav. 3.48 Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2008 ..... » 186

Tav. 3.49 Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale ..... *Pag.* 187

Tav. 3.50 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6 ..... » 189

Tav. 3.51 Rettifiche di fatturazione per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6 ..... » 189

Tav. 3.52 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori ..... » 191

Tav. 3.53 Riepilogo dei dati relativi alla delibera n. 40/04 comunicati dai distributori di gas in funzione della dimensione del distributore ..... » 191

Tav. 3.54 Soddisfazione complessiva per il servizio del gas ..... » 192

Tav. 3.55 Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas ..... » 192

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 Dinamica del crollo del prezzo del petrolio: confronto con il picco degli anni Ottanta ..... » 24

Fig. 1.2 Differenziale del prezzo spot WTI rispetto al Brent ..... » 25

Fig. 1.3 Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro 25

Fig. 1.4 Indice Dow Jones e prezzo del greggio ..... » 26

Fig. 1.5 Effetto della recessione sulla domanda trimestrale di petrolio nei Paesi OCSE ..... » 28

Fig. 1.6 Effetto della recessione sulla domanda trimestrale di petrolio nei Paesi non OCSE ..... » 28

Fig. 1.7 Previsioni sull'andamento del PIL a livello mondiale nel 2009 ..... » 29

Fig. 1.8 Capacità produttiva OPEC dal 2000 al 2010 .. » 30

Fig. 1.9 Impianti di perforazione in funzione dal 2004 al 2009 ..... » 31

Fig. 1.10 Prezzo della benzina al consumo dal 2006 al 2009 ..... » 31

Fig. 1.11 Tassi di utilizzo della capacità di raffinazione dal 2006 al 2009 ..... » 33

Fig. 1.12 Margini di raffinazione nelle aree OCSE nel 2008 e nel 2009 ..... *Pag.* 33

Fig. 1.13 Consumo mensile di gas naturale nell'area OCSE dal 2006 al 2009 ..... » 35

Fig. 1.14 Prezzi internazionali del gas dal 2005 al 2009 . » 37

Fig. 1.15 Prezzo del gas naturale sul mercato europeo . » 37

Fig. 1.16 Prezzo del gas naturale negli hub europei ..... » 38

Fig. 1.17 Prezzo del carbone sui mercati internazionali . » 39

Fig. 1.18 Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2008 . » 42

Fig. 1.19 Variazione dei consumi mensili finali di energia rispetto allo stesso mese degli anni 2003-2007 ... » 43

Fig. 1.20 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici ..... » 49

Fig. 1.21 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei ..... » 49

Fig. 1.22 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali ..... » 51

Fig. 1.23 Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei ..... » 51

Fig. 1.24 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici » 53

Fig. 1.25 Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei ..... » 53

Fig. 1.26 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali » 55

Fig. 1.27 Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei ..... » 55

Fig. 1.28 Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008 .. » 58

Fig. 1.29 Andamento dei prezzi future della CO_2 nella Borsa ECX ..... » 59

Fig. 2.1 Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda ..... » 65

Fig. 2.2 Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi ..... » 66

Fig. 2.3 Potenza disponibile (per almeno il 50 per cento delle ore) per i maggiori gruppi ..... » 67

Fig. 2.4 Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo » 68

Fig. 2.5 Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate ..... » 75

Fig. 2.6 Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili ..... *Pag.* 76

Fig. 2.7 Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008 ..... » 76

Fig. 2.8 Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008 ..... » 77

Fig. 2.9 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2008 ..... » 81

Fig. 2.10 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2008 ..... » 82

Fig. 2.11 Andamento del PUN ..... » 83

Fig. 2.12 Volumi scambiati sul MGP nel 2008 ..... » 83

Fig. 2.13 Valori dell'indicatore HHI nel 2008 ..... » 84

Fig. 2.14 Valori dell'indice di operatore marginale: quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo il primo operatore per macrozona ..... » 84

Fig. 2.15 Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2008 » 85

Fig. 2.16 Andamento del prezzo medio ponderato e delle quantità sul MA ..... » 86

Fig. 2.17 Quantità sul MSD ex ante nel 2008 ..... » 86

Fig. 2.18 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee ..... » 87

Fig. 2.19 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore offpeak ..... » 87

Fig. 2.20 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta .. » 87

Fig. 2.21 Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2008 » 88

Fig. 2.22 Andamento delle transazioni sull'IDEX nel primo trimestre di funzionamento ..... » 89

Fig. 2.23 Il mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/ GSE . » 92

Fig. 2.24 Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE ..... » 94

Fig. 2.25 Andamento dei prezzi per tipologia di TEE scambiati ..... » 95

Fig. 2.26 Vendite al mercato finale per regione e tipologia di mercato ..... » 97

Fig. 2.27 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali Paesi europei ..... » 114

Fig. 2.28 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW ..... *Pag.* 115

Fig. 2.29 Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e andamento del prezzo del petrolio ..... » 115

Fig. 2.30 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW ..... » 117

Fig. 2.31 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione ..... » 120

Fig. 2.32 Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici ..... » 120

Fig. 2.33 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT ..... » 121

Fig. 2.34 Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti di clienti in media tensione ..... » 122

Fig. 2.35 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per gli utenti in bassa tensione domestici e non domestici ..... » 125

Fig. 2.36 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, utenti in bassa tensione domestici e non domestici ..... » 125

Fig. 2.37 Livello di servizio dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali ..... » 127

Fig. 3.1 Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950 ..... » 136

Fig. 3.2 Immissioni in rete nel 2007 e nel 2008 ..... » 138

Fig. 3.3 Importazioni lorde di gas nel 2008 secondo la provenienza ..... » 138

Fig. 3.4 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2008, secondo la durata intera ..... » 139

Fig. 3.5 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2008, secondo la durata residua ..... » 140

Fig. 3.6 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale ..... » 160

Fig. 3.7 Numero delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale ..... » 161

Fig. 3.8 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV ..... » 161

Fig. 3.9 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei ..... *Pag.* 177

Fig. 3.10 Prezzo medio nazionale del gas naturale per un consumatore domestico tipo ..... » 178

Fig. 3.11 Composizione percentuale al 1º aprile 2009 del prezzo medio nazionale del gas naturale per un consumatore domestico tipo ..... » 179

Fig. 3.12 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2008 ..... » 181

Fig. 3.13 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione ..... » 182

Fig. 3.14 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale ..... » 188

Fig. 3.15 Confronto tempo effettivo medio e standard definito dall'Autorità per tutte le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6 ..... » 188

Fig. 3.16 Tempo di risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6 ..... » 190

PARTE II

Capitolo 1 – Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali ..... » 197

Evoluzione della legislazione europea ..... » 199

Il dibattito sul « terzo pacchetto » per il mercato interno ..... » 199

Il « pacchetto 20-20-20 »» approvato dal Consiglio e dal Parlamento europeo ..... » 202

Second Strategic Energy Review ..... » 204

Coordinamento internazionale ..... » 206

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea ..... » 207

Rapporti e iniziative con Paesi non dell'Unione europea ..... » 216

Evoluzione della legislazione italiana ..... » 224

Principali interventi nel settore energia ..... » 224

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni .... » 228

Segnalazioni al Parlamento e al Governo ..... » 228

Pareri e proposte al Governo ..... » 230

Audizioni presso il Parlamento ..... » 231

Rapporti con le altre istituzioni ..... » 233

Capitolo 2 – Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica ..... *Pag.* 237

Regolamentazione tariffaria ..... » 239

Regolamentazione non tariffaria ..... » 243

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente ..... » 244

Regolamentazione delle infrastrutture ..... » 258

Regolamentazione della qualità ..... » 263

Capitolo 3 – Regolamentazione nel settore del gas ..... » 271

Regolamentazione tariffaria ..... » 273

Regolamentazione non tariffaria ..... » 278

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente ..... » 280

Regolamentazione delle infrastrutture ..... » 289

Regolamentazione della qualità ..... » 293

Capitolo 4 – Tutela dei consumatori ed efficienza energetica negli usi finali ..... » 299

Tutela dei consumatori ..... » 301

Mercato elettrico ..... » 303

Mercato gas ..... » 304

Mercati elettrico e gas ..... » 304

Rapporti con le associazioni dei consumatori ..... » 312

Regolamentazione della qualità dei servizi telefonici commerciali ..... » 314

Efficienza energetica negli usi finali ..... » 317

Attività di regolazione ..... » 318

Attività di gestione e divulgazione ..... » 321

Capitolo 5 – Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico ..... » 327

Ricerca di sistema ..... » 329

Quadro normativo della ricerca di sistema ..... » 329

Attività di ricerca ..... » 330

Capitolo 6 – Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami ..... » 335

Attività propedeutica alla regolamentazione ..... » 337

Attività di consultazione ..... » 337

Analisi di impatto della regolazione ..... » 339

Anagrafica operatori ..... » 341

Provvedimenti assunti ..... » 342

Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati ..... *Pag.* 343
Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni ..... » 347
Indagini e istruttorie conoscitive ..... » 347
Vigilanza e controllo ..... » 349
Istruttorie formali e sanzioni ..... » 365
Contenzioso ..... » 369

Capitolo 7 – Organizzazione, comunicazione e risorse . » 375
Organizzazione e Piano strategico triennale ..... » 377
Comunicazione ..... » 378
Risorse umane e sviluppo del personale ..... » 381
Gestione economico-finanziaria ..... » 383

INDICE DELLE TAVOLE

Tav 2.1 Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico ..... » 241

Tav 2.2 Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura ..... » 264

Tav 2.3 Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione ..... » 264

Tav 2.4 Numero di standard di qualità commerciali nei Paesi europei ..... » 269

Tav 3.1 Graduatoria delle offerte per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza ..... » 288

Tav 3.2 Piano per la messa in servizio dei nuovi contatori del gas per ogni distributore di gas naturale ..... » 292

Tav 4.1 Numero totale delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente Unico ..... » 309

Tav 4.2 Argomenti delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente Unico per i settori elettrico e gas – Clienti non domestici ..... » 310

Tav 4.3 Argomenti delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente Unico per i settori elettrico e gas – Clienti domestici ..... » 311

Tav 4.4 Standard generali di qualità dei call center ..... » 314

Tav 4.5 Punteggi aggiuntivi per la qualità del servizio ..... » 315

Tav. 5.1 Bando di gara per progetti di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e, contestualmente, di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica ..... *Pag.* 332

Tav. 5.2 Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2008 e relativi enti ..... » 334

Tav. 6.1 Sintesi delle attività di consultazione ..... » 337

Tav. 6.2 Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2007-2008 .. » 343

Tav. 6.3 Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità ..... » 343

Tav. 6.4 Argomenti delle comunicazioni sul settore elettrico ricevute dall'Autorità neli ultimi due anni ..... » 345

Tav. 6.5 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità ..... » 345

Tav. 6.6 Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni ..... » 346

Tav. 6.7 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2008 ..... » 350

Tav. 6.8 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio ..... » 352

Tav. 6.9 Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici del gas in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione ... » 353

Tav. 6.10 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di qualità commerciale e di recupero di sicurezza del servizio ..... » 354

Tav. 6.11 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici del gas in materia di pronto intervento ..... » 355

Tav. 6.12 Verifiche ispettive nei confronti di soggetti titolari di progetti di risparmio energetico ..... » 356

Tav. 6.13 Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi .. » 357

Tav. 6.14 Verifiche ispettive nei confronti di operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta in merito al divieto di traslazione sui prezzi al consumo della « Robin Tax » ..... » 358

Tav. 6.15 Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita in merito alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale ..... » 358

Tav. 6.16 Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica ..... *Pag.* 359

Tav. 6.17 Verifiche ispettive in materia di impianti di produzione incentivata svolte con la Cassa conguaglio per il settore elettrico ..... » 361

Tav. 6.18 Esito del contenzioso dal 1997 al 2009 ..... » 370

Tav. 6.19 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2009 ..... » 371

Tav. 6.20 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2009 ..... » 372

Tav. 7.1 Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità ..... » 382

Tav. 7.2 Composizione del personale al 16 marzo 2009 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento ..... » 383

Tav. 7.3 Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado ..... » 383

Tav. 7.4 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto 2008 ..... » 384

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 Organigramma del MEDREG ..... » 217

Fig. 2.1 Confronto della durata delle interruzioni in diversi Paesi europei ..... » 268

Fig. 4.1 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2009 . » 318

Fig. 4.2 Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2009 ..... » 318

Fig. 4.3 Ripartizione percentuale dei risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissione al marzo 2009 . » 322

Fig. 5.1 Disponibilità finanziarie per la ricerca del sistema elettrico ..... » 329

Fig. 5.2 Risorse finanziarie del Piano triennale 2009-2011 ..... » 331

Fig. 6.1 Andamento delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità ..... » 344

Fig. 6.2 Andamento delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dell'Autorità ..... » 346

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2009

VOLUME I Stato dei servizi

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Alessandro Ortis	*presidente*
Tullio Fanelli	*componente*

1. Contesto internazionale e nazionale

PAGINA BIANCA

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Prezzo del greggio

Dopo essere più che raddoppiato, passando da valori attorno ai 70 $/barile nell'estate del 2007 ai quasi 150 $/barile del picco registrato a luglio 2008, il prezzo del petrolio è precipitato sotto i 40 $/barile nel giro di appena 3 mesi con il manifestarsi della crisi economica globale in tutta la sua drammaticità. Per confronto, si noti che l'analogo crollo dei prezzi dal picco massimo del 1981 è avvenuto su un periodo dieci volte più lungo (Fig. 1.1). Il punto di prezzo minimo nell'intero anno è stato raggiunto in dicembre con il WTI a 30,3 $/barile. Ma anche all'inizio del nuovo anno, la situazione non è significativamente migliorata con il WTI che tornava sotto i 40 $/barile in varie occasioni nei mesi di gennaio e febbraio. In marzo i prezzi sono tornati prima sopra i 40 $/barile, intorno ai 50 $/barile in aprile e successivamente largamente superiori ai 60 $/barile.

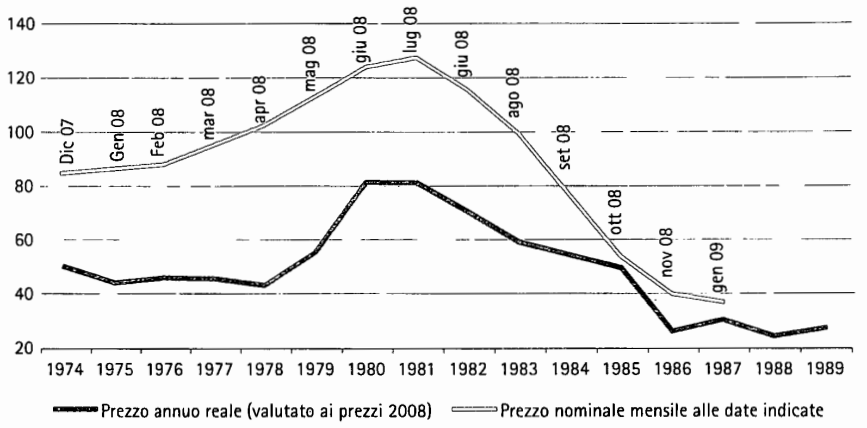
Il grado di anomalia del mercato durante il primo trimestre del 2009 è dimostrato dal differenziale di prezzo tra greggio WTI e Brent, normalmente a favore del primo. Nei primi mesi dell'anno il prezzo del Brent è stato il più delle volte (70% delle giornate di contrattazione) superiore a quello del WTI, staccandolo di 7 $/barile e oltre in molte occasioni (Fig. 1.2). Tale andamento è da ricollegare all'elevato livello delle scorte di greggio negli Stati Uniti e al forte differenziale nei margini di raffinazione nel mese di febbraio, superiore a 10 $/barile nel Golfo del Messico rispetto al Nord Europa. Un simile stacco nei margini c'era stato anche nel mese di settembre 2008, ma con le scorte commerciali prossime ai minimi il differenziale è rimasto positivo.

Il sentimento dei mercati rimane molto incerto. Se a partire dal mese di luglio i mercati dei *future* erano subito passati da una prevalenza di acquisti a una prevalenza di posizioni a breve, già nel mese di dicembre si erano mossi in una fascia di prezzo compresa tra i 40 e i 50 $/barile con valori costantemente in contango[1] rispetto alle quotazioni del giorno, dimostrando di credere più al recupero che a un continuo crollo. Ma l'incertezza, se non il perdurante pessimismo, sono confermati dall'abbandono del contango nei primi mesi del 2009.

FIG. 1.1

Dinamica(A) del crollo del prezzo del petrolio: confronto con il picco degli anni Ottanta

$/barile



(A) Dati medi annui per il periodo 1974-1989; dati medi mensili per il periodo dicembre 2007 - marzo 2009. I dati riferiti agli anni Ottanta sono rivalutati a prezzi reali del 2008.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

La debolezza dei fondamentali nell'anno in corso, in particolare il forte rallentamento della domanda in presenza di probabili difficoltà da parte dell'OPEC di attuare i tagli produttivi concordati, oltre tutto in presenza di un elevato livello delle scorte, rende difficile un rapido ritorno a quotazioni del greggio ai livelli di inizio 2008; peraltro tali quotazioni già riflettevano un surriscaldamento della situazione avviatasi nei 2 anni precedenti sotto la spinta di un'economia mondiale in forte crescita. A riprova della incertezza in atto sta l'aumento del prezzo verificatosi in aprile e maggio 2009 a fronte del continuo calo dei consumi, non giustificabile in base ai fondamentali della domanda e dell'offerta, che potrebbero preludere a una ripresa della speculazione correlata con il recupero delle Borse.

Influsso dei mercati finanziari

Significativo è anche l'andamento del cambio euro/dollaro. La stretta relazione tra la forza del dollaro e il prezzo del petrolio è evidenziata nella figura 1.3. Il favorevole andamento del cambio euro/dollaro nella prima parte del 2008 ha temperato l'aumento del prezzo del petrolio per i consumatori europei, mentre negli ultimi mesi dell'anno il peggioramento ha invece frenato la discesa dei costi. È impressionante non tanto il parallelismo tra la crescita del prezzo del petrolio e la perdita del valore del dollaro fino al mese di maggio 2008, che rappresenta la risposta alla perdita del potere di acquisto del dollaro dei Paesi produttori, quanto la contemporaneità tra la ripresa

1 Condizione per cui le consegne differite valgono più di quelle immediate, rappresentando un disincentivo per gli operatori che lucrano dalla differenza tra il costo di stivaggio e il ricavo dei *future*.

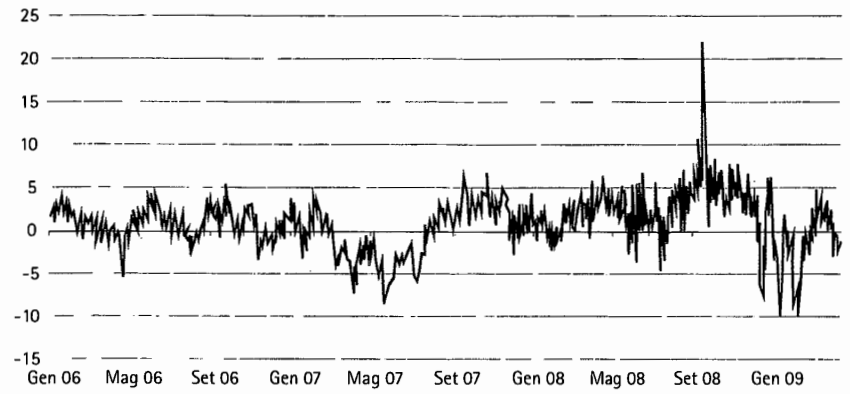


FIG. 1.2

Differenziale del prezzo spot WTI rispetto al Brent

$/barile

Fonte: *Icis Lor* per prezzi Brent e DOE, *Energy Information Administration* per prezzi WTI.

del dollaro rispetto all'euro e il crollo del prezzo del petrolio nel mese di luglio, nonché la sensitività del prezzo del petrolio ai vari tentativi di rialzo dell'euro in agosto, settembre e ottobre. La forte relazione tuttavia si esaurisce nei mesi successivi e la fiammata del valore dell'euro sul dollaro tra metà dicembre e i primi di gennaio non ha alcun evidente effetto sul prezzo del Brent. In ogni caso, è significativa la corrispondenza tra la lenta ripresa del prezzo del petrolio e il peggioramento del cambio dollaro/euro nei primi mesi del 2009.

L'andamento del prezzo del petrolio nel corso della prima parte del 2008 sottolinea la capacità dei mercati finanziari di amplificare i segnali, anche deboli, provenienti dal lato della domanda e dell'offerta. L'effetto dei fondamentali sul prezzo del petrolio è stato amplificato dalla diffusione di strumenti finanziari speculativi, considerando che il 70% (a volte anche il 90%) dei contratti di vendita di petrolio nel mercato dei *future* veniva stipulato non da soggetti imprenditori che operano nel settore, ma da investitori che derivano i loro profitti dallo scambio di barili di carta più volte prima che i barili fisici finiscano sul mercato. I derivati, da elementi utili per la gestione del rischio prezzo, in assenza di un obbligo di consegna fisica della *commodity*, hanno dimostrato di essere soprattutto uno strumento speculativo, con il risultato di aumentare il costo dell'energia. Inoltre, non si deve sottovalutare il contributo

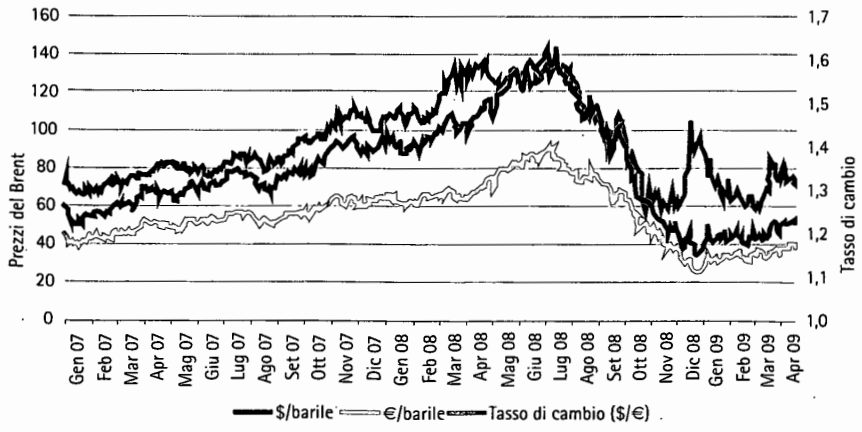


FIG. 1.3

Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro

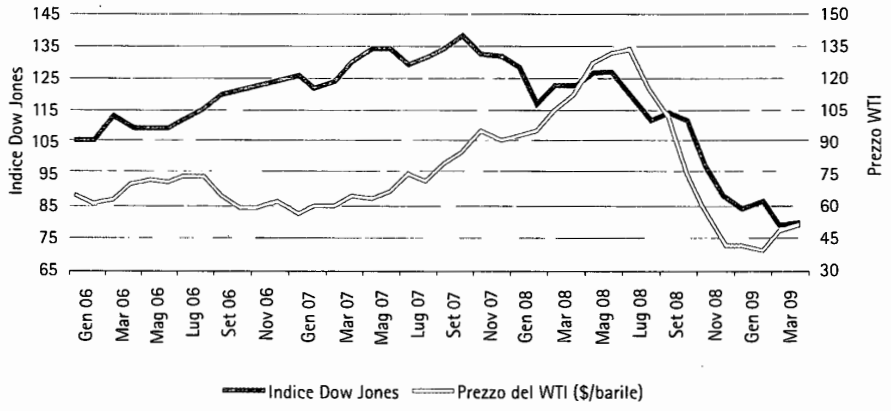
Fonte: Platt's e Banca centrale europea.

della speculazione sui mercati non regolamentati.

Il tracollo avvenuto a partire dal mese di luglio 2008 ha messo a nudo il ruolo che ha avuto la speculazione finanziaria in tutto il fenomeno. Un ciclo di così breve durata come quello del prezzo del greggio negli anni 2007 e 2008, caratterizzato da una triplicazione del prezzo in 18 mesi seguita a ruota da uno sgonfiamento a valori inferiori a quelli di partenza nei successivi 6 mesi, non poteva avere origine nei fondamentali della domanda e dell'offerta, seppure questi agivano da sponda agli aumenti. Il punto di inversione nel mese di luglio è coinciso con l'apprezzamento del dollaro sull'euro e con l'inizio del tracollo delle Borse in tutto il mondo (Fig. 1.4).

FIG. 1.4

Indice Dow Jones e prezzo del greggio



Fonte: Dow Jones e Bloomberg.

Offerta di petrolio OPEC

Le politiche produttive dell'OPEC sembrano non avere sortito significativi effetti sul prezzo del petrolio. Dopo il taglio di 1,5 milioni di barili/giorno in vigore dal 1° novembre, il prezzo del Brent ha perso ulteriore terreno scendendo da valori superiori ai 60 $/barile sotto i 40 $/barile nel giro di un mese. L'accordo di Orano, in dicembre, per un ulteriore taglio di 2-2,5 milioni di barili/giorno non ha portato a un significativo aumento del prezzo del petrolio. Anche il taglio di 1,3 milioni di barili/giorno a gennaio 2009 non è riuscito a contrastare l'aumento delle scorte di greggio di 0,7-0,8 milioni di barili/giorno. Nel vertice di marzo, l'OPEC non ha deciso nuovi tagli alla produzione, dichiarando «*la volontà di non nuocere alla salute dell'economia mondiale*», decisione confermata alla riunione di maggio.

Nel complesso, i tagli alla produzione di 4,2 milioni di barili/giorno decisi dall'OPEC tra ottobre 2008 e gennaio 2009 non sembrano essere stati l'elemento determinate per l'aumento del prezzo del greggio, come se l'offerta non fosse più una variabile di sistema. Eppure, secondo le stime dell'AIE (Agenzia internazionale dell'energia), i Paesi membri stavano rispettando le proprie quote di produzione mediamente all'83%, in confronto a una media storica più prossima al 60%. Nonostante il crollo del prezzo nella seconda metà del 2008, la forte impennata nella prima metà dell'anno ha fatto aumentare le entrate dei Paesi OPEC in modo sproporzionato in confronto agli anni precedenti, valutabili in circa 1.000 miliardi di dollari contro una media di 200 miliardi nel triennio 2000-2003. La situazione per i singoli Paesi aderenti al cartello è comunque molto diversa in termini di popolazione e di condizioni di sviluppo economico e sociale. Mentre l'Arabia Saudita ritiene sufficiente un prezzo di 50-55 $/barile, l'Iran

mira a prezzi intorno almeno a 70-80 $/barile e il Venezuela a 110 $/barile.

L'Arabia Saudita, che rappresenta un terzo della produzione OPEC ed è pertanto in grado di condizionarla, ha sempre dichiarato di essere contraria a prezzi troppo alti del greggio sia perché rischiano di indurre una recessione mondiale duratura, sia perché rendono economiche le fonti rinnovabili di energia, sottraendo spazio al petrolio. Tuttavia, l'attuale produzione, scesa a 8 milioni di barili/giorno, ha oramai raggiunto un livello che può considerarsi il limite tecnico inferiore dei giacimenti di questo Paese.

Bilancio petrolifero mondiale

La crisi economica e finanziaria non ha risparmiato nessuna area o Paese. Il fabbisogno dei Paesi OCSE, già calante da

TAV. 1.1

Domanda e offerta mondiale di petrolio dal 2004 al 2009

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DOMANDA						
Paesi OCSE	**49,4**	**49,8**	**49,6**	**49,2**	**47,5**	**45,9**
Nord America	25,4	25,6	25,4	25,5	24,3	23,5
Europa	15,5	15,7	15,7	15,3	15,2	14,7
Pacifico	8,5	8,6	8,5	8,3	8,0	7,7
Paesi non OCSE	**33,1**	**34,2**	**35,5**	**36,9**	**38,2**	**38,5**
Russia e altri Paesi ex URSS	3,9	3,9	4,1	4,1	4,2	4,1
Europa	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Cina	6,4	6,7	7,2	7,5	7,9	7,9
Resto Asia	8,7	8,8	9,0	9,3	9,4	9,3
America Latina	4,9	5,1	5,3	5,6	5,9	6,0
Medio Oriente	5,7	6,0	6,2	6,5	6,9	7,2
Africa	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2
Totale Mondo	**82,5**	**84,0**	**85,1**	**86,0**	**85,7**	**84,4**
OFFERTA						
Paesi OCSE	**21,2**	**20,3**	**20,0**	**19,8**	**19,3**	**19,0**
Nord America	14,6	14,1	14,2	14,3	13,9	14,0
Europa	6,1	5,6	5,2	5,0	4,7	4,2
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Paesi non OCSE	**25,6**	**27,3**	**27,9**	**28,4**	**28,5**	**28,7**
Russia e altri Paesi ex URSS	11,4	11,8	12,2	12,8	12,8	12,5
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9
Resto Asia	2,7	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7
America Latina	4,1	3,7	3,8	3,9	4,0	4,3
Medio Oriente	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6
Africa	1,9	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6
Altro non OPEC	**1,9**	**2,1**	**2,4**	**2,5**	**2,7**	**2,9**
Miglioramenti di raffinazione	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
Biocarburanti(A)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
Totale non OPEC	**48,8**	**49,8**	**50,3**	**50,7**	**50,6**	**50,6**
Totale OPEC(B)	**34,6**	**34,9**	**35,2**	**34,9**	**35,9**	**33,8**
Totale Mondo	**83,4**	**84,7**	**85,5**	**85,5**	**86,5**	**84,4**
Variazione scorte(C)	**0,9**	**0,7**	**0,4**	**-0,5**	**0,8**	**0,0**

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC il 1° gennaio 2009. Include gas liquidi oltre a greggio. La produzione nel 2009 non è una previsione, ma è calcolata come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e i derivati del petrolio, il petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e le differenze statistiche.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report.*

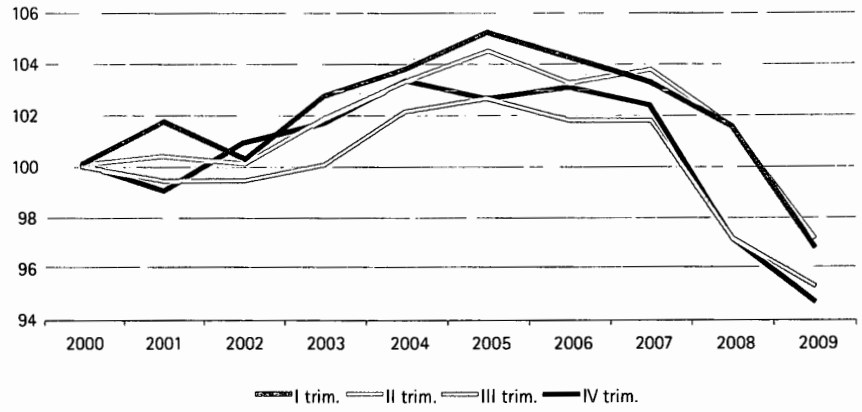
diversi anni, ha accelerato la sua discesa con una riduzione di 2,3 milioni di barili/giorno nel 2008 rispetto al 2005 (Tav. 1.1). L'effetto della crisi sulla domanda di petrolio è meno evidente nei Paesi non OCSE, dove l'aumento dei consumi nel 2008 si è mantenuto in linea con l'andamento storico per l'aggregato nel suo insieme nel periodo 2004-2007, seppure con differenze significative tra le diverse aree componenti. Il rallentamento appare tuttavia evidente a partire dal quarto trimestre con l'appiattimento nella crescita dei consumi rispetto ai precedenti tre periodi (Figg. 1.5 e 1.6).

Nei Paesi dell'area OCSE la produzione di greggio ha continuato a diminuire rispetto agli anni precedenti. Nei Paesi non OCSE l'offerta è aumentata solo marginalmente. La produzione dei Paesi OPEC, a dispetto dei notevoli tagli decisi nella seconda metà del 2008, è invece aumentata significativamente come media per l'anno nel suo complesso: di 1,0 milioni di barili/giorno nel 2008 rispetto al 2007 e di 0,7 milioni di barili/giorno rispetto al 2006. Il forte calo nel fabbisogno dei Paesi OCSE, soprattutto del Nord America (-1,2 milioni di barili/giorno nel 2008) si è pertanto riversato quasi interamente sulle scorte che sono passate da un deficit di 0,5 di barili/giorno a fine 2007 a un surplus di 0,8 milioni di barili/giorno a fine 2008.

FIG. 1.5

Effetto della recessione sulla domanda trimestrale di petrolio nei Paesi OCSE

Domanda di petrolio espressa in numeri indice 2000=100

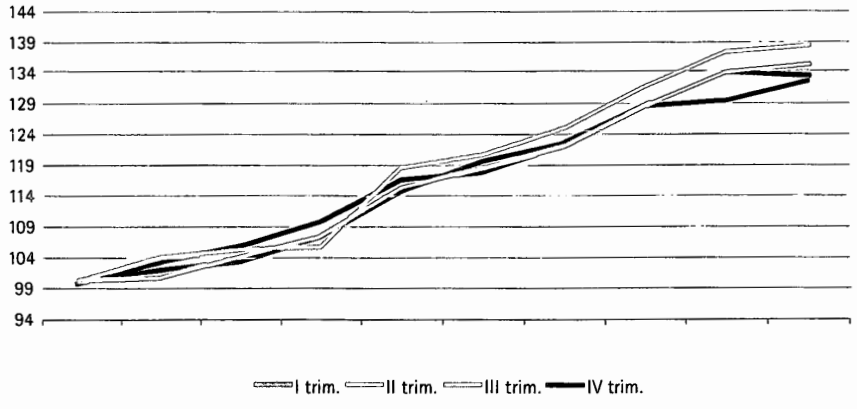


Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report.*

FIG. 1.6

Effetto della recessione sulla domanda trimestrale di petrolio nei Paesi non OCSE

Domanda di petrolio espressa in numeri indice 2000=100



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report.*

Andamento dell'economia mondiale e fabbisogno di petrolio nel 2009

Ha alquanto sorpreso la lentezza con cui le istituzioni internazionali si sono rese conto della gravità della situazione dell'economia mondiale, dopo che in aprile 2008 la *Federal Riserve* aveva ammesso che l'economia statunitense avrebbe potuto entrare in recessione. Il resto dell'anno ha visto un susseguirsi di previsioni calanti sull'andamento del PIL mondiale nel 2008, prefiguranti la possibilità di una recessione insolitamente severa a di lunga durata (Fig. 1.7). La crisi, dominata dalla drastica battuta d'arresto subita dalla crescita dei Paesi industriali (Stati Uniti, Unione europea e Giappone), non ha risparmiato le economie emergenti il cui tasso di sviluppo non ha superato il 4,5% nel 2008 rispetto all'8% nel 2007. In un mondo globalizzato, la cui crescita economica dipende in via fondamentale dal commercio estero, non era del resto prevedibile che le economie emergenti potessero continuare a crescere mentre i Paesi avanzati subivano un consistente calo.

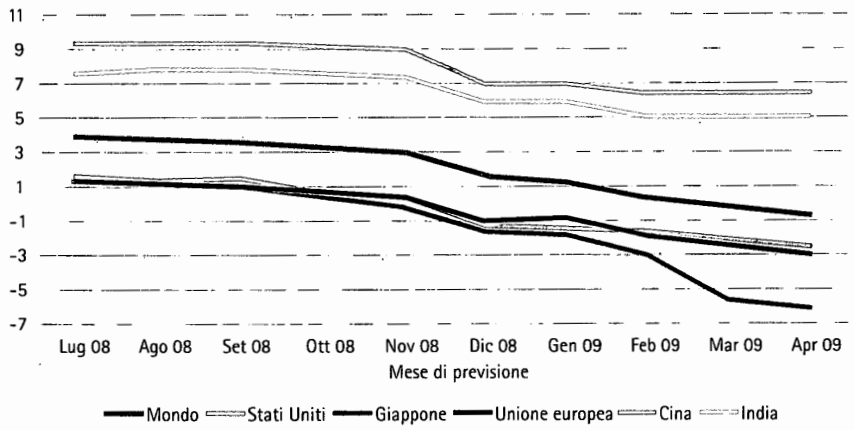


FIG. 1.7

Previsioni sull'andamento del PIL a livello mondiale nel 2009

Previsioni del tasso di crescita percentuale

Fonte: Fondo monetario internazionale.

Le previsioni per il 2009, ancora abbastanza ottimistiche fino alla fine del 2008, sono precipitate nei primi mesi del 2009 con la certezza di un crollo dell'economia mondiale a tassi sempre più negativi. Dal 4% a livello globale pronosticato nel luglio del 2008 e dal 2% in dicembre, si è giunti a 0,5% in febbraio 2009 e a -0,8% in aprile. Tra le grandi aree si salvano solo Cina e India, che tuttavia accusano un forte calo rispetto all'andamento storico. Peraltro, le variazioni trimestrali del PIL cinese rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente sono calate costantemente da un massimo di 11,5% nel secondo trimestre del 2007 a poco più del 6% nel secondo trimestre del 2009. Ancora peggiore è il deterioramento dell'economia indiana.

Le prospettive di un rapido recupero della domanda petrolifera appaiono allontanarsi nel tempo anche secondo le ultime indicazioni dell'AIE che sta costantemente rivedendo al ribasso le sue proiezioni. L'AIE ha ridotto di mese in mese, per 8 mesi consecutivi, le sue previsioni di domanda per il 2009 e ha oramai definitivamente abbandonato l'ipotesi di un rimbalzo dei consumi nella seconda metà del 2009. Le previsioni di marzo dell'AIE attendono per il 2009 nel suo complesso una contrazione dei consumi mondiali di 1,3 milioni di barili/giorno attestando la domanda mondiale a 84,4 milioni di barili/giorno con un calo di 400.000 barili/giorno rispetto alle previsioni pubblicate in febbraio (Tav. 1.1). Negli Stati Uniti la crisi dell'economia determinerebbe una contrazione dei consu-

mi di 19 milioni di barili/giorno, un livello simile a quello raggiunto nel 1998. Perfino la Cina avrebbe una crescita della domanda di petrolio inferiore all'1% a fronte del 4% verificatosi nel 2008.

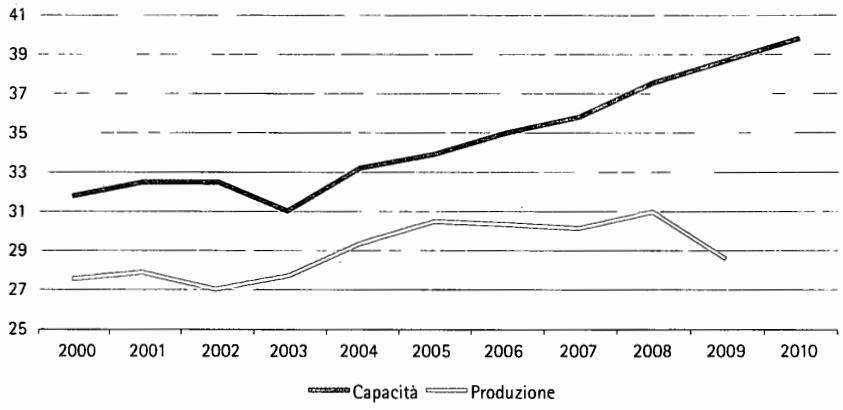
Capacità dell'offerta

La capacità produttiva del sistema petrolifero mondiale è attualmente superiore di 90 milioni di barili/giorno rispetto a una domanda che, nel 2009, difficilmente potrà superare gli 84-85 milioni di barili/giorno. L'OPEC stima la propria capacità produttiva in circa 39 milioni di barili/giorno, escludendo i gas liquidi ma includendo l'Iraq, mentre la richiesta di greggio OPEC (*call on* OPEC) nel 2009 è stimata dall'AIE in non più di 29-30 milioni di barili/giorno. Pertanto, rispetto al primo trimestre del 2008, quando si temevano imminenti problemi di copertura della domanda con l'offerta disponibile, la capacità produttiva nel primo trimestre del 2009 si presenta come ampiamente sufficiente (Fig. 1.8). Il problema, semmai, è come riattivare un livello di offerta adeguato a soddisfare la domanda, una volta che il fabbisogno riprenderà a crescere a ritmi sostenuti.

FIG. 1.8

Capacità produttiva OPEC dal 2000 al 2010

Milioni di barili/giorno



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, aprile 2009.

Investimenti

Se nel breve periodo il basso prezzo del petrolio sembra favorire i consumatori, nel più lungo periodo non può che aggravare l'equilibrio tra domanda e offerta per via della scarsità di investimenti in nuova capacità produttiva. Il problema investe l'intera filiera, inclusi gli investimenti nelle sabbie bituminose che agli attuali prezzi del greggio non sono più convenienti e la cui ripresa difficilmente potrà essere riavviata prima del 2013.

Il crollo del prezzo ha avuto un effetto immediato sul numero di impianti di trivellazione in funzione, che è un indicatore primario degli investimenti nell'*upstream* petrolifero. Il numero di impianti in azione è aumentato costantemente con la crescita del prezzo del greggio negli ultimi anni, soprattutto negli Stati Uniti dove è quasi raddoppiato da 1.119 nel primo trimestre del 2004 a 1.978 nel terzo trimestre del 2008, per poi scendere rapidamente nel quarto trimestre e, soprattutto, nel primo trimestre del 2009 (Fig. 1.9). La figura evidenzia una risposta al calo del prezzo del greggio assai più veloce che non nella fase di aumento, dove l'incertezza nella valutazione del rischio di investimento gioca un ruolo determinante.

L'AIE valuta un calo della spesa in esplorazione e sviluppo del 20% nel 2009, un raddoppio rispetto alla precedente previsione di fine 2008. Il ridimensionamento degli investimenti condur-

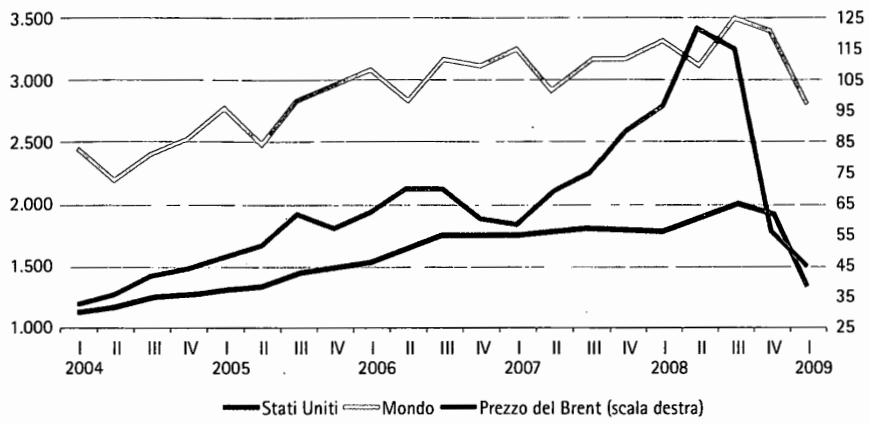


FIG. 1.9

Impianti di perforazione in funzione dal 2004 al 2009

Numero di impianti in funzione e prezzo del Brent in $/barile

Fonte: *Baker Hughes International.*

rebbe a una perdita produttiva di 2,5 milioni di barili/giorno già nel 2009 e di 3 milioni nel 2010, soprattutto nei Paesi non OPEC, dove è prevista una diminuzione di almeno un milione di barili/giorno. Ritardi nei progetti di sviluppo dell'*upstream* si riflettono anche sui progetti di investimento in nuove raffinerie. La nuova capacità produttiva che, secondo le previsioni, dovrebbe entrare in esercizio nel prossimo quinquennio (prevalentemente in Medio Oriente, Cina e altri Paesi asiatici) ammonta a circa 8 milioni di barili/giorno, ma tre quarti di essa sono considerati a rischio e non saranno disponibili quando serviranno, se non si riprende in tempi brevi la domanda di distillati.

È significativo il fatto che i prezzi del petrolio nei contratti *future* a più lungo termine (da 2 a 5 anni e oltre) tendono a un forte rialzo verso gli 80 $/barile (per esempio, il WTI per consegna a dicembre 2015). La forza dei contratti *forward* riflette la preoccupazione che, una volta superata la crisi del credito e riavviata l'economia mondiale, l'offerta non sarà più in grado di soddisfare la domanda se non a prezzi molto più elevati.

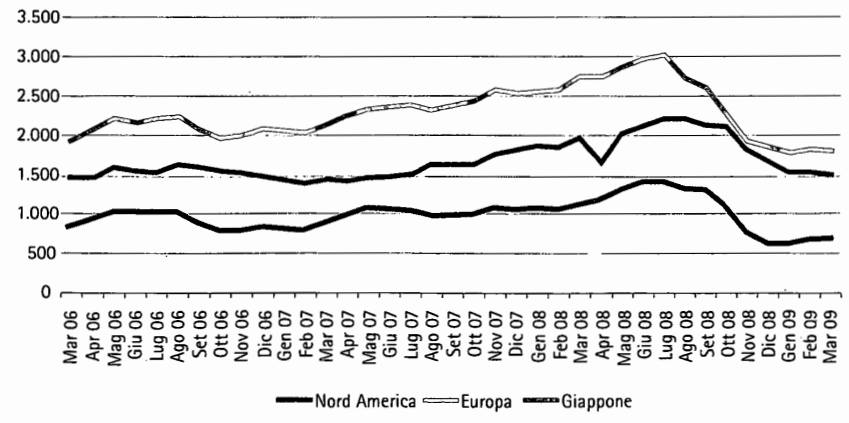


FIG. 1.10

Prezzo della benzina al consumo dal 2006 al 2009

Prezzo finale in $/tep

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Prezzi dei prodotti raffinati

Le quotazioni internazionali dei prodotti raffinati hanno seguito l'andamento del prezzo del greggio senza ritardi significativi ma con notevoli diversità a seconda del distillato e dell'area. Le differenze (vedi Fig. 1.10 che riporta, a titolo di esempio, il prezzo della benzina) sono dovute soprattutto alla diversa fiscalità praticata nelle tre aree OCSE, molto meno al prezzo del greggio e ai margini di raffinazione. È tuttavia sorprendente la somiglianza del profilo del prezzo relativo dei prodotti tra le tre aree con scarti rispetto alla media del mese generalmente inferiori al 57%. I rapporti tra il picco di luglio 2008 e il prezzo a marzo 2006 sono tuttavia molto differenti per i prodotti in relazione alla diversa domanda e offerta: 1,6 per la benzina; 1,7 per il gasolio motori; 1,9 per il gasolio riscaldamento; 2,1 per l'olio combustibile. I profili temporali sono stati influenzati anche dalle diverse politiche fiscali praticate nelle tre aree considerate, come si evince dalla tavola 1.2 che confronta la componente fiscale nel prezzo finale ad aprile 2008 con quella nel prezzo finale a marzo 2009.

TAV. 1.2

Incidenza percentuale della componente fiscale sul prezzo al consumo dei prodotti petroliferi tra aprile 2008 e marzo 2009

PRODOTTI	APRILE 2008	MARZO 2009	MEDIA	AUMENTO (%)
Benzina				
Nord America	19,9	28,1	23,1	41,3
Europa	58,1	67,4	61,3	16,0
Giappone	28,3	54,6	43,0	92,9
Gasolio motori				
Nord America	16,2	26,2	18,8	62,0
Europa	40,4	52,9	43,2	31,0
Giappone	18,6	37,4	29,0	100,7
Gasolio riscaldamento				
Nord America	8,2	9,2	8,3	12,4
Europa	28,1	35,1	29,6	24,8
Giappone	6,8	7,9	7,0	16,4
Olio combustibile				
Nord America	0,0	0,0	0,0	-
Europa	5,6	8,7	6,3	54,4
Giappone	4,8	4,8	4,8	0,0

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Utilizzo delle raffinerie e margine di raffinazione

Il calo nell'utilizzo della capacità di raffinazione che si protrae nei Paesi OCSE ormai da diversi anni, almeno come tendenza di lungo termine, è continuato anche nel 2008 sebbene con alti e bassi in relazione all'andamento del prezzo del petrolio, delle scorte e dei margini di raffinazione. Da valori attorno al 90% a fine 2005, il tasso di utilizzo è via via calato a valori inferiori all'85% nei primi mesi del 2009 con forti oscillazioni mensili soprattutto nelle raffinerie giapponesi, ma anche in quelle statunitensi (Fig. 1.11). Tale andamento non stupisce più di tanto considerando il ristagno dei consumi di prodotti petroliferi dei Paesi OCSE negli ultimi 5 anni.

Le scorte di greggio nel 2008 sono state quasi sempre inferiori alla media degli anni dal 2005 al 2007 in tutte e tre le aree OCSE. A esclusione del Giappone, anche le scorte di prodotti sono rimaste inferiori o prossime alla media dei precedenti 3 anni. Le scorte sia di greggio sia di prodotti sono invece partite in rialzo nel 2009. Particolarmente negli Stati Uniti, il calo della domanda di prodotti ha contribuito a gonfiare le scorte commerciali oltre i massimi livelli storici, soprattutto quelle di greggio, ma anche quelle di benzina e di altri distillati. All'aumento delle scorte hanno contribuito pure le importazioni di benzina e di altri prodotti dall'area europea.

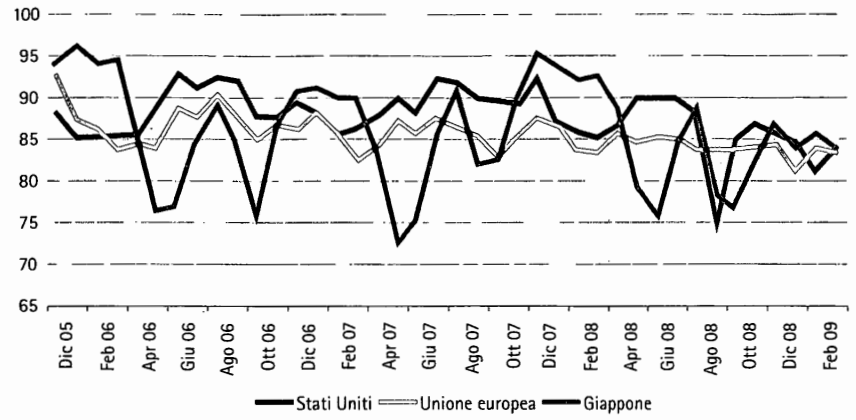


FIG. 1.11

Tassi di utilizzo della capacità di raffinazione dal 2006 al 2009

Valori percentuali

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report.*

Durante la prima parte del 2008 i margini si sono mantenuti su livelli discreti, se non proprio buoni, almeno per le lavorazioni più complesse, seppure con una notevole variabilità legata al diverso andamento del prezzo del greggio e dei prodotti raffinati (Fig. 1.12). La lavorazione con processi di *cracking* e *reforming* ha prodotto i margini più elevati, particolarmente forti nel caso dei greggi più pesanti e pertanto meno costosi. La caduta del prezzo del greggio nel mese di luglio ha innanzitutto causato la riduzione dei margini. Successivamente, in agosto e in settembre, lo sfasamento di circa un mese tra il crollo del prezzo del greggio e quello dei distillati ha determinato una breve fiammata nel margine di raffinazione, molto forte per il WTI (21 $/barile), ma significativa anche per il Brent e il Dubai.

Nell'ultimo trimestre, nonostante il crollo dei prezzi del greggio e dei prodotti, i margini di raffinazione sono rimasti generalmente accettabili, seppure con livelli differenziati in funzione della qualità dei greggi trattati e del tipo di lavorazione. In questo periodo il prezzo dei prodotti ha perso il sostegno della domanda, ormai avviata a un calo accelerato, e i margini sono crollati a valori prossimi a zero. La sensitività alle condizioni esterne si desumono dal breve ma forte rialzo del margine del WTI a febbraio 2009 in corrispondenza del calo all'81% del

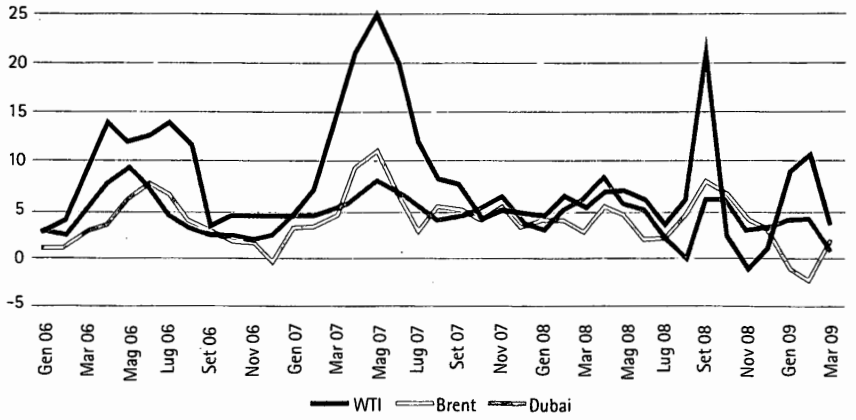


FIG. 1.12

Margini di raffinazione nelle aree OCSE nel 2008 e nel 2009

$/barile

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report.*

tasso di utilizzo delle raffinerie americane per un anticipo di manutenzione, normalmente effettuata in primavera.
La situazione rimane molto instabile con i margini continuamente sotto pressione e prossimi a zero. Il crollo delle prospettive economiche e della domanda di derivati petroliferi non permette previsioni ottimistiche sul tasso di utilizzo delle raffinerie e sui margini nel 2009. Peraltro, l'esiguità dei margini di raffinazione, problema accentuato dal leggero recupero del prezzo del greggio nel mese di marzo 2009, frena l'utilizzo degli impianti.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2008 la stasi o calo dei consumi di petrolio e carbone (vedi oltre), registrata quasi ovunque nell'area OCSE, non si è verificata per il gas naturale (Tav. 1.3). Il consumo di gas è infatti cresciuto apprezzabilmente nella maggior parte dei Paesi OCSE in relazione alle condizioni climatiche più rigide rispetto ai 2 anni precedenti e all'aumento della generazione elettrica a base di gas naturale, sostenuta anche dai prezzi più favorevoli rispetto al carbone e al petrolio, almeno nella prima parte del 2008. Vi sono state, tuttavia, notevoli differenze tra Paesi con aumenti piuttosto elevati (in Giappone, Regno Unito e Spagna) e cali altrettanto cospicui (in Australia, Canada e Germania). Tuttavia, dai dati disponibili per gli ultimi mesi è evidente che la crisi economica sta deprimendo anche i consumi di gas naturale negli usi diretti, nell'industria manifatturiera e nella generazione elettrica. Infatti, nonostante l'inverno più rigido, i consumi al picco invernale non si discostano significativamente da quelli degli anni precedenti, mentre è rimasto costante o diminuito il distacco tra massimo invernale e minimo estivo (Fig. 1.13).
Nell'Unione europea l'aumento del 2% nei consumi di gas rispetto al 2007 si è concentrato in 4 Paesi (Francia, Paesi Bassi, Spagna e Regno Unito) mentre nella maggioranza dei Paesi membri (18 su 27) la variazione è stata prossima a zero o negativa (Tav. 1.4). I consumi sono attualmente concentrati negli usi civili, seguiti dall'industria: insieme coprono circa il 75% del fabbisogno totale. Nelle ultime previsioni della Commissione europea l'incidenza della generazione di elettricità sul fabbisogno totale raggiungerà un massimo di circa il 30% nel quinquennio 2015-2020, anche in considerazione dell'obiettivo "20-20-20"[2]. L'aumento dei consumi nella generazione (sia assoluto sia relativo) coinvolge quasi tutti i Paesi ma interessa soprattutto l'Italia, la Germania e i Paesi Bassi, mentre un forte calo è previsto per il Regno Unito e la Spagna.
Il prezzo elevato del gas sui mercati internazionali durante la maggior parte dell'anno ha favorito un maggiore ricorso alla produzione rispetto alle importazioni, soprattutto in Nord America dove l'aumento dei fabbisogni è stato coperto interamente da risorse interne con un calo delle importazioni. Il forte aumento della produzione nei Paesi Bassi e in Danimarca (rispettivamente 10,9% e 9,4%) è stato insufficiente a compensare il calo della produzione di Regno Unito, Italia e Germania: per far fronte all'incremento della domanda le importazioni in Europa sono quindi aumentate in modo consistente. Nell'area del Pacifico la produzione interna è invece calata determinando una forte crescita delle importazioni che rappresentano ormai l'86% dei consumi, rispetto al 59% dell'Europa e al 16% del Nord America.

2 Nel dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato il pacchetto clima-energia volto a conseguire gli obiettivi che l'Unione europea si è fissata per il 2020: ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 20%, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili.

TAV. 1.3

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE

G(m³)

	2004	2005	2006	2007	2008
OCSE Nord America					
Produzione interna	759	745	762	782	818
Importazioni(A)	139	138	133	152	135
da Paesi OCSE	*121*	*120*	*116*	*130*	*125*
da Paesi non OCSE	*18*	*18*	*17*	*22*	*9*
Esportazioni	129	127	123	135	141
Disponibilità	769	755	771	799	811
Variazione scorte	-2	-9	12	-15	-10
Consumo	771	764	760	814	821
OCSE Pacifico					
Produzione interna	42	44	46	48	47
Importazioni(A)	109	110	122	131	139
da Paesi OCSE	*14*	*17*	*19*	*19*	*19*
da Paesi non OCSE	*95*	*93*	*103*	*113*	*121*
Esportazioni	12	15	18	21	21
Disponibilità	139	139	151	159	165
Variazione scorte	1	-1	2	-1	2
Consumo	138	140	149	160	163
OCSE Europa					
Produzione interna	326	315	308	294	307
Importazioni(A)	365	394	416	415	438
da Paesi OCSE	*140*	*141*	*152*	*164*	*171*
da Paesi non OCSE	*225*	*253*	*264*	*251*	*267*
Esportazioni	155	163	176	175	189
Disponibilità	535	546	548	533	555
Variazione scorte	3	-1	9	-7	5
Consumo	533	547	539	540	550

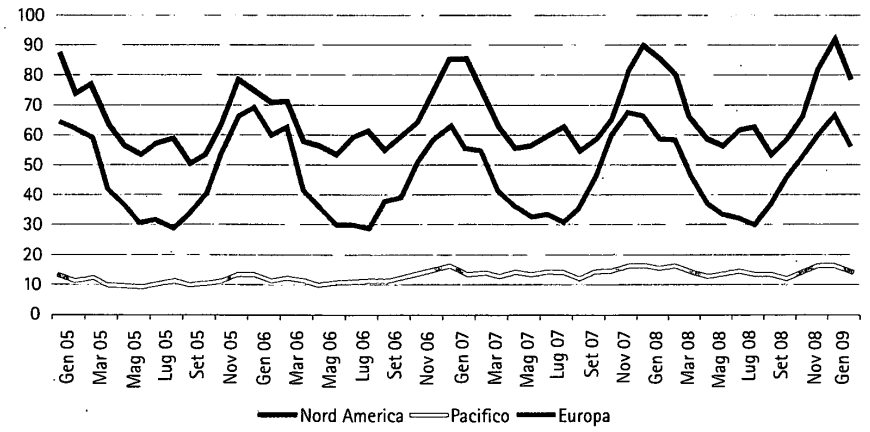
(A) Incluse le importazioni attraverso le frontiere interne alle aree OCSE.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey.*

FIG. 1.13

Consumo mensile di gas naturale nell'area OCSE dal 2006 al 2009

G(m³)



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey.*

TAV. 1.4

Consumo settoriale di gas nei Paesi membri dell'Unione europea negli ultimi due anni e previsioni al 2030

G(m³)

PAESI	ANNO 2007				ANNO 2008	ANNO 2030	
	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	USI CIVILI E ALTRO(A)	TOTALE		CONSUMI TOTALI	GENERAZIONE ELETTRICA
Austria	3,1	2,9	2,1	8,1	8,6	11,4	2,9
Belgio	6,5	5,4	5,6	17,5	17,6	21,3	8,2
Bulgaria	1,1	0,9	1,4	3,4	3,3	4,5	1,0
Danimarca	1,0	0,8	2,4	4,1	4,1	3,3	0,7
Estonia	0,5	0,1	0,5	1,0	1,0	1,1	0,2
Finlandia	2,3	0,9	1,3	4,4	4,6	5,0	3,0
Francia	16,7	0,5	28,6	45,8	47,4	53,0	3,6
Germania	37,0	9,8	39,2	86,0	85,1	107,1	24,3
Grecia	0,7	2,9	0,3	4,0	4,2	7,7	5,4
Irlanda	0,5	3,3	1,2	5,0	5,3	5,5	2,9
Italia	19,6	33,5	29,8	82,9	82,8	114,3	49,4
Lettonia	0,3	0,9	0,3	1,6	1,6	2,9	1,2
Lituania	1,8	1,3	0,3	3,4	3,1	5,0	2,4
Lussemburgo	0,4	0,6	0,4	1,4	1,3	1,7	0,7
Paesi Bassi	15,9	8,1	15,8	39,8	41,4	44,9	15,2
Polonia	7,6	1,0	5,3	13,9	14,2	27,7	2,6
Portogallo	1,4	1,1	1,8	4,2	4,6	6,9	3,9
Regno Unito	12,2	34,9	50,4	97,6	101,8	83,1	24,9
Repubblica Ceca	4,9	0,0	3,8	8,7	8,7	10,7	1,0
Romania	5,0	4,0	6,5	15,5	14,4	23,1	3,1
Slovacchia	2,9	0,0	2,6	5,5	5,5	10,1	2,3
Slovenia	0,7	0,0	0,3	1,1	1,0	1,9	0,4
Spagna	19,3	13,1	5,2	37,6	41,4	39,6	10,1
Svezia	0,5	0,4	0,2	1,1	1,0	3,5	0,7
Ungheria	1,9	4,5	6,4	12,8	12,7	18,1	5,6
Unione europea(B)	**163,9**	**130,9**	**211,6**	**506,4**	**516,7**	**613,5**	**175,5**

(A) Include teleriscaldamento e trasporto.

(B) Sono esclusi Cipro e Malta che attualmente non hanno approvvigionamenti di gas naturale.

Fonte: Eurogas, marzo 2009.

L'indicizzazione ai prodotti petroliferi, che regola la maggior parte delle importazioni di gas naturale nei contratti di lungo termine, ha ritardato di oltre un trimestre il calo dei prezzi alle frontiere europee. Essi hanno raggiunto il loro massimo storico di quasi 16 $/MBtu (45 c€/m³), calcolato come media pesata delle principali importazioni, nel mese di novembre 2008 per scendere a 14 $/MBtu in gennaio e a meno di 11 $/MBtu a marzo 2009 (Fig. 1.14). Molto simile è l'andamento delle importazioni in Giappone che sono analogamente in buona parte indicizzate ai prodotti petroliferi. Ben diversa è la situazione negli Stati Uniti dove il prezzo all'ingrosso, definito al Nymex con riferimento all'*Henry Hub*, ha seguito di pari passo l'andamento del prezzo del greggio WTI attraverso meccanismi di arbitraggio sui mercati finali. Nel mese di marzo 2009 il prezzo all'*Henry Hub* era sceso a meno di 4 $/MBtu, ovvero un quarto del prezzo al picco di luglio.

I prezzi del gas russo, norvegese e olandese, che coprono attorno al 75% delle importazioni dei Paesi europei, sono stati molto simili durante il corso del 2008, come del resto anche nel 2007, quasi sempre con un leggero vantaggio per il gas di provenienza russa. Come anche negli anni precedenti, il prezzo del gas algerino è rimasto distante del 20% circa verso l'alto o verso il basso, rispettivamente, per le importazioni via GNL e via metanodotto (Fig. 1.15).

Diversamente dal prezzo di riferimento per gli Stati Uniti, i prezzi negli *hub* europei di Bunde/TTF, NBP e Zeebrugge non hanno seguito da vicino l'andamento del prezzo del petrolio, probabilmente per via delle inquietudini originate da avvenimenti come la guerra in Georgia, l'intervento a Gaza e l'in-

terruzione delle forniture a seguito del contenzioso russo-ucraino (Fig. 1.16). Pare tuttavia verosimile l'adozione da parte dei *trader* di una strategia di appiattimento sui prezzi molto più favorevoli nei contratti di lungo termine agganciati al petrolio, ancora di gran lunga prevalenti sul mercato europeo, che hanno permesso di prolungare di diversi mesi i guadagni connessi alla bolla petrolifera. Se i punti di scambio funzionassero in modo perfetto, il prezzo negli *hub* sarebbe calato a meno di 15 c€/m^3 già nel mese di settembre 2008, mentre questo valore è stato raggiunto solo nel marzo 2009, con poco più di un mese di anticipo sul prezzo medio alle frontiere europee.

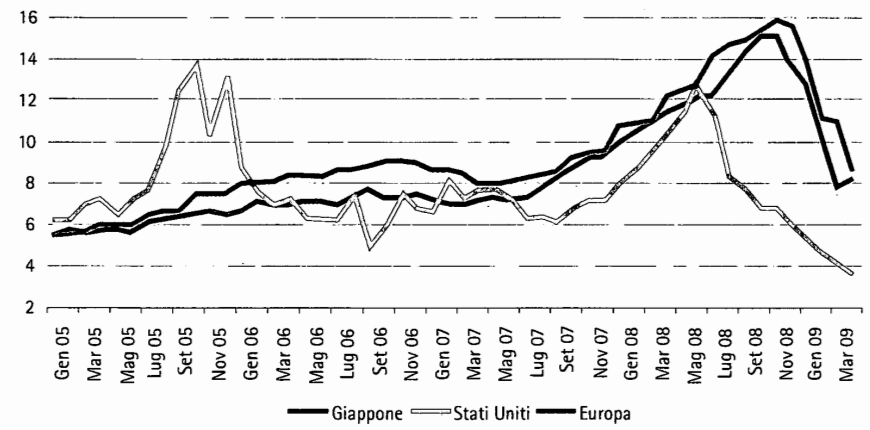


FIG. 1.14

Prezzi internazionali del gas(A) dal 2005 al 2009

$/Mbtu

(A) Il prezzo medio per il Giappone non include il corrispettivo per la rigassificazione, comunque inferiore a 1 $/Mbtu. Il prezzo per gli Stati Uniti è quello registrato sull'*Henry Hub*. Il prezzo per l'Europa è calcolato come media dei prezzi alle frontiere.

Fonte: *World Gas Intelligence*, Bloomberg e Argus.

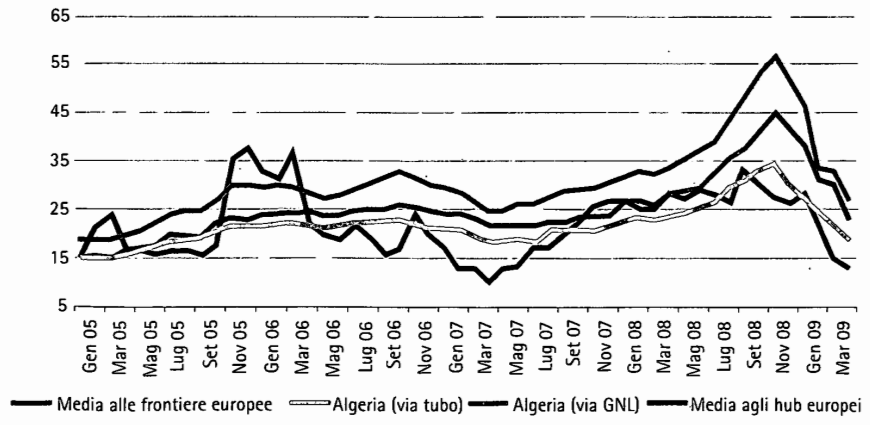


FIG. 1.15

Prezzo del gas naturale sul mercato europeo

c€/m^3

Fonte: *World Gas Intelligence* per i prezzi alle frontiere, Bloomberg per i prezzi agli *hub*.

L'andamento del prezzo al PSV risulta abbastanza in linea con il prezzo negli altri *hub* europei, seppure su valori alquanto più elevati imputabili sostanzialmente alla mancanza di concorrenza sul mercato italiano, che questo *hub* attualmente rappresenta. In ogni caso è significativo l'aumento registrato nel mese di gennaio 2009: esso riflette la crisi del gas innescata dal contenzioso russo-ucraino che trova solo un minimo riscontro negli *hub* del Nord Europa, meno influenzati dalle condizioni di offerta di gas russo.

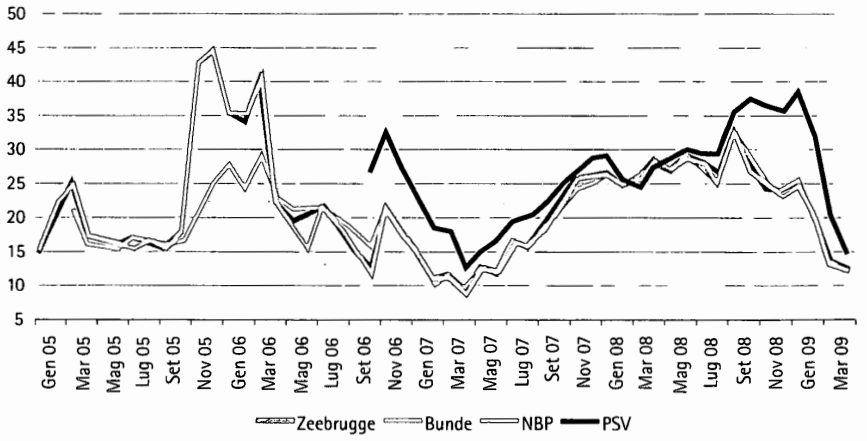
A questo riguardo è il caso di segnalare la maggiore sensibilità degli *hub* del Nord Europa alle interruzioni dell'analoga crisi dell'inverno 2006. In quell'anno ha giocato un ruolo centrale l'inverno molto più freddo rispetto a quello del 2008 con effetti sugli approvvigionamenti che in molti Paesi si sono prolungati fino a marzo. La crisi del 2008 ha tuttavia avuto risvolti non meno preoccupanti, sia per la maggiore durata delle interruzioni, che ha messo in ginocchio i Paesi dell'Est europeo, sia per le implicazioni economiche sui bilanci di Gazprom, da cui il governo russo dipende in misura significativa per le sue entrate. Data la profonda crisi economica che ha colpito l'Ucraina, la situazione di emergenza sembra destinata a prolungarsi se non ad aggravarsi anche nell'inverno del 2010. Infatti, la società ucraina Naftogas non ha le risorse per comprare il gas necessario per riempire i propri stoccaggi, oramai in buona parte svuotati, in vista della stagione fredda, e questo spinge il governo ucraino a chiedere aiuto all'Unione europea.

Il calo dei prezzi del gas naturale previsto durante la maggior parte del 2009, che si aggiunge al crollo del prezzo del petrolio, colpisce particolarmente la Russia, principale esportatore mondiale di gas e petrolio.

FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale negli hub europei

c€/m³



Fonte: Bloomberg.

La veloce dinamica involutiva del prezzo del greggio a confronto con il più lento meccanismo di indicizzazione in vigore nella maggior parte dei contratti di importazione del gas naturale, ha dato luogo a una forte e inedita divaricazione tra i prezzi dei prodotti petroliferi e il prezzo del gas naturale che ha spiazzato la concorrenza tra le fonti nel comparto industriale e della generazione termoelettrica. L'effetto ha avuto particolare risalto nel mercato europeo dove il prezzo del gas naturale ha superato quello dell'olio combustibile tra settembre e ottobre 2008, mantenendo un distacco di 140 $/tep ancora nel mese di marzo 2009. Sul mercato giapponese, l'aggancio è avvenuto nel mese di novembre ma è durato poco e a marzo 2009 il prezzo del gas era tornato a circa la metà di quello dell'olio combustibile. Sul mercato americano, nonostante la maggiore correlazione con il petrolio, il prezzo del gas naturale ha faticato a scendere, così che anche qui il divario di

prezzo tra le due fonti di energia si è ridotto a poco più di 90 $/tep in dicembre e in gennaio.

Sul mercato del Mediterraneo, ad alterare la convenienza relativa delle fonti di energia si è aggiunto lo sgonfiamento dei prezzi internazionali del carbone, in parte trascinato proprio dal crollo del prezzo del greggio. Tra luglio e novembre, mentre il prezzo dell'olio combustibile precipitava da circa 450 €/tep a valori prossimi e anche inferiori a 200 €/tep, il prezzo del gas naturale continuava a crescere fino a raggiungere un massimo di 490 €/tep prima di iniziare a calare. Nello stesso periodo il divario tra il prezzo dell'olio combustibile e quello del carbone da vapore, mantenutosi nell'ordine di 200 €/tep durante la maggior parte del 2007, è crollato praticamente a zero nel dicembre 2008.

Mercato internazionale del carbone

Nel corso del 2008 le quotazioni sui mercati internazionali del carbone hanno avuto un andamento che non si è discostato molto da quelle del petrolio. Ad esempio, il prezzo *cif* ARA è aumentato da 130 $/t, come media delle prime settimane di gennaio, per raggiungere un massimo di 224 $/t nelle prime settimane di luglio per poi crollare a meno di 84 $/t alla fine di dicembre.

Il prezzo medio sul mercato del Pacifico si è mosso in modo non dissimile, ma a livelli generalmente più bassi. A dire il vero anche nell'anno precedente le tendenze nei due mercati dell'Atlantico e del Pacifico in qualche modo riflettevano quella del prezzo del greggio, indicando una certa correlazione tra i mercati, sebbene le fonti siano solo parzialmente sostituibili (Fig. 1.17).

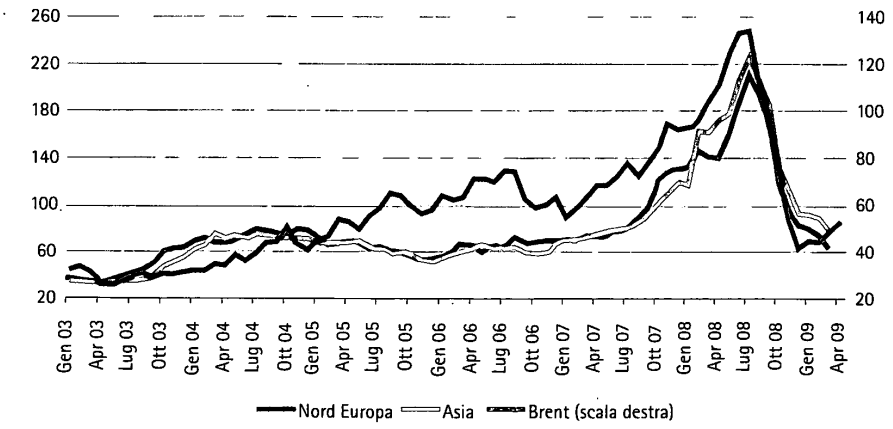


FIG. 1.17

Prezzo del carbone sui mercati internazionali

$/Mtec per il carbone e $/barile per il Brent

Fonte: *Platt's* per il carbone, *Icis Lor* per il Brent.

Nemmeno l'ondata di freddo e le tensioni sulle forniture di gas russo dell'inverno, che hanno interessato il continente europeo, hanno significativamente influito sui consumi di carbone termoelettrico i cui stock hanno continuato ad accumularsi nei porti di Amsterdam e Rotterdam. Sia in Europa sia in Asia, le *utility* si sono mosse con estrema cautela per evitare acquisti di carbone che poi sarebbero finiti in stoccaggio. I prezzi sono calati ancora nei primi mesi del 2009 a valori inferiori a 70 $/t che non si vedevano dall'estate del 2007, seppure doppi rispetto a quelli dell'anno precedente, quando è iniziato l'aumento dei prezzi. È soprattutto impressionante il grado di convergenza del prezzo di tutti i principali carboni, almeno a parità di contenuto calorico. Molte *utility* dei Paesi importatori, non fidandosi dei contratti di lungo termine, hanno comperato il carbone in base ad accordi di breve termine e ad acquisti sul mercato *spot*. Tanti operatori temono che il prezzo del carbone potrebbe tornare su livelli prossimi a 40 $/t, caratteristici della prima metà del 2006.

Il forte calo del prezzo del carbone è legato soprattutto alla recessione mondiale che ha colpito il settore siderurgico, quello cementiero e altri settori industriali che privilegiano l'uso del carbone, nonché il settore termoelettrico che ha risentito della stasi (quando non addirittura del calo) nei consumi di elettricità per usi industriali e civili, dovuta alla crisi economica mondiale. A tale condizione, nella seconda metà del 2008 ha contribuito inevitabilmente anche la difficile situazione del credito che si è aggiunta agli effetti della recessione mondiale.

L'impatto negativo sul mercato internazionale del carbone viene spesso attribuito al rallentamento dell'economia cinese la cui crescita è stata una delle principali cause dell'aumento del prezzo del carbone negli ultimi anni. Nel 2008 la Cina ha ridotto sia le sue esportazioni (da 51 a 42 milioni di tonnellate), sia le sue importazioni (da 42 a 30 milioni di tonnellate), cifre significative per l'import/export internazionale, ma trascurabili rispetto alla produzione interna. Il colpo decisivo al

TAV. 1.5

Principali flussi di carbone termico nel commercio internazionale dal 2000 al 2008

Milioni di tonnellate

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA								
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	TOTALE
Esportazioni totali									
2004	108,5	89,7	36,9	53,8	80,9	15,1	12,5	92,4	489,8
2005	108,7	107,0	49,9	57,8	66,4	18,6	11,6	103,7	523,5
Anno 2006	**112,7**	**124,7**	**64,4**	**65,2**	**58,9**	**39,5**	**11,3**	**99,1**	**575,9**
Unione europea	3,7	18,6	49,3	45,8	0,4	23,3	4,9	11,8	157,9
India	1,1	13,0	0,0	0,7	4,7	0,0	0,1	15,9	35,5
Giappone	57,4	26,2	8,7	0,0	18,6	0,0	0,0	51,2	162,1
Corea	17,6	16,9	4,1	0,0	17,6	0,0	0,1	0,2	56,5
Taiwan	14,9	21,0	1,3	0,0	13,3	0,0	0,0	11,3	61,7
Altri	17,9	29,0	1,0	18,7	4,3	16,2	6,2	8,7	102,1
Anno 2007	**112,1**	**132,0**	**67,8**	**66,2**	**50,5**	**41,6**	**15,2**	**130,9**	**616,4**
Unione europea	2,8	12,4	49,9	40,9	0,4	26,1	7,6	6,3	146,4
India	0,6	15,8	0,0	4,6	0,5	0,0	0,0	17,1	38,6
Giappone	63,3	26,2	10,8	0,2	14,4	0,0	0,0	57,1	172,0
Corea	15,4	22,1	5,6	0,1	18,2	0,0	0,0	1,7	63,1
Taiwan	17,7	18,9	1,3	0,0	12,7	0,0	0,0	15,0	65,6
Altri	12,3	36,6	0,2	20,4	4,4	15,5	7,6	33,6	130,7
Anno 2008	**125,4**	**126,8**	**65,3**	**59,2**	**41,8**	**34,5**	**21,8**	**59,6**	**534,4**
Unione europea	3,0	12,5	50,3	35,6	0,4	19,5	12,7	-3,3	130,7
India	0,9	15,5	0,0	2,8	0,8	0,0	0,1	15,7	35,8
Giappone	68,0	25,5	6,6	0,1	11,5	0,0	0,1	7,6	119,5
Corea	24,1	18,3	6,9	0,2	15,4	0,0	0,1	6,6	71,6
Taiwan	20,1	17,7	1,2	0,1	10,6	0,0	0,0	15,0	64,6
Altri	9,3	37,3	0,4	20,4	3,1	15,0	8,7	18,0	112,2

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

commercio del carbone è stato assestato dalla recessione in Giappone che è il principale importatore mondiale. La crisi giapponese si è riflessa in un calo del 30% dell'import di questo Paese ed è stata la causa principale del crollo (oltre 80 milioni di tonnellate di carbone, circa il 13%) delle importazioni a livello globale. È comunque evidente dalla tavola 1.5 che quasi tutte le aree, tra cui l'Unione europea, hanno accusato un calo nei consumi di carbone nel 2008.

La crisi ha invece avuto un impatto assai diversificato sui Paesi esportatori, colpendo soprattutto gli esportatori minori e le qualità meno pregiate di carbone. Complessivamente i sette principali Paesi esportatori hanno accusato un calo di appena il 2%. Tuttavia, escludendo l'Australia e gli Stati Uniti, che hanno addirittura aumentato le loro esportazioni, risulta per i rimanenti cinque Paesi un calo del 9%. La maggior parte della riduzione ha riguardato una ventina di esportatori che nell'ultimo decennio ha contribuito regolarmente a circa il 20% del commercio internazionale, le cui esportazioni nel 2008 si sono più che dimezzate.

Il calo dei consumi e il crollo del prezzo del carbone hanno provocato una profonda crisi del mercato dei noli, che ha visto le cessioni di cargo Capesize ridursi di 60 volte in meno di sei mesi (dal massimo storico di 240.000 $/giorno nel mese di giugno), provocando problemi di solvibilità per molti contraenti. Il problema è stato aggravato dal rallentamento del trasporto internazionale di materiali *dry bulk*, soprattutto di ferro dal Brasile alla Cina, che si è aggiunto al calo del mercato internazionale del carbone metallurgico e da vapore. Infatti, per le quantità trasportate e la lunghezza della rotta (maggiore delle rotte Sudafrica-Europa e Australia-Asia), il commercio tra Brasile e Cina condiziona significativamente il mercato dei noli. Il costo sulla rotta Richards Bay-Rotterdam è sceso a valori attorno a 10 $/t e sta diminuendo ancora da un minimo sostenibile che molti *trader* ritengono nell'ordine di 15 $/t. Tante navi sono rimaste ferme nei porti principali, sia dei Paesi produttori sia di quelli importatori, in attesa di tempi migliori ed è facile prevedere il fallimento per molti *trader* se le attività non riprenderanno presto.

Domanda e offerta di energia in Italia

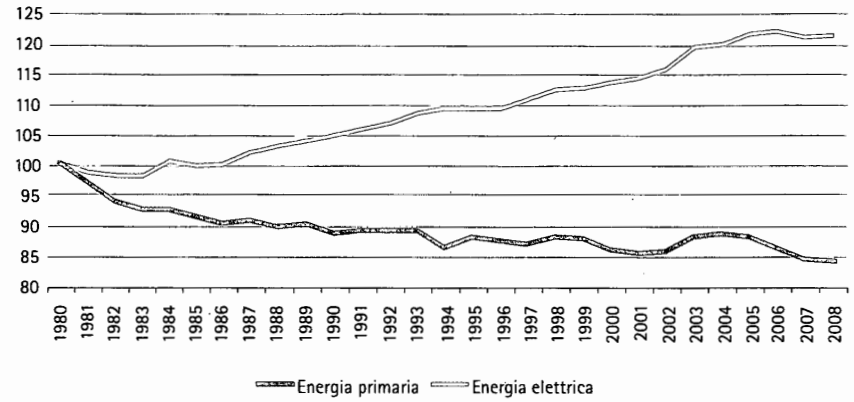
Il 2008 è il quarto anno consecutivo in cui l'Italia ha subito un calo dei consumi di energia primaria. Dopo il valore massimo di 196,7 Mtep raggiunto nel 2004, il fabbisogno di energia per i consumi interni è calato di 0,7 Mtep nel 2005 e 2006, di 1,3 Mtep nel 2007. Nel 2008 ha raggiunto 192,1 Mtep con un ulteriore calo di ben 2,1 Mtep. Si tratta dunque di una diminuzione complessiva di 4,8 Mtep in 5 anni. Il calo è solo in parte la conseguenza della scarsa (o negativa) crescita economica, come rilevato nella figura 1.18 che illustra il trend calante del rapporto tra fabbisogno di energia primaria e PIL verificatosi negli ultimi tre decenni, correlato con il continuo miglioramento del rendimento del sistema energetico nel suo complesso. In parallelo, si rileva comunque che il rapporto tra energia elettrica e PIL continua a crescere, seppure in modo non continuo. Nel 2008, la caduta del fabbisogno elettrico è stata inferiore a quella del PIL (-0,7% contro -1,0%), in modo che il rapporto è marginalmente cresciuto (Fig. 1.18).

La tavola 1.6, che confronta il bilancio dell'energia del 2008 con quello del 2007, offre una sintetica chiave di lettura dei cambiamenti avvenuti nel sistema energetico nazionale nel corso dell'ultimo anno. Il fabbisogno o disponibilità di energia per i consumi interni, di cui sopra, è la risultante ottenuta sommando la produzione interna alle importazioni e sottraendo le esportazioni e le variazioni delle scorte. Prima di essere

FIG. 1.18

Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2008

Numeri indice 1980 = 100



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

TAV. 1.6

Bilancio dell'energia in Italia nel 2007 e nel 2008

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO-VABILI	ENERGIA ELETTRICA[A]	TOTALE
ANNO 2008						
Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
Importazione	16,76	63,42	101,62	0,73	9,46	191,98
Esportazione	0,14	0,17	28,41	0,10	0,76	29,57
Variazione scorte	0,13	0,85	-0,99	0,02	0,00	0,00
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,96	70,03	79,44	16,95	8,70	192,07
Consumi e perdite del settore energetico	-0,76	-1,23	-5,38	-0,10	-42,08	-49,55
Trasformazione in energia elettrica	-11,69	-28,30	-5,91	-13,87	59,77	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,50	68,14	2,98	26,40	142,52
- industria	4,36	14,37	7,12	0,36	11,63	37,83
- trasporti	0,00	0,53	42,60	0,60	0,93	44,66
- usi civili	0,01	24,67	5,06	1,80	13,36	44,90
- agricoltura	0,00	0,16	2,41	0,22	0,48	3,27
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,20	0,00	0,00	8,11
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,76	0,00	0,00	3,76
ANNO 2007						
Produzione	0,54	8,01	5,86	13,57	0,00	27,98
Importazione	16,83	61,01	107,82	0,74	10,77	197,17
Esportazione	0,19	0,06	30,76	0,01	0,58	31,59
Variazione scorte	-0,02	-1,08	0,46	0,00	0,00	-0,65
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,21	70,04	82,46	14,30	10,18	194,20
Consumi e perdite del settore energetico	-0,77	-1,27	-6,08	-0,10	-42,76	-50,99
Trasformazione in energia elettrica	-11,94	-28,29	-7,25	-11,70	59,18	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,48	69,13	2,50	26,60	143,21
- industria	4,36	15,81	7,15	0,37	12,00	39,68
- trasporti	0,00	0,49	43,39	0,16	0,90	44,93
- usi civili	0,01	23,25	5,11	1,76	13,22	43,34
- agricoltura	0,00	0,16	2,46	0,22	0,49	3,32
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,47	0,00	0,00	8,38
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,56	0,00	0,00	3,56

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

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

accessibile per gli usi finali, tale energia deve essere trasformata nelle fonti finali impiegate nei processi di consumo e trasportata sul luogo di utilizzo finale. Nei bilanci abbreviati riportati nella tavola, l'energia necessaria per passare dall'energia primaria all'energia finale viene raggruppata in due settori: *trasformazione in energia elettrica* e *consumi e perdite del settore energetico*, che include la raffinazione e la cokefazione nonché l'energia spesa per il trasporto e la distribuzione delle fonti finali.

Domanda di energia negli usi finali

L'insieme delle fonti consumate per gli impieghi finali ha subito un calo dello 0,5%, soprattutto nei comparti industriali che hanno evidenziato una riduzione complessiva del 4,4%. Particolarmente esposti alla crisi sono stati il settore metallurgico (-16%) e quello petrolchimico (-11%) seguiti dal settore del cemento; ma praticamente tutti i settori manifatturieri hanno ridotto i consumi in modo significativo. La figura 11.9, che confronta l'andamento della variazione mensile degli usi finali negli ultimi anni rispetto alla media storica, evidenzia l'eccezionalità del 2008, caratterizzato dall'aggravarsi della congiuntura economica nella seconda metà dell'anno, e il difficile inizio del 2009. L'andamento fortemente decrescente nel corso del 2008 è stato rafforzato dalle condizioni climatiche avverse dei primi mesi, mentre l'inverno del 2007 era stato molto mite. Sebbene il calo sia avvenuto in via generale per tutto lo spettro degli usi finali, l'andamento è assai diverso per fonte e settore.

Gli effetti della congiuntura economica sui consumi di energia elettrica, già presenti a metà del 2008, sono emersi in tutta chiarezza nell'ultimo trimestre dell'anno con una caduta del fabbisogno rispetto all'anno precedente che ha superato il 6% in novembre e dicembre. Il calo è stato particolarmente forte nelle regioni settentrionali ma comunque rilevante anche nelle regioni meridionali. Come conseguenza, la punta invernale nel mese di dicembre è stata di gran lunga inferiore alla punta estiva di luglio (rispettivamente, 52,2 GW contro 55,3 GW), mentre nel 2007 le due punte erano molto vicine (56,8 contro 56,6 GW). Complessivamente durante l'anno i consumi elettrici sono calati dello 0,7%, valore che tuttavia nasconde un andamento assai differenziato tra le diverse regioni: fortemente negativo nelle regioni settentrionali ma ancora discretamente positivo nelle regioni meridionali (Tav. 1.7). La riduzione più forte è avvenuta, non sorprendentemente, nel settore industriale (-3,1%) mentre il settore degli usi civili evidenzia una leggera crescita, nonostante il calo del settore terziario che vi incide per il 50%.

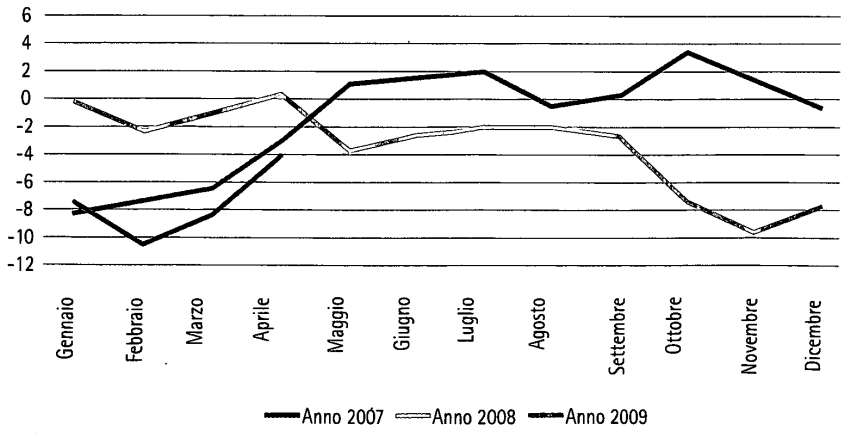


FIG. 1.19

Variazione dei consumi mensili finali di energia rispetto allo stesso mese degli anni 2003-2007

Valori percentuali(A)

(A) Non comprende gli usi finali del carbone. Sono anche esclusi, in quanto non usi finali, i consumi e le perdite di energia per la generazione elettrica, la raffinazione e altri processi di raffinazione , nonché per il trasporto.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 1.7

Richiesta di energia elettrica sulla rete per aree territoriali nel 2007 e nel 2008

GWh

AREA TERRITORIALE	2007	2008	VARIAZIONE ANNO SU ANNO	PERCENTUALE ESCLUSO IL 29/02/08
Liguria - Piemonte - Val d'Aosta	36,6	35,4	-3,3	-3,6
Lombardia	70,8	67,9	-4,1	-4,4
Friuli Venezia Giulia - Trentino Alto Adige - Veneto	49,8	49,5	-0,6	-0,9
Emilia Romagna - Toscana	50,8	50,7	-0,3	-0,6
Abruzzo - Lazio - Marche e Molise - Umbria	48,8	48,5	-0,6	-0,9
Basilicata - Calabria - Campania - Puglia	48,7	50,2	3,0	2,7
Sicilia	21,9	22,5	2,9	2,6
Sardegna	12,6	13,0	3,4	3,1
ITALIA	339,9	337,6	-0,7	-1,0

Fonte: Terna.

Dopo un inizio d'anno caratterizzato da condizioni climatiche relativamente rigide e da una forte crescita dei consumi di gas naturale, l'aumento dei prezzi, sfasato di parecchi mesi rispetto a quello del petrolio, ha avuto la meglio e i consumi sono calati in termini sia relativi sia assoluti nel corso dell'anno, per determinare una variazione complessiva praticamente nulla in confronto all'anno precedente. Il crollo dei consumi, causato dall'impatto negativo della crisi economica sui consumi industriali, è stato particolarmente forte dal mese di novembre in poi continuando anche nei primi mesi del 2009, nonostante l'inverno insolitamente freddo. Il calo dei consumi nel settore industriale nel 2008 nel suo complesso è stato pari al 9,1%, mentre i consumi negli usi civili, determinati prevalentemente dal riscaldamento degli ambienti, sono aumentati del 6,1%.

Il petrolio ha registrato il calo più consistente tra le fonti energetiche negli usi finali (-1,4%). La riduzione dei consumi era già presente nel 2007 in relazione al crescente prezzo del greggio e non ha fatto altro che aggravarsi nel corso del 2008, peggiorando ancora nei primi mesi del 2009, per effetto della crisi economica. La diminuzione dei consumi è stata significativa in tutti i settori, soprattutto in quello dei trasporti che hanno visto un calo assoluto di poco inferiore a un milione di tep (-1,8%). Il settore meno colpito è stato quello degli usi civili, dove i prodotti petroliferi sono comunque presenti in forma minoritaria.

Offerta di energia

A eccezione delle fonti rinnovabili, straordinariamente cresciute del 20%, la produzione delle fonti primarie di energia è diminuita, nel corso del 2008, del 4,6% per il gas naturale e dell'11% per il petrolio. A ciò può avere contribuito il ristagno nel fabbisogno, ma almeno per il gas naturale un calo era in ogni caso atteso, visti i deboli investimenti in attività di esplorazione e sviluppo effettuati nell'ultimo decennio.

L'andamento dell'import/export è risultato assai diversificato a seconda della fonte. La riduzione del fabbisogno e la debolezza dei mercati internazionali hanno risparmiato l'Italia da un ulteriore aumento delle importazioni di idrocarburi, che si sono complessivamente ridotte di 3,8 Mtep (dell'1,2% rispetto al 2007). Tuttavia, tale diminuzione risulta dalla compensazione tra un forte calo delle importazioni di greggio e semilavorati (-5,7%) e il significativo aumento delle importazioni di gas naturale (3,9%). La caduta delle importazioni di greggio e semilavorati si spiega con il crollo dei mercati internazionali che ha determinato la riduzione delle esportazioni di raffinati, ma anche con il calo del mercato interno. La differenza tra domanda e offerta è andata a ingrossare le scorte di prodotti finiti (+1,0 Mtep), come del resto è avvenuto in altri Paesi, primo tra tutti gli Stati Uniti. Viceversa, l'aumento delle importazioni di gas naturale, a fronte di una domanda praticamente invariata, si spiega con la diminuzione delle importazioni nel 2007 per via del forte prelievo dagli stoccaggi colmati nell'anno precedente, mentre le importazioni in eccesso nel 2008 sono state immesse negli stoccaggi.

Il forte aumento della generazione idroelettrica, a basso costo rispetto alla generazione termoelettrica, ha notevolmente cambiato i parametri di riferimento per il commercio internazionale dell'energia elettrica, determinando un consistente decremento delle importazioni (-12%) e un ancora più forte

aumento delle esportazioni (30%) rispetto all'anno precedente. Il favorevole rapporto tra importazioni ed esportazioni di elettricità è stato comunque facilitato anche dal calo del fabbisogno elettrico.

Nonostante i miglioramenti nell'efficienza della generazione termoelettrica - dovuti essenzialmente alla sostituzione di impianti termoelettrici tradizionali a favore di cicli combinati a gas naturale, risultanti in un risparmio di circa 4,5 Mtep nel 2008 rispetto alle condizioni del 2004 - la generazione e la trasmissione elettrica rimangono di gran lunga le principali componenti dei consumi e delle perdite del settore energetico (87%). I rimanenti consumi e perdite sono notevolmente calati nel corso del 2008, soprattutto per la minore attività della raffinazione (-6%).

Diversamente dal fabbisogno elettrico, la generazione elettrica è aumentata, trascinata dalla forte ripresa dell'energia idroelettrica (18%) dopo diversi anni di calo dovuto alla scarsa piovosità. In tema di rinnovabili è anche da segnalare la forte crescita dell'energia eolica (59,5%) che sorpassa la generazione geotermica (6,4 contro 5,2 TWh), mentre rimane trascurabile l'apporto del fotovoltaico (200 MWh), seppure in forte crescita (quasi decuplicato dall'anno precedente). L'impulso dovuto alla generazione da fonti rinnovabili, non oberate da costi di combustibile, ha avuto l'effetto di limitare il ricorso alla generazione termoelettrica che è diminuita del 2,1% (da 265,8 a 260,2 TWh lorde).

La generazione da prodotti del petrolio ha continuato la sua oramai ventennale discesa (-20%) per contribuire appena con il 7% alla generazione termoelettrica lorda totale. A causa dell'elevato prezzo del carbone sui mercati internazionali, mantenutosi alto fino a dopo l'estate del 2008, la generazione da questa fonte ha registrato un calo del 2,1%. Con i prezzi oramai tornati sui livelli del 2006 e con l'entrata in esercizio delle unità a carbone della centrale di Civitavecchia, la generazione da carbone dovrebbe poter registrare un apprezzabile aumento nel 2009.

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/CEE 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/CEE, 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 tale Direttiva aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente 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. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla Direttiva 90/377/CEE, per ragioni di chiarezza il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la Direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale* 2008, ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali articolati per classi di consumo e ponderati sulla base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Con l'adozione della nuova metodologia le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da gennaio 2008. Infatti, da tale mese la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente anche se, 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. Con riferimento al nostro Paese si segnala, tuttavia, che i dati forniti con riferimento al secondo semestre 2007 per l'energia elettrica e pubblicati nella *Relazione Annuale* 2008 erano provvisori, in quanto la nuova metodologia di rilevazione non era ancora stata interamente approntata dallo Stato italiano. In particolare, si precisa che con la nuova metodologia di rilevazione, che ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione con riferimento al primo semestre 2008 ed estratti dal database Eurostat in data 18 aprile 2009. 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 kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo 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. A oggi, tuttavia, questi dati sono disponibili in forma provvisoria nel database gestito da Eurostat solo per alcune tipologie di prezzo. Occorre infine precisare che, secondo la definizione Eurostat, che è stata mantenuta anche con riferimento alla nuova metodologia, 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.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel primo semestre 2008 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (<1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi superiori del 10%, sia al lordo sia al netto delle imposte, rispetto alla media europea. Ciò è conseguenza dell'introduzione della nuova metodologia di rilevazione che non distingue tra consumatori residenti e non residenti, distinzione peraltro tipica del contesto italiano. Il risultato del confronto è infatti in larga misura ascrivibile alla significativa presenza in tale classe dei consumatori non residenti (per esempio, seconde case). Infatti, con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh annui), dove tale presenza è meno rilevante, l'esito si ribalta e i prezzi italiani risultano inferiori del 10% al lordo delle imposte e del 4% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori ai 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi della media europea. Per i consumi più elevati restano le differenze già segnalate in passato con scostamenti positivi tra i prezzi italiani e i corrispondenti prezzi medi europei che variano, a secondo della classe di appartenenza, tra circa il 30% e oltre il 45% (Tav. 1.8).

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 belgi. Al di sotto della media europea si attestano invece i prezzi di Portogallo, Regno Unito, Spagna, Finlandia e Francia mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (ex repubbliche sovietiche) (Fig. 1.20). 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. Occorre ricordare, inoltre, che mentre la Danimarca e la Germania sono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Portogallo e il Regno Unito presentano un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5% rispetto alla media europea che è superiore al 20%).

I dati del semestre gennaio-giugno 2008 confermano, anche se in modo più sfumato a causa dei cambiamenti metodologici di rilevazione, 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 a partire da un consumo annuo superiore ai 2.500 kWh. (Fig. 1.21).

TAV. 1.8

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/kWh

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	18,12	26,50	14,10	20,05	12,71	17,79	11,80	16,38	10,95	15,14
Belgio	21,53	27,85	16,63	21,72	15,00	19,72	13,30	17,68	11,81	15,92
Bulgaria	6,19	7,41	6,08	7,31	5,93	7,11	5,88	7,06	5,88	7,06
Cipro	16,51	19,21	15,09	17,57	15,28	17,80	15,33	17,85	15,39	17,92
Danimarca	14,30	29,20	14,30	29,20	12,03	26,35	10,36	23,44	10,36	23,44
Estonia	6,59	8,38	6,52	8,30	6,39	8,14	6,07	7,77	5,15	6,69
Finlandia	16,73	21,49	11,18	14,72	9,15	12,23	7,79	10,58	6,41	8,89
Francia	18,69	23,37	10,81	14,15	9,14	12,13	7,92	10,62	7,36	9,95
Germania	23,49	34,15	14,97	23,89	12,99	21,48	11,76	19,88	11,31	19,07
Grecia	11,18	12,22	8,28	9,06	9,57	10,47	11,39	12,45	12,45	13,60
Irlanda	39,19	44,48	18,39	20,87	15,59	17,69	13,85	15,72	12,09	13,72
***Italia*(A)**	***20,56***	***26,48***	***12,44***	***15,23***	***15,39***	***20,79***	***16,23***	***22,40***	***16,85***	***23,03***
Lettonia	8,13	8,54	8,08	8,49	8,02	8,42	7,82	8,21	7,53	7,91
Lituania	7,81	9,22	7,57	8,93	7,29	8,60	6,85	8,08	6,38	7,53
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(B)	23,60	n,a,	15,30	13,90	12,70	17,30	12,00	19,70	11,30	18,50
Polonia	13,70	17,57	10,16	13,29	9,65	12,59	8,52	11,14	8,51	11,10
Portogallo	31,81	33,40	16,11	16,91	14,10	14,80	12,64	13,26	11,81	12,40
Regno Unito	15,23	16,00	14,58	15,36	13,94	14,58	12,90	13,55	13,16	13,81
Rep. Ceca	22,22	26,59	16,67	19,96	10,60	12,74	8,69	10,48	7,50	9,05
Romania	8,95	10,73	8,97	10,75	8,85	10,61	8,70	10,43	8,78	10,52
Slovacchia	19,79	23,55	14,05	16,72	11,94	14,21	10,02	11,91	7,91	9,40
Slovenia	14,64	18,58	10,27	12,96	9,11	11,47	8,49	10,66	8,02	10,06
Spagna	24,55	30,09	12,99	15,83	11,24	13,66	10,21	12,41	9,81	11,88
Svezia	20,22	28,70	12,26	18,74	10,85	16,98	9,13	14,85	8,05	13,49
Ungheria	13,33	16,16	13,27	16,08	12,77	15,48	12,71	15,41	13,11	15,89
Croazia	15,96	19,67	8,80	11,00	7,98	9,90	7,43	9,22	7,15	8,80
Norvegia	30,12	39,29	18,40	24,66	11,79	16,39	8,18	11,86	7,08	10,50
Unione europea (C)	**18,68**	**23,93**	**12,97**	**16,91**	**12,11**	**16,33**	**11,01**	**15,08**	**10,66**	**14,58**

(A) Per l'Italia non è disponibile il prezzo Eurostat al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Il dato riportato nella tavola rappresenta pertanto una stima preliminare affettuata dall'Autorità sulla base dei primi dati disponibili.

(B) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato di prezzo al lordo delle imposte.

(C) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, l'Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

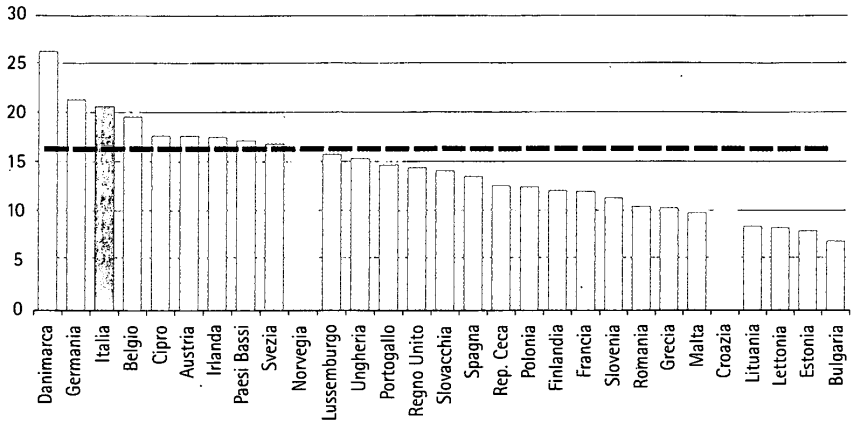


FIG. 1.20

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh; gennaio-giugno 2008(A); c€/kWh

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea (aggregato di 27 Paesi), calcolato da Eurostat. Nella figura 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.

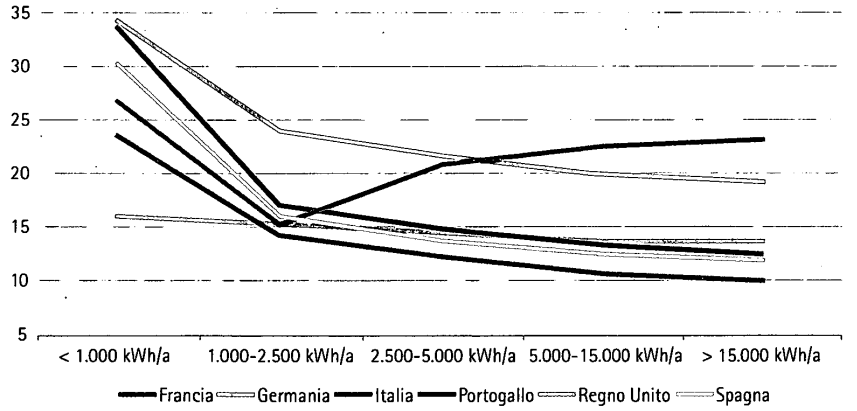


FIG. 1.21

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

Prezzi al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Durante il semestre gennaio-giugno 2008, le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, sia al lordo sia al netto delle imposte, più elevati rispetto alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti superiori al 25%. Anche i prezzi lordi pagati dalle imprese danesi, greche, irlandesi e tedesche 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. Occorre sottolineare, tuttavia, che la Danimarca, la Germania e l'Italia presentano anche livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati.

TAV. 1.9

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; 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	10,78	14,83	10,74	14,76	8,97	12,76	7,68	11,11	6,91	10,11	6,12	9,16
Belgio	15,50	20,31	13,03	17,06	9,88	12,93	8,56	11,30	7,27	9,75	6,66	8,77
Bulgaria	6,80	8,23	6,34	7,67	5,57	6,75	4,91	5,93	4,04	4,91	3,48	4,24
Cipro	16,29	18,96	16,33	19,00	14,05	16,38	12,95	15,12	11,96	13,97	12,01	14,03
Danimarca	10,36	24,10	8,61	22,08	7,85	21,13	7,83	21,11	7,34	20,49	7,34	20,49
Estonia	6,57	8,36	5,50	7,09	5,14	6,69	4,32	5,71	3,53	4,67	3,36	4,45
Finlandia	7,44	9,39	6,94	8,78	6,14	7,81	5,84	7,44	5,02	6,44	4,86	6,25
Francia	9,01	11,89	7,47	9,86	5,90	7,65	5,22	6,86	5,36	7,38	5,02	6,98
Germania	15,25	22,95	11,15	16,58	9,29	14,10	8,39	12,86	7,91	12,17	7,76	11,55
Grecia	12,83	14,02	16,79	18,33	16,90	18,46	10,36	11,32	6,66	7,29	6,53	7,16
Irlanda	14,77	16,76	13,90	15,76	13,02	14,89	12,01	13,17	11,91	13,26	n.d.	n.d.
Italia(A)	*16,34*	*23,87*	*12,90*	*17,92*	*11,56*	*15,84*	*10,64*	*14,31*	*10,14*	*13,29*	*9,70*	*12,22*
Lettonia	8,89	10,49	7,65	9,03	6,60	7,79	5,85	6,91	5,20	6,14	5,19	6,13
Lituania	10,18	12,01	9,43	11,13	8,29	9,78	7,01	8,27	6,68	7,88	6,30	7,44
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	12,90	13,54	12,21	12,82	9,18	9,63	5,81	6,10	n,d,	n,d,
Paesi Bassi	15,30	22,10	10,10	16,00	8,60	11,80	8,60	11,40	7,50	9,60	8,50	10,80
Polonia	13,09	16,90	9,66	12,61	8,14	10,75	7,68	10,18	6,69	9,02	6,11	8,15
Portogallo	15,02	15,77	10,86	11,40	8,95	9,39	8,07	8,47	6,81	7,15	6,05	6,35
Regno Unito	12,66	15,32	10,67	13,09	9,37	11,47	8,44	10,34	8,30	10,03	8,57	10,34
Rep. Ceca	16,35	19,61	13,06	15,64	10,95	13,18	9,13	10,99	8,10	9,76	8,25	9,96
Romania	10,81	12,90	10,00	11,93	8,86	10,57	7,83	9,33	6,99	8,33	6,17	7,34
Slovacchia	17,22	20,47	14,24	16,94	11,97	14,24	10,83	12,87	9,68	11,51	8,81	10,49
Slovenia	13,74	16,94	12,00	14,77	9,04	11,18	7,42	9,21	6,19	7,74	6,24	7,74
Spagna	13,05	15,92	11,12	13,50	9,15	11,08	7,99	9,68	6,82	8,25	5,68	6,88
Svezia	11,07	11,12	7,92	7,98	6,88	6,93	6,14	6,20	5,49	5,55	5,55	5,60
Ungheria	14,63	17,84	13,29	16,23	11,19	13,71	9,76	11,99	8,65	10,66	7,58	9,37
Croazia	9,35	11,55	7,84	9,63	7,43	9,22	6,05	7,56	5,23	6,46	3,99	5,09
Norvegia	7,37	10,87	6,63	9,95	6,52	9,80	5,25	8,20	3,95	6,59	2,25	4,45
Unione europea(B)	**13,17**	**17,73**	**10,50**	**14,09**	**9,00**	**11,98**	**8,09**	**10,75**	**7,11**	**9,48**	**6,85**	**9,09**

(A) Per l'Italia non è disponibile il prezzo Eurostat al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Il dato riportato nella tavola rappresenta pertanto una stima preliminare affettuata dall'Autorità sulla base dei primi dati disponibili.

(B) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, l'Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

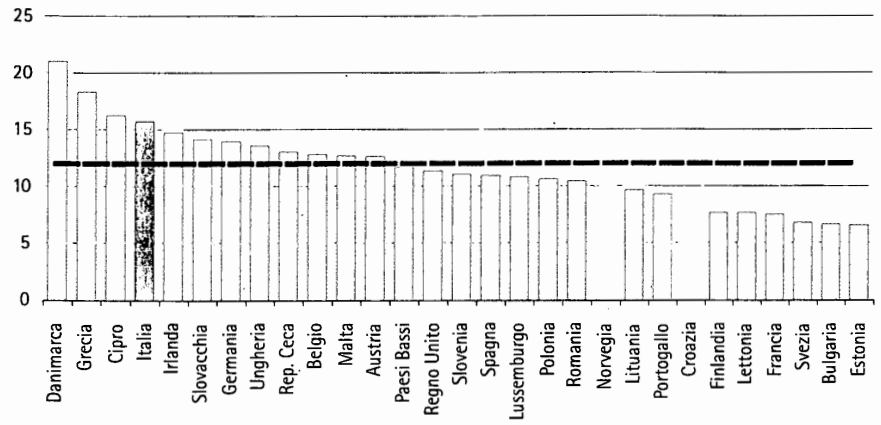


FIG. 1.22

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh; gennaio-giugno 2008[A]; c€/kWh

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali (aggregato di 27 Paesi), calcolato da Eurostat. Nella figura 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.

La figura 1.23 mette in evidenza l'elevato livello dei prezzi italiani pagati dalle imprese rispetto ai prezzi prevalenti nei principali Paesi europei. In particolare, mentre gli scostamenti rispetto ai prezzi tedeschi sono abbastanza contenuti, il divario con i prezzi francesi è particolarmente elevato.

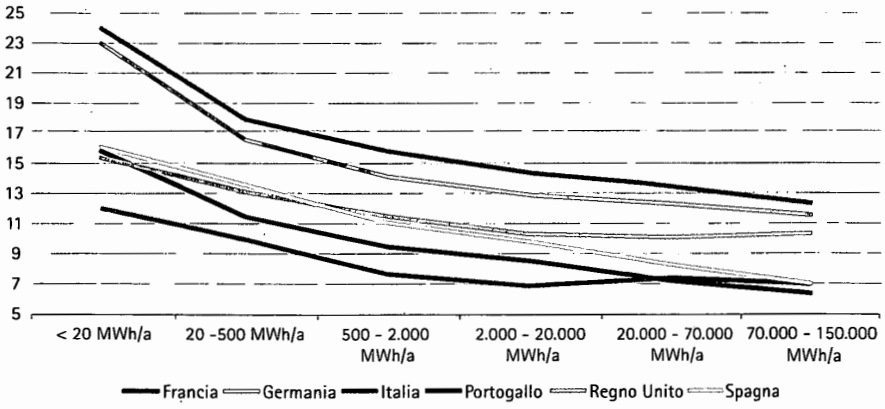


FIG. 1.23

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

Prezzi al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel primo semestre 2008 il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli inferiori a quelli medi europei, sia al lordo sia al netto delle imposte, per la classe più bassa di consumo (cottura cibi e riscaldamento di acqua sanitaria, consumi annui inferiori a 525 m^3), mentre, per le classi più alte (utilizzo del gas anche per il riscaldamento), il prezzo è stato in linea con quello medio europeo, se calcolato al netto delle imposte, e superiore, se calcolato al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 15%) (Tav. 1.10). Si ricorda che in Italia circa il 23%

TAV. 1.10

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/m^3

m^3/anno	< 525,36		525,36-5.253,60		>= 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	76,82	109,22	63,99	87,52	52,04	74,20
Belgio	73,85	90,91	49,53	61,90	46,56	57,98
Bulgaria	28,54	34,24	31,22	37,49	31,67	38,00
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	34,05	41,47	28,13	35,40	28,28	35,30
Finlandia	n,d,	n,d,	n,d,	n,d,	n,d,	n,d,
Francia	84,13	95,78	46,79	55,05	42,33	50,29
Germania	74,73	99,82	50,71	67,80	46,03	62,24
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	63,80	72,41	50,59	57,45	48,27	54,82
Italia	***53,10***	***70,60***	***45,80***	***66,50***	***40,60***	***67,20***
Lettonia	33,35	35,10	31,50	33,14	31,39	32,97
Lituania	45,68	53,90	29,51	34,82	28,75	33,92
Lussemburgo	60,19	63,77	60,19	63,77	44,08	46,71
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	69,56	102,79	45,72	73,74	43,51	70,63
Polonia	48,00	58,55	36,08	44,02	33,93	41,39
Portogallo	81,65	85,73	62,96	66,11	56,56	59,38
Regno Unito	44,65	46,88	39,84	41,83	39,19	41,15
Rep. Ceca	58,39	69,48	39,03	46,45	39,07	46,49
Romania	22,63	35,20	22,65	35,07	22,67	34,69
Slovacchia	82,63	98,33	38,03	45,26	35,57	42,32
Slovenia	56,99	71,99	46,22	59,05	42,94	55,12
Spagna	64,49	74,81	52,45	60,84	43,68	50,67
Svezia	69,19	117,18	56,24	100,98	53,56	97,61
Ungheria	36,27	43,53	35,65	42,78	35,19	42,23
Croazia	22,50	28,90	22,50	28,90	22,50	28,90
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea (A)	**61,40**	**77,43**	**44,59**	**57,67**	**41,29**	**54,78**

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, l'Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

delle famiglie appartiene alla fascia più bassa di consumo (utilizzo gas solo per cottura cibi e produzione di acqua calda) e paga il gas, in larga misura, sulla base delle condizioni economiche determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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 m^3), figurano anche la Svezia, l'Austria, i Paesi Bassi, la Germania e il Portogallo. Per la Svezia, i Paesi Bassi, l'Austria e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate (Fig. 1.24).

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 Portogallo (Fig. 1.25).

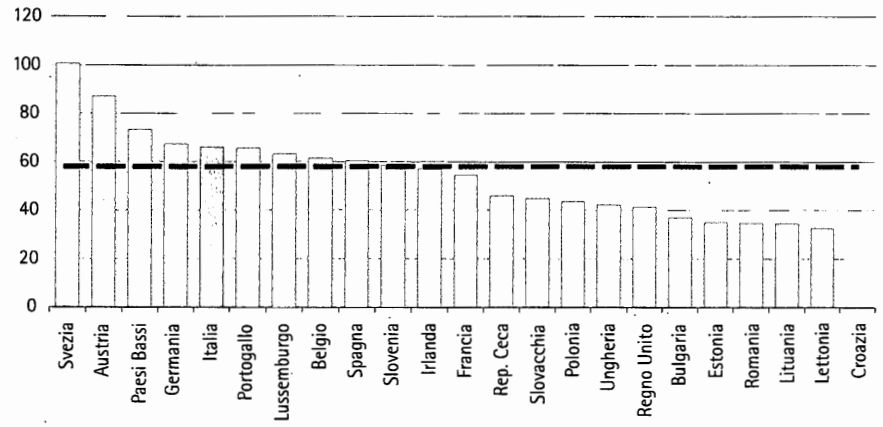


FIG. 1.24

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m^3; gennaio-giugno 2008[A]; c€/m^3

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

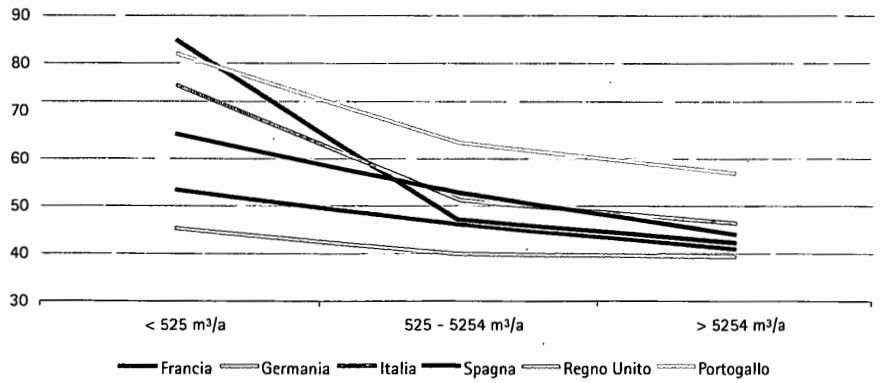


FIG. 1.25

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

Prezzi al netto delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/m^3

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Con riferimento al periodo gennaio-giugno 2008, sia i prezzi lordi sia i prezzi netti pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli abbastanza prossimi alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti positivi o negativi intorno al 5%.

Svezia e Germania, penalizzate 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, Spagna e Portogallo si collocano sui livelli più bassi insieme ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (Fig. 1.26).

Appare infine di particolare interesse il confronto con i Paesi (per esempio, la Spagna) dove la liberalizzazione si è configurata in maniera paragonabile a quella italiana e con i quali le nostre imprese esportatrici sono più direttamente in competizione (almeno per quanto attiene il comparto che fa un uso assai significativo di gas). In questo confronto, i prezzi italiani, al netto delle imposte, si sono attestati su livelli più alti, anche con scostamenti di oltre il 20%.

TAV. 1.11

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/m³

k(m³)/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	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	48,16	59,81	40,62	50,37	34,19	42,10	32,93	40,01	33,54	40,73
Bulgaria	23,77	28,54	22,97	27,56	21,76	26,10	20,57	24,70	20,26	24,31
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	28,16	34,73	28,09	34,26	25,80	31,32	23,49	28,63	23,28	28,06
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	28,17	36,93	26,65	34,64	24,74	32,36
Francia	41,50	49,30	37,95	45,38	34,38	41,57	30,15	36,28	29,92	34,95
Germania	49,19	63,61	46,71	60,64	42,94	56,19	35,29	47,05	29,62	40,32
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	47,36	53,72	41,42	46,98	42,07	47,51	30,65	33,35	n.d.	n.d.
Italia	***38,60***	***50,60***	***38,80***	***48,00***	***33,40***	***39,10***	***31,50***	***34,90***	***31,10***	***34,20***
Lettonia	31,23	36,90	31,07	36,68	30,08	35,53	29,65	35,04	27,09	31,99
Lituania	33,85	39,95	33,49	39,52	33,45	39,47	30,77	36,31	27,66	32,63
Lussemburgo	44,08	46,71	43,02	45,57	43,02	45,57	37,31	39,55	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	42,58	69,46	35,69	60,41	30,93	43,55	29,91	37,52	29,73	36,55
Polonia	36,60	44,66	34,75	42,40	31,84	38,85	28,27	34,50	26,05	31,78
Portogallo	55,53	58,31	42,18	44,29	33,08	34,74	25,10	26,36	24,07	25,27
Regno Unito	40,04	48,49	32,18	39,69	27,76	34,54	26,58	32,57	25,64	30,61
Rep. Ceca	37,56	46,23	34,28	42,33	32,50	40,20	30,04	37,28	29,35	36,45
Romania	22,56	34,86	22,61	34,27	23,73	35,29	22,06	30,59	20,31	27,71
Slovacchia	40,06	47,67	35,93	42,76	35,32	42,03	32,74	38,96	31,53	37,52
Slovenia	43,36	55,62	41,08	52,88	35,52	46,22	32,02	42,03	n.d.	n.d.
Spagna	35,02	40,62	30,58	35,48	29,09	33,74	27,17	31,52	25,14	29,16
Svezia	60,83	84,94	53,68	76,01	47,55	68,34	42,63	62,25	44,30	64,32
Ungheria	45,44	55,88	40,49	49,96	35,74	44,25	27,75	34,66	27,31	34,13
Croazia	23,22	29,40	23,22	29,40	23,22	29,40	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)	**41,12**	**52,43**	**37,46**	**47,64**	**33,47**	**41,71**	**30,11**	**36,89**	**n.d.**	**n.d.**

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, l'Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

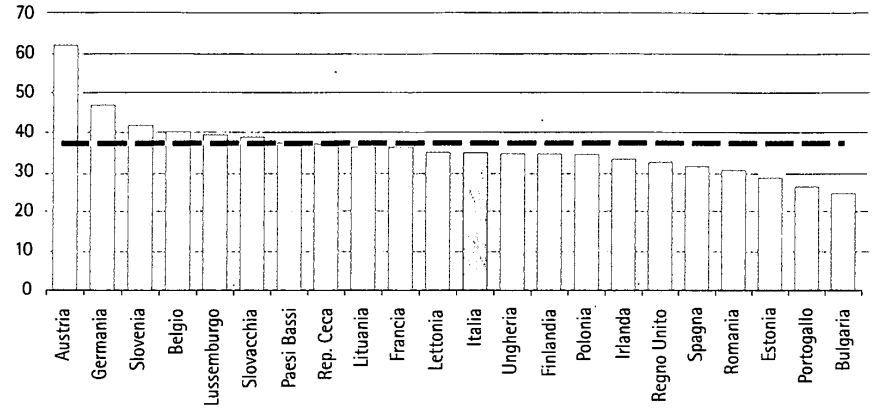


FIG. 1.26

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 milioni di metri cubi; gennaio-giugno 2008(A); c€/m³

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, l'Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

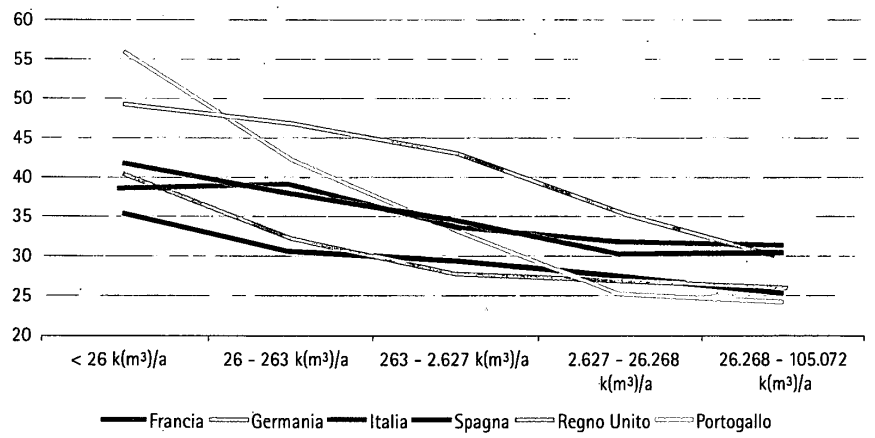


FIG. 1.27

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dal 1° gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni di gas a effetto serra (EU ETS, *European Emission Trading Scheme*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas climalteranti, *in primis* con riferimento alle emissioni di anidride carbonica, in grado di definire il prezzo di tali emissioni 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 degli impianti soggetti alla Direttiva devono essere sottoposte, previa autorizzazione, 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 ottemperare agli 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); ciò in vista della seconda fase relativa agli anni 2008-2012, durante la quale dovranno essere raggiunti gli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo stesso (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 Paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione intesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote, come definito dalla Direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova Direttiva è stata formalmente adottata in via definitiva a fine marzo dal Parlamento e dal Consiglio europeo.

Piano italiano di assegnazione nazionale 2008-2012

Con la deliberazione n. 1/09 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, facendo seguito al nulla osta da parte della Commissione europea, è stata completata l'esecuzione del Piano di assegnazione nazionale per la seconda fase dell'EU ETS, così da tener conto dell'assegnazione delle quote agli impianti di combustione supplementari o a parti supplementari di impianti di combustione[3], per un totale di 7,1 $MtCO_2$ che si vanno a sommare alle quote destinate agli impianti preesistenti (177,6 $MtCO_2$ all'anno) e alla riserva per i nuovi entranti (16,9 milioni di $MtCO_2$ all'anno). Pertanto, nel periodo 2008-2012 mediamente sono stati assegnati permessi di emissioni per 201,6 $MtCO_2$. Al settore termoelettrico (inclusi gli impianti cogenerativi) sono state allocate quote pari al 46% del totale delle quote assegnate in media annua agli impianti esistenti con un andamento decrescente nel tempo.

3 Si tratta di 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.

TAV. 1.12

Piano italiano di assegnazione nazionale delle quote di CO_2 per il periodo 2008-2012
$MtCO_2$

SETTORE PRODUTTIVO	2008	2009	2010	2011	2012	MEDIA 2008-2012
Impianti termoelettrici cogenerativi e non	98,09	90,25	83,30	78,88	75,93	85,29
Altri impianti di combustione	17,89	17,89	17,89	17,89	17,89	17,89
Impianti di raffinazione	19,06	19,06	19,06	19,06	19,06	19,06
Produzione di acciaio	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72
Produzione di calce	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
Produzione di cemento	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63
Produzione di vetro	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
Produzione di ceramica e laterizi	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09
Totale impianti esistenti	**197,50**	**189,66**	**182,71**	**178,29**	**175,34**	**184,70**
Riserva nuovi entranti	*16,93*	*16,93*	*16,93*	*16,93*	*16,93*	*16,93*
Totale impianti (inclusa riserva nuovi entranti)	**214,43**	**206,58**	**199,64**	**195,22**	**192,27**	**201,63**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle deliberazioni n. 20/08 e n. 1/09 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008

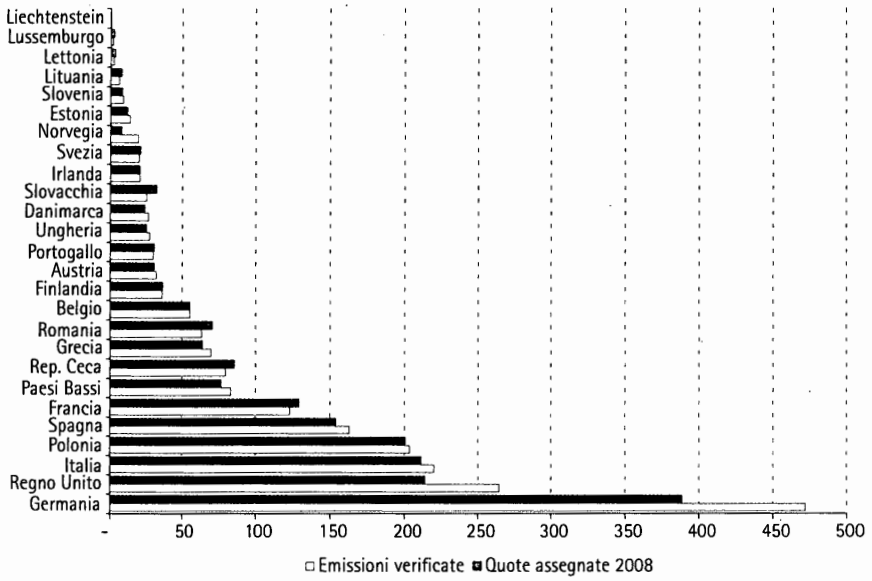
Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che entro la fine del mese di marzo siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive del 2008 con quelle del 2007 e con le quote assegnate per il 2008. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log*, CITL) in data 11 maggio 2009 hanno messo in evidenza una riduzione delle emissioni a livello europeo del 4,3% nel 2008 rispetto al 2007 e, con riferimento al 2008, una sotto-allocazione di quote pari a 161 $MtCO_2$, metà della quale è dovuta alla Germania, mentre il Regno Unito vi ha contribuito per circa un terzo. Tra i principali Paesi europei solo la Francia ha registrato emissioni effettive inferiori alle quote assegnate. Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti oppure chiusura di impianti esistenti, rettifiche di dati).

Per l'Italia, per l'insieme dei settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni pari a 221 $MtCO_2$, ovvero circa 9 $MtCO_2$ in più rispetto alle quote assegnate.

FIG. 1.28

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008(A)

$MtCO_2$



(A) Alla seconda fase dell'EU ETS partecipano anche Norvegia, Islanda e Liechtenstein.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 11 maggio 2009.

TAV. 1.13

Emissioni effettive e assegnazioni per l'anno 2008

Italia; $MtCO_2$

SETTORE PRODUTTIVO	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA
Impianti di combustione	143,1	132,8	10,3
Impianti di raffinazione	24,7	19,7	5,1
Produzione di acciaio	15,5	18,8	-3,3
Produzione di calce e cemento	28,7	31,0	-2,4
Produzione di vetro	2,9	3,1	-0,1
Produzione di ceramica e laterizi	0,5	0,8	-0,3
Produzione di pasta per carta e cartoni	4,8	5,2	-0,4
Altre attività	0,4	0,4	-0,0
Totale settori	**220,7**	**211,8**	**8,9**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 11 maggio 2009.

Prezzo della tonnellata di CO_2 nel 2008

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) gli scambi nel 2008 hanno superato i 3 miliardi di tonnellate di CO_2, per un valore complessivo di circa 67 miliardi di euro. Il 38% dei volumi è stato negoziato sulle piattaforme regolamentate.

Nel corso del 2008 il prezzo del contratto *future* con scadenza dicembre 2008 dei permessi EUA è oscillato fra 13 €/tCO_2 e 29 €/tCO_2. La quotazione massima è stata raggiunta l'1 luglio 2008. Nel successivo mese di agosto il prezzo è diminuito per poi stabilizzarsi intorno a 25 €/tCO_2. All'inizio dell'autunno, in concomitanza con la veloce discesa del prezzo del petrolio e con il peggioramento della congiuntura economica europea, il prezzo della CO_2 è crollato e, alla scadenza del contratto, si è attestato intorno a 14-15 €/tCO_2.

Il contratto *future* con scadenza dicembre 2009 ha evidenziato un trend ribassista fino a metà febbraio 2009.

Successivamente il prezzo del contratto è tornato a crescere riportandosi su valori prossimi a 15 €/tCO_2. Sull'evoluzione del prezzo ha influito anche la pubblicazione dei dati sulle emissioni effettive del 2008.

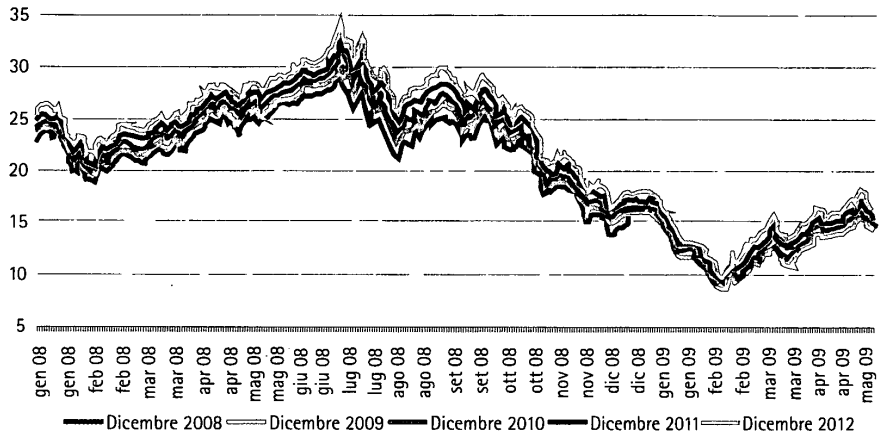


FIG. 1.29

Andamento dei prezzi future della CO_2 nella Borsa ECX

€/tCO_2

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

Revisione dell'EU ETS a partire dal 2013

A partire dal 2013 entrerà in vigore la nuova Direttiva EU ETS, inclusa nel *Climate Package* approvato dal Parlamento europeo lo scorso dicembre 2008 e formalmente adottata dal Parlamento e dal Consiglio europeo alla fine del mese di marzo 2009 (vedi anche Capitolo1, Volume II). Tale direttiva ha recepito alcune significative modifiche proposte dalla Commissione europea alla luce delle riflessioni emerse dall'analisi del funzionamento dello schema durante i primi due anni di operatività.

In particolare la nuova Direttiva post 2012 dispone:

- un tetto, definito a livello europeo, che sostituisce i Piani nazionali di allocazione dei permessi di emissione e che consentirà di ridurre nel 2020 le emissioni del 21% rispetto all'anno 2005[4]; il tetto sarà ridotto ogni anno dell'1,74% a partire dal 2010 e mediamente comporterà una riduzione dell'11% rispetto al tetto previsto per la seconda fase dell'EU ETS;
- l'assegnazione del 100% dei permessi di emissione tramite procedure concorsuali al settore termoelettrico (con alcune deroghe per le economie in transizione ovvero i Paesi dell'Est europeo);
- l'assegnazione di almeno il 20% dei permessi di emissione tramite procedure concorsuali ai settori industriali non soggetti a *carbon leakage*[5] nel 2013; è previsto che tale quota aumenterà gradualmente fino a raggiungere il 70% nel 2020 e il 100% nel 2027;
- l'assegnazione del 100% dei permessi a titolo gratuito ai settori soggetti a *carbon leakage* che saranno identificati dalla Commissione europea alla fine del 2009;

4 Il duplice target di riduzione delle emissioni (-21% rispetto al 2005 per il sistema EU ETS e -10% rispetto al 2005 per gli altri settori non soggetti al sistema EU ETS, come edilizia, trasporto, agricoltura) corrisponde a un target Unione europea complessivo di riduzione del 14% rispetto al 2005, ovvero del 20% rispetto al 1990.

5 I settori soggetti a *carbon leakage* sono quelli per cui vi è un alto rischio di delocalizzazione produttiva degli impianti verso Paesi terzi non soggetti ad obblighi di riduzione delle emissioni.

- la possibilità di utilizzare i crediti derivanti dai progetti previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto (che consentono di effettuare investimenti di riduzione delle emissioni in Paesi in via di sviluppo o nei Paesi con economie in transizione) fino a un massimo del 50% della riduzione complessiva delle emissioni a livello dell'Unione europea nel periodo 2008-2020;
- la possibilità di escludere dall'applicazione della Direttiva gli impianti di combustione di piccola taglia (con emissioni inferiori alle 25.000 tCO_2 all'anno).

Per quanto riguarda la ripartizione tra i diversi Stati soggetti alla Direttiva dei permessi da assegnare ai singoli impianti a titolo oneroso, ovvero tramite aste, è stato deciso di utilizzare i seguenti criteri:

- l'88% dei permessi sarà distribuito in base alle emissioni storiche del 2005 o al valore medio del periodo 2005-2007;
- il 10% dei permessi sarà ripartito tenendo conto del PIL *pro capite* nel 2005 e delle prospettive di crescita economica dei singoli Paesi; per l'Italia ciò si tradurrà in un incremento del 2% della propria quota;
- il rimanente 2% sarà assegnato ai Paesi che nel 2005 hanno ridotto le proprie emissioni di almeno il 20% rispetto all'anno di riferimento previsto dal Protocollo di Kyoto, ovvero Bulgaria, Repubblica Ceca, Estonia, Ungheria, Lettonia, Lituania, Polonia, Romania e Slovacchia.

Per i permessi che dovranno invece essere assegnati a titolo gratuito ai settori *energy intensive*, la nuova Direttiva prevede l'adozione di regole definite a livello europeo e l'utilizzo di parametri di riferimento stabiliti *ex ante* allo scopo di promuovere l'impiego delle migliori tecnologie disponibili per aumentare l'efficienza energetica e per incentivare i progetti di abbattimento delle emissioni. Le nuove regole di assegnazione dovranno essere stabilite dalla Commissione europea entro il 31 dicembre 2010.

È prevista inoltre l'assegnazione di 300 milioni di permessi della riserva per i nuovi entranti, per cofinanziare fino a 12 progetti dimostrativi per l'impiego delle tecniche di cattura e stoccaggio della CO_2 e per promuovere l'adozione di altre tecnologie innovative per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

A partire dalla terza fase, la Direttiva si applicherà anche ad altri settori produttivi (in particolare l'aviazione[6] e la petrolchimica) rispetto a quelli già inclusi nelle prime due fasi di applicazione e ingloberà altri gas a effetto serra (oltre il biossido di carbonio), ovvero il protossido di azoto e i perflurocarburi.

Infine, qualora l'Unione europea dovesse sottoscrivere un accordo internazionale sul cambiamento climatico che comporti entro il 2020 il raggiungimento di un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra, rispetto al 1990, superiore al 20%, la Commissione predisporrà una relazione finalizzata a valutare gli sforzi aggiuntivi necessari per passare all'obiettivo più ambizioso di riduzione del 30% (entro il 2020 rispetto al 1990), già sottoscritto dal Consiglio europeo del marzo 2007. La revisione potrebbe richiedere una nuova proposta legislativa da parte della Commissione europea da sottoporre al Parlamento e al Consiglio europeo.

6 L'estensione dell'EU ETS al trasporto aereo è stata prevista a partire dal 2012 ovvero dall'ultimo anno della fase 2 dalla Direttiva 2008/101/CE del Parlamento e del Consiglio europeo del 19 novembre 2008, che ha modificato in tal senso la Direttiva 2003/87/CE.

2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2008

Nel corso del 2008 la domanda di energia elettrica ha subito una riduzione rispetto ai valori registrati nel 2007, in linea con il rallentamento dell'economia italiana. Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2008 la domanda di energia elettrica è stata pari a 337,6 TWh, in flessione dello 0,7% rispetto all'anno precedente. Nel corso dello stesso periodo, il Prodotto interno lordo (PIL) ha subito una riduzione dell'1,0%, con una contrazione particolarmente significativa durante l'ultimo trimestre del 2008, in corrispondenza dell'aggravarsi della crisi economica internazionale. La dinamica negativa della richiesta di energia elettrica costituisce un fattore di grande discontinuità rispetto al passato, caratterizzato da crescita ininterrotta a partire dal 1981.

La tavola 2.1 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia con indicazione delle disponibilità e degli impieghi di energia elettrica nel 2008, confrontati con gli analoghi valori registrati nel 2007. Nel corso del 2008, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto circa l'88,3% del fabbisogno complessivo (contro l'86,4% del 2007), mentre la restante parte è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per circa 39,6 TWh. Con riferimento agli impieghi, nonostante la flessione complessiva dei consumi (-0,7%) registrata nel corso del 2008, la ripartizione tra mercato tutelato e mercato libero (inclusa la salvaguardia) consente di osservare andamenti estremamente differenziati. In particolare, a fronte di una riduzione dei consumi nel mercato tutelato pari al 19,4%, i consumi nel mercato libero, anche per effetto della completa liberalizzazione del mercato avvenuta in data 1° luglio 2007, registrano un deciso incremento (10,5%) rispetto all'anno precedente, risultando pari a circa 206 TWh.

TAV. 2.1

Bilancio dell'energia elettrica in Italia
GWh

	2008(A)	2007	%
Disponibilità			
Produzione lorda	317.894	313.888	1,3%
Servizi ausiliari	12.354	12.589	-1,9%
Produzione netta	305.540	301.299	1,4%
Ricevuta da fornitori esteri	42.997	48.931	-12,1%
Ceduta a clienti esteri	3.431	2.648	29,6%
Destinata ai pompaggi	7.464	7.654	-2,5%
Disponibilità per il consumo	337.642	339.928	-0,7%
Mercato tutelato	90.000	111.606	-19,4%
Mercato libero (inclusa salvaguardia)	206.400	186.729	10,5%
Autoconsumi	20.300	20.617	-1,5%
Totale consumi	316.700	318.952	-0,7%
Perdite	20.942	20.976	-0,2%
- in percentuale della richiesta	(6,2%)	(6,2%)	

(A) I dati relativi al 2008 sono provvisori. Ai fini del confronto, i consumi effettuati in regime di salvaguardia relativi agli anni 2007 e 2008 sono inclusi nel mercato libero.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel corso del 2008 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 317,9 TWh, in aumento dell'1,3% rispetto al livello registrato nel 2007. I dati disaggregati per fonte evidenziano una riduzione della produzione termoelettrica del 2,2%, pari a circa 253 TWh (Tav. 2.2). La produzione di energia elettrica da gas naturale è rimasta sostanzialmente stabile sul livello raggiunto un anno prima, mentre è proseguita nel 2008 la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-20,2%), che segue al calo del 32,4% segnato nel 2007. La produzione da fonti rinnovabili è aumentata del 19,9%. Accanto al deciso incremento della produzione idroelettrica da apporti naturali (+21,8%), ritmi di crescita molto sostenuti sono stati registrati nella generazione da fonte eolica (+59,6%) e fotovoltaica (circa 200 GWh nel 2008 contro i 40 GWh dell'anno precedente).

La figura 2.1 riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2008 confrontate con quelle del 2007. Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, si arresta la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (31,8%), che rima-

ne sostanzialmente stabile rispetto al valore registrato nel 2007 (pari al 31,7%). I quattro principali concorrenti, Edison, Eni, Edipower ed E.On, riportano invece una riduzione delle proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni (per esempio, EGL AG) o dei produttori di dimensione inferiore.

Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia un'ulteriore diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2008 assume valore pari a 1.380, contro i 1.440 del 2007.

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 in corso di autorizzazione per 22.186 MWe (Tav. 2.3).

TAV. 2.2

Produzione lorda per fonte nel periodo 2001-2008

GWh

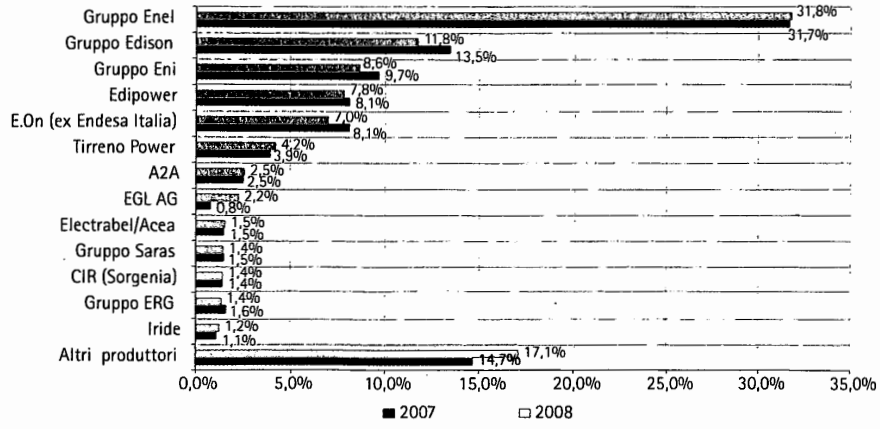
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produzione termoelettrica	**216.792**	**227.646**	**238.291**	**240.488**	**246.918**	**255.420**	**258.811**	**253.119**
Solidi	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.700
Gas naturale	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	173.000
Prodotti petroliferi	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	18.250
Altri	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.187	18.169
Produzione da fonti rinnovabili	**55.087**	**49.013**	**47.971**	**55.669**	**49.863**	**52.239**	**49.411**	**59.244**
Biomassa e rifiuti	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.109
Eolico	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	6.437
Fotovoltaico	5	4	5	4	4	2	39	200
Geotermico	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.518
Idroelettrico da apporti naturali	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	39.980
Produzione idroelettrica da pompaggi	**70115**	**7.743**	**7.603**	**7.164**	**6.860**	**6.431**	**5.666**	**5.531**
Produzione totale	**278.995**	**284.401**	**293.865**	**303.321**	**303.672**	**314.090**	**313.888**	**317.894**
Produzione idroelettrica totale	*53.926*	*47.262*	*44.277*	*49.908*	*42.927*	*43.425*	*38.481*	*145.511*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2008 sono provvisori.

FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2007-2008; dati in percentuale



(A) I dati relativi alla produzione 2008 di ERG non includono le società minori del gruppo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.3

Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)

Situazione aggiornata al giugno 2008; l'elenco esclude le iniziative ritirate e archiviate

REGIONE	RICHIESTE IN CORSO DI AUTORIZZAZIONE: INIZIATIVE	POTENZA (MWe)	AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL 2002: IMPIANTI	POTENZA (MWe)
Val d'Aosta	-			
Piemonte	4	2.150	4	2.200
Liguria	1	460	1(A)	
Lombardia	9(A)	2.806	8(A)	3.660
Trentino Alto Adige	-		-	
Veneto	7(A)	2.330	1(A)	
Friuli Venezia Giulia	1(A)		1	800
Emilia Romagna	4(A)	1.790	4	1.712
Toscana	1	250	3(A)	790
Lazio	3(A)	800	2(A)	750
Marche	2	950	-	
Umbria	1	800	-	
Abruzzo	1	980	2	830
Molise	2	1.180	1	750
Campania	4	1.380	5	3.160
Puglia	4	2.250	4	4.900
Basilicata	3	1.550	-	
Calabria	4(A)	2.510	5	4.000
Sicilia(B)	-		-	
Sardegna	1(A)		1	80
TOTALE ITALIA		**22.186**		**21.402**

(A) Sono incluse le modifiche agli impianti.

(B) Ai sensi della legge 27 dicembre 2003, n. 290, il monitoraggio non include la Sicilia.

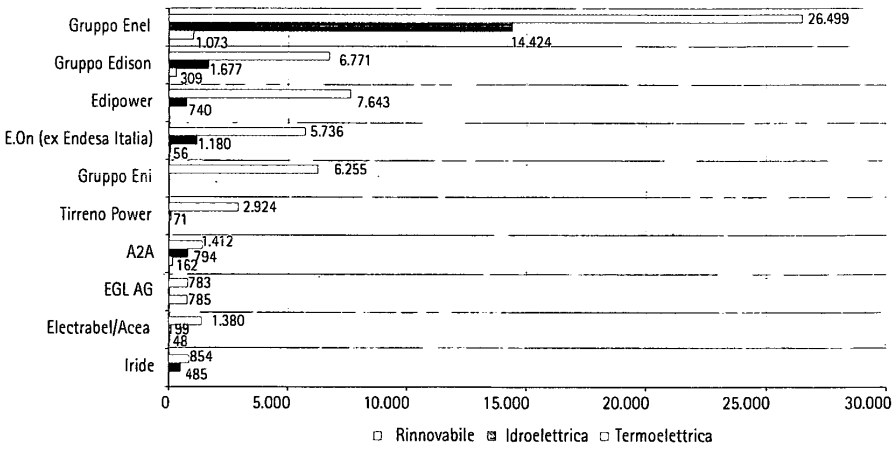
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel corso del 2008 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 5.000 MW, costituita per quasi la metà da impianti termoelettrici e per la restante parte da impianti alimentati da fonti rinnovabili e idroelettrica (Fig. 2.2). Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2008 una disponibilità di capacità di generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a circa il 92% della relativa capacità installata (Fig. 2.3).

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

MW; anno 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

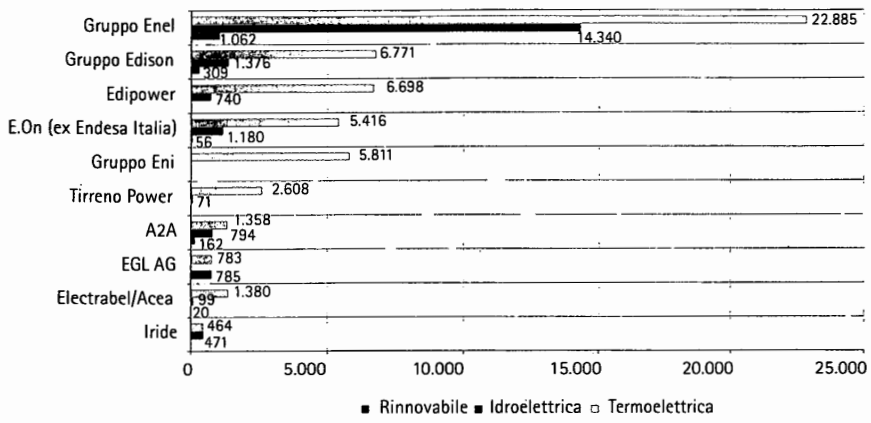


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi

MW; anno 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni. Rispetto all'anno precedente, il gruppo Enel mantiene sostanzialmente stabile la propria posizione, mentre i gruppi Eni ed E.On registrano entrambi una contrazione (superiore all'1%) della propria quota a favore di altri operatori tra cui, in particolare, la società EGL AG, la cui quota di mercato risulta essere pari nel 2008 a circa il 2,8%.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2007, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2008 risulta pari a 1.590, in diminuzione dal valore di 1.639 del 2007.

La tavola 2.4 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali. Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (70,3% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. Seguono i gruppi Edison ed Eni, che confermano la propria posizione di principali concorrenti di Enel, con una presenza particolarmente importante nella generazione da gas derivati.

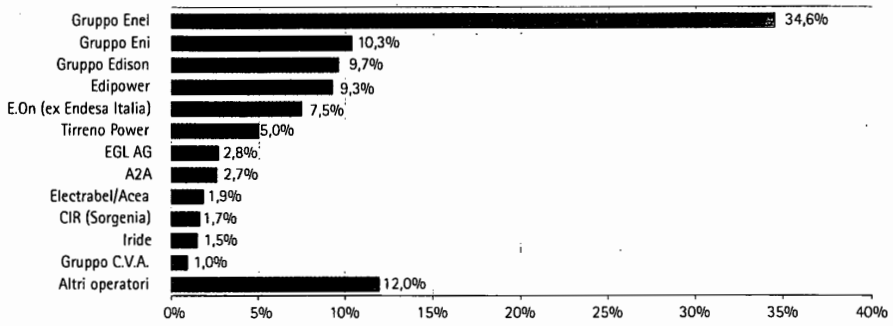
Nel settore delle energie rinnovabili, Enel si conferma come primo produttore sia da fonte idroelettrica (50,3%), sia da fonte geotermica (100%). Nel comparto della produzione di energia eolica, la società International Power risulta essere il principale operatore, con una quota di mercato che risulta pari al 24,7%, in leggera crescita rispetto all'anno precedente (24%), mentre A2A si conferma primo operatore nazionale nella generazione di energia elettrica da biomassa, biogas e rifiuti solidi (tav. 2.5).

La tavola 2.6 descrive la ripartizione regionale dei 1.110 produttori di energia elettrica che hanno risposto all'indagine dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in termini di numerosità degli operatori e di quote di generazione, oltre che di capacità installata per i tre principali operatori. La Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige sono le due regioni che presentano il maggior numero di operatori in proporzione al numero di abitanti: si tratta in larga misura di piccoli produttori idroelettrici. La Lombardia è la regione che presenta il più basso tasso di concentrazione nella generazione elettrica, con una quota di mercato dei tre principali produttori appena superiore al 50%; seguono il Piemonte e il Trentino Alto Adige con quote intorno al 64%. Le regioni che presentano quote superiori al 90% sono, in ordine decrescente: Liguria, Molise, Valle d'Aosta, Marche, Lazio, Calabria e Umbria. In termini di capacità installata la Basilicata e la Lombardia presentano i più bassi tassi di concentrazione (sempre misurati come quote dei

FIG. 2.4

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

Dati in percentuale; anno 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati in percentuale; anno 2008

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI(B)
Gruppo Enel	70,3	24,9	19,4	0,0
Gruppo Edison	0,0	2,9	16,9	39,2
Gruppo Eni	0,0	11,0	13,1	23,3
Edipower	6,8	18,1	9,1	0,0
E.On (ex Endesa Italia)	12,8	7,9	8,0	0,0
Tirreno Power	9,3	0,3	5,4	0,0
EGL AG	0,0	0,0	4,3	0,0
A2A	0,8	0,0	2,9	0,0
Electrabel/Acea	0,0	0,0	2,7	0,0
CIR (Sorgenia)	0,0	0,0	2,7	0,0
Gruppo Saras	0,0	18,4	0,0	0,0
Iride	0,0	0,2	1,8	0,0
Altri operatori	0,0	16,2	13,7	37,1
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

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

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore e l'espansione di gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.5

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale; anno 2008

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	50,3	100,0	11,3	3,6
Gruppo Edison	8,6	0,0	12,9	0,6
A2A	5,2	0,0	0,0	22,3
Gruppo C.V.A.	7,3	0,0	0,0	0,0
Edipower	6,5	0,0	0,0	0,0
E.On (ex Endesa Italia)	3,6	0,0	2,7	0,0
International Power	0,0	0,0	24,7	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	14,3
Sel Edison	1,7	0,0	0,0	0,0
Iride	1,6	0,0	0,0	0,0
I.V.P.C.	0,0	0,0	13,6	0,0
Api	0,0	0,0	0,0	10,6
Altri operatori	15,2	0,0	34,8	48,6
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

tre principali operatori), mentre Liguria, Lazio, Valle d'Aosta e Umbria hanno quote superiori al 90%. Le regioni Marche e Puglia si caratterizzano per una significativa presenza di autoproduttori.

TAV. 2.6

Presenza territoriale degli operatori

REGIONE	NUMERO OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRINCIPALI 3 OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRINCIPALI 3 OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Val d'Aosta	18	0	92,4	92,5
Piemonte	157	30	63,8	69,8
Liguria	16	2	99,0	99,0
Lombardia	200	41	51,0	59,1
Trentino Alto Adige	135	9	63,7	62,5
Veneto	84	32	87,2	89,3
Friuli Venezia Giulia	47	8	75,5	77,1
Emilia Romagna	72	27	82,0	67,5
Toscana	61	12	77,4	67,1
Lazio	36	10	91,5	94,3
Marche	32	3	92,4	88,7
Umbria	17	3	90,4	92,2
Abruzzo	28	4	66,7	65,6
Molise	20	1	93,0	72,8
Campania	43	5	71,8	70,0
Puglia	38	1	87,3	78,0
Basilicata	15	3	71,2	54,8
Calabria	25	2	90,4	80,3
Sicilia	44	2	79,8	72,8
Sardegna	22	3	89,6	75,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Produzione incentivata: energia fotovoltaica

A partire dal settembre 2005, è attivo il meccanismo di incentivazione in Conto energia per promuovere la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. Il decreto legislativo 19 febbraio 2007 del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, divenuto operativo dopo la pubblicazione della delibera 11 aprile 2007, n. 90/07, dell'Autorità, ha introdotto rilevanti modifiche e semplificazioni allo schema originario.

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 edifici[1];
- 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, quali il limite di potenza massima incentivabile per un singolo impianto e le limitazioni all'utilizzo della tecnologia fotovoltaica a film sottile, molto utilizzata nell'ambito dell'integrazione architettonica. Ulteriori elementi di novità che contribuiscono a rendere più flessibile il meccanismo di incentivazione sono stati introdotti con la delibera 17 novembre 2008, n. 161/08 (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume). In particolare, viene reso possibile mettere in esercizio ogni sezione di impianto come se si trattasse di un impianto a sé e si consente di collegare più sezioni di impianto all'interno di una rete interna di utenza nel rispetto del vincolo imposto dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007, secondo cui un impianto fotovoltaico non può condividere il punto di connessione con la rete con altri impianti fotovoltaici.

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 2.7. Le tariffe sono erogate per un periodo di 20 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 entrati in esercizio dall'1 gennaio 2009 e fino al 31 dicembre 2010, è prevista una decurtazione dei valori indicati nella tavola 2.7 pari al 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008, che rimangono poi costanti per il periodo di 20 anni di erogazione dell'incentivo.

Il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero 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.

Inoltre, gli impianti fotovoltaici fino a 20 kW operanti in regime di scambio sul posto hanno diritto, nel caso si effettuino interventi di efficienza energetica sull'edificio al quale detti impianti sono asserviti e tali da comportare una riduzione di almeno il 10% del fabbisogno di energia primaria dell'edificio stesso, 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% della tariffa incentivante).

Nella tavola 2.8 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 2.9 si dà evidenza delle analoghe informazioni relative agli impianti incentivati sulla base del nuovo Conto energia. La Puglia registra il maggior livello di potenza installata, pari a 58,3 MW, seguita dalla Lombardia (52,7 MW), dall'Emilia Romagna (42,2 MW), dal Piemonte (37,8 MW) e dal Veneto (32,1 MW).

1 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:
- impianto non integrato;
- impianto parzialmente integrato;
- impianto con integrazione architettonica.

TAV. 2.7

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.

TAV. 2.8

Il primo Conto energia (DM 28/07/2005 e 6/02/2006)

Impianti in esercizio al 30 aprile 2009

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 20 kW		CLASSE 2 20 kW < P ≤ 50 kW		CLASSE 3 50 kW < P ≤ 1.000 kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
Val d'Aosta	-	-	1	46	-	-	1	46
Piemonte	207	1.440	68	2.745	4	2.134	279	6.320
Liguria	90	432	9	351	1	51	100	833
Lombardia	603	3.403	92	3.901	4	332	699	7.636
Trentino ALto Adige	167	1.032	126	5.636	8	3.698	301	10.366
Veneto	395	2.463	61	2.510	3	1.521	459	6.494
Friuli Venezia Giulia	210	1.177	7	324	2	707	219	2.208
Emilia Romagna	468	2.674	177	7.262	7	2.773	652	12.709
Toscana	237	1.797	40	1.653	7	4.512	284	7.963
Lazio	273	1.733	53	2.515	4	3.372	330	7.620
Marche	225	1.425	100	4.452	8	3.826	333	9.704
Umbria	161	1.305	85	3.703	2	560	248	5.568
Abruzzo	57	501	36	1.626	5	1.836	98	3.963
Molise	11	80	3	109	1	301	15	490
Campania	105	936	50	2.287	4	3.491	159	6.717
Puglia	314	2.068	174	7.981	17	12.269	505	22.317
Basilicata	49	489	38	1.774	3	1.232	90	3.495
Calabria	71	529	54	2.575	9	6.852	134	9.955
Sicilia	223	1.291	61	2.890	9	4.928	293	9.110
Sardegna	92	545	20	903	5	4.136	117	5.584
TOTALE ITALIA	**3.958**	**25.324**	**1.255**	**55.244**	**103**	**58.530**	**5.316**	**139.099**

Fonte: GSE.

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 del 6 novembre 2007, n. 280/07, e successive modifiche.

Il servizio di scambio sul posto, innovato con delibera 3 giugno 2008, n. 74/08 (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume), consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. In particolare, la delibera n. 74/08 e le successive modifiche prevedono che il servizio di scambio sul posto sia erogato unicamente dal GSE e non più dalle imprese distributrici. L'utente dello scambio è titolare o dispone di:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007;
- impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

TAV. 2.9

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

Impianti in esercizio al 30 aprile 2009

	CLASSE 1 1 kW ≤ P ≤ 3 kW		CLASSE 2 3 kW < P ≤ 20 kW		CLASSE 3 P > 20 kW		TOTALE	
	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)	NUMERO	POTENZA (kW)
Val d'Aosta	21	54	20	188	-	-	41	242
Piemonte	1.454	3.793	1.138	9.212	131	18.472	2.723	31.478
Liguria	252	624	134	865	9	1.705	395	3.195
Lombardia	2.674	6.935	2.048	16.922	208	21.255	4.930	45.112
Trentino Alto Adige	634	1.720	706	6.999	111	12.676	1.451	21.395
Veneto	1.547	4.035	1.246	9.417	102	12.183	2.895	25.634
Friuli Venezia Giulia	740	2.005	853	5.641	36	3.532	1.629	11.178
Emilia Romagna	1.730	4.458	1.171	9.622	161	15.391	3.062	29.471
Toscana	1.236	3.166	983	8.100	76	11.249	2.295	22.514
Lazio	941	2.457	822	6.238	66	7.889	1.829	16.584
Marche	643	1.686	443	3.574	63	10.009	1.149	15.269
Umbria	276	747	305	2.633	51	10.134	632	13.513
Abruzzo	235	603	304	2.308	28	2.473	567	5.384
Molise	33	92	46	425	5	199	84	715
Campania	261	707	267	2.159	23	4.185	551	7.052
Puglia	1.101	2.922	1.178	8.985	101	24.106	2.380	36.013
Basilicata	107	301	115	895	19	1.768	241	2.964
Calabria	242	661	346	2.764	19	5.571	607	8.995
Sicilia	793	2.138	669	4.561	22	3.990	1.484	10.688
Sardegna	1.043	2.869	470	3.095	20	5.217	1.533	11.181
TOTALE ITALIA	**15.963**	**41.972**	**13.264**	**104.604**	**1.251**	**172.003**	**30.478**	**318.578**

Fonte: GSE.

Al fine di superare i limiti e le criticità riscontrate nella precedente disciplina, la struttura del nuovo servizio di scambio sul posto stabilisce che l'utente dello scambio acquisti l'intera quantità di energia elettrica prelevata. Inoltre, il medesimo utente sigla con il GSE la convenzione per lo scambio sul posto, in base alla quale il GSE prende in consegna l'energia elettrica immessa, vendendola sul mercato ed erogando all'utente un contributo finanziario finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata al massimo pari a quella immessa (energia "scambiata"), della parte variabile dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

La nuova disciplina, evitando compensazioni tra quantità di energia elettrica dal diverso valore economico, garantisce la trasparenza dei flussi energetici e la corretta valorizzazione economica dell'energia elettrica immessa e prelevata. Inoltre, consente di quantificare i costi non sostenuti dai soggetti che richiedono lo scambio sul posto che rimangono in capo agli utenti del sistema elettrico.

Produzione incentivata: solare termodinamico

Gli impianti solari termodinamici, a differenza degli impianti fotovoltaici, convertono indirettamente l'energia solare in energia elettrica passando attraverso una prima fase di trasformazione dell'energia solare in energia termica di un fluido termovettore.

Il decreto ministeriale dell'11 aprile 2008 ha introdotto una nuova incentivazione per gli impianti solari termodinamici anche ibridi[2] di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, data di pubblicazione della

2 Negli impianti ibridi l'energia solare viene integrata in un gruppo termoelettrico di produzione convenzionale, mentre negli impianti non ibridi l'intera energia solare viene destinata al ciclo termodinamico finale di produzione energia.

delibera attuativa dell'Autorità (delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08). Gli incentivi, calcolati in base alle tariffe riportate nella tavola 2.10 sono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, e si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

TAV. 2.10

Tariffe incentivanti per impianti solari termodinamici (DM 11/04/2008)

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	€/kWh
Impianto in cui la frazione solare sia superiore all'85%	0,28 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia compresa tra il 50% e l'85%	0,25 + vendita energia
Impianto in cui la frazione solare sia inferiore al 50%	0,22 + vendita energia

Fonte: GSE.

I valori delle tariffe sono riferiti agli impianti entrati in esercizio nel periodo intercorrente fra la data di emanazione della delibera ARG/elt 95/08 dell'Autorità e il 31 dicembre 2012.
Per gli impianti che entreranno in esercizio nel periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, le tariffe saranno decurtate del 2% per ciascuno degli anni di calendario successivi al 2008 (con arrotondamento alla terza cifra decimale).
In assenza di ulteriori decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata, per gli anni successivi al 2014 continueranno ad applicarsi le tariffe fissate dal decreto 11 aprile 2008 applicate agli impianti che entreranno in esercizio dopo il 2014. L'incentivo è riconosciuto per un periodo di 25 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Produzione incentivata: energia CIP6 e altri ritiri del GSE

Nel 2008 l'energia ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e della delibera dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108/97, è risultata pari a 41.707 GWh, corrispondenti al 13,7% della produzione nazionale netta. Rispetto al 2007 i ritiri si sono ridotti complessivamente di circa 5 TWh.
L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2008, pari a 4 TWh, sia stata determinata in gran parte dalla diminuzione dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi (-2,4 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta essersi ridotta di circa 0,8 TWh. L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2008 circa il 14% della generazione termica convenzionale netta, in diminuzione rispetto al 15,5% del 2007.
La riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili registrata nel 2008, pari a circa 0,8 TWh, è invece stata determinata in prevalenza da una diminuzione della generazione da impianti nuovi eolici e geotermici (-5,3 TWh) e da quelli fotovoltaici, a biomasse, a RSU (rifiuti solidi urbani) ed equiparati (-2,8 TWh), mentre l'energia generata da impianti esistenti è aumentata di 77 GWh. Le convenzioni CIP6 relative a impianti per la produzione di energia rinnovabile hanno contribuito al 12,8% della generazione complessiva netta da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 17% circa del 2007.

TAV. 2.11

Ritiri GSE: energia CIP6 e delibera n. 108/97

GWh

GWh	2005	2006	2007	2008
CIP6	50.296	48.340	46.462	41.653
- di cui assimilata	40.463	39.068	38.268	34.224
- di cui rinnovabile	9.833	9.272	8.194	7.429
Delibera n. 108/97	966	689	115	54
TOTALE	**51.262**	**49.029**	**46.577**	**41.707**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.12

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti assimilate negli anni 2003-2008

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Impianti nuovi	33.963	34.182	25.097	20.465	16.935	13.658
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.530	17.773	12.891	13.290	12.929	12.041
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	17.433	16.409	12.206	7.175	4.006	1.617
Impianti esistenti	6.760	8.086	15.366	18.603	21.333	20.566
TOTALE	**40.723**	**42.268**	**40.463**	**39.068**	**38.268**	**34.224**

Fonte: : Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.13

Dettaglio dei ritiri di energia CIP6 da fonti rinnovabili negli anni 2003-2008

GWh

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Impianti nuovi	9.547	10.031	9.685	8.958	7.857	7.015
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.450	1.397	1.181	987	591	578
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	383	334	184	137	88	84
- di cui impianti eolici e geotermici	3.850	3.417	3.040	2.566	2.217	1.687
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	3.666	4.648	5.084	5.198	4.949	4.666
- di cui impianti idroelettrici potenziati	199	234	196	70	13	-
Impianti esistenti	90	100	148	314	337	414
TOTALE	**9.638**	**10.131**	**9.833**	**9.272**	**8.194**	**7.429**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Nel 2008 i costi totali dei ritiri del GSE per l'energia CIP6 e ai sensi della delibera n. 108/97, evidenziati nella tavola 2.14, sono stimabili in 5,5 miliardi di euro, in gran parte (circa il 72%) legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi connessi, derivanti principalmente dalla vendita dell'energia elettrica nella Borsa elettrica al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenza e gli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 3 miliardi di euro, in aumento di circa 250 milioni rispetto al 2007. L'onere da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri dell'energia CIP6, è risultato, come per il 2007, pari a circa 2,4 miliardi di euro.

Nella tavola 2.15 si presenta il dettaglio dei costi relativi alle fonti assimilate e rinnovabili incentivate tramite il meccanismo CIP6, per tipologia di produzione. L'aumento dei costi relativi alle fonti assimilate rispetto al 2007, pari a oltre 200 milioni di euro, è spiegato da una riduzione dell'11% della quantità ritirata che è stata più che compensata dall'aumento della remunerazione unitaria (18%). Il contributo principale all'aumento dei costi è ascrivibile ai ritiri da impianti esistenti. Anche per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'aumento dei costi, pari a 21 milioni di euro, è stato determinato soprattutto dall'aumento dei costi relativi agli impianti esistenti. Per gli impianti nuovi, invece, l'aumento è stato più contenuto e determinato soprattutto dalla crescita dei costi dei ritiri di energia da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati e da impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente oltre 3 MW (+53 milioni di euro), mentre si sono ridotti i costi dei ritiri dagli impianti eolici e geotermici (-46 milioni di euro). Complessivamente, mentre la quantità di energia da fonti rinnovabili ritirata dal GSE è diminuita del 9,3% nel 2008 rispetto al 2007, la remunerazione unitaria è aumentata di circa il 12%.

Per quanto riguarda le fonti assimilate, i primi 11 gruppi industriali contribuiscono a oltre il 97% della generazione elettrica in convenzione CIP6; la quota maggiore, pari a oltre un terzo dell'intera produzione, spetta al gruppo Edison. Per i ritiri, invece, dell'energia prodotta da fonti rinnovabili il quadro è maggiormente articolato: il gruppo Enel contribuisce al 17% circa dell'intera generazione rinnovabile, seguito da A2A (13%). Complessivamente i primi 10 operatori raggiungono il 62% circa dell'energia totale rinnovabile in convenzione CIP6.

TAV. 2.14

Costi e ricavi dei ritiri CIP6 e della delibera n. 108/97 nel 2008

Milioni di euro

COSTI E RICAVI	VALORE
Remunerazione impianti assimilati	3.965,8
Remunerazione impianti rinnovabili	1.497,7
Totale remunerazione energia CIP6(A)	**5.463,5**
Altri costi di misura e trasporto per energia CIP6	10,7
Remunerazione energia delibera n. 108/97	5,0
Totale costi ritiri	**5.479,1**
Ricavi da cessione energia	3.052,7
Ricavi da cessione certificati verdi	31,3
Totale ricavi	**3.084,0**
Costo da recuperare in tariffa (componente A_3)	**2.395,1**

(A) Stime di chiusura dell'anno 2008 suscettibili di modifiche in esito al contenzioso relativo al calcolo del Costo evitato di combustibile (CEC).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.15

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2008

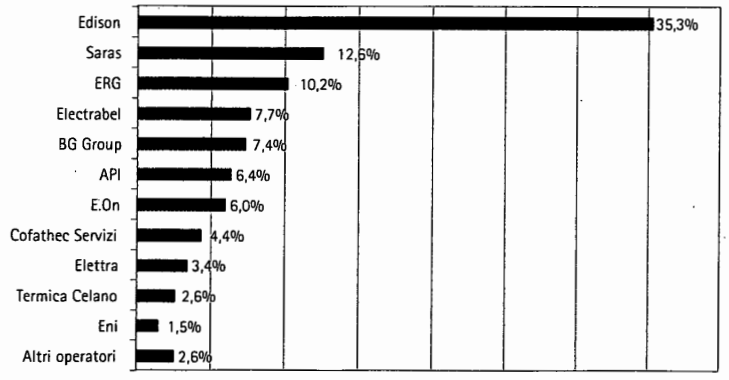
	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	**3.965,8**	**34.224**	**115,88**
Fonti assimilate nuove	1.870,6	13.658	136,96
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.685,0	12.041	139,94
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	185,6	1.617	114,74
Fonti assimilate esistenti	2.095,2	20.566	101,88
Fonti rinnovabili	**1.497,7**	**7.429**	**201,60**
Fonti rinnovabili nuove	1.454,0	7.015	207,27
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	97,7	578	169,02
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	11,9	84	142,30
di cui impianti eolici e geotermici	277,6	1.687	164,51
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.066,9	4.666	228,64
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	43,6	414	105,45
TOTALE	**5.463,5**	**41.653**	**131,17**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

FIG. 2.5

Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti assimilate

Anno 2008; dati in percentuale

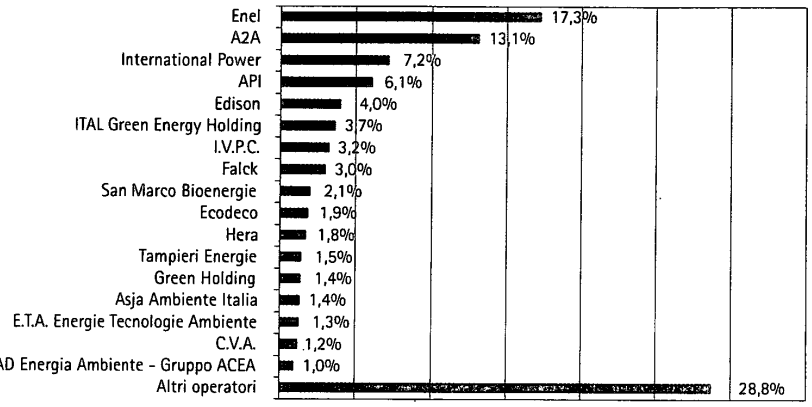


Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 2.6

Contributo dei principali operatori alla generazione CIP6 da fonti rinnovabili

Anno 2008; dati in percentuale



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Importazioni nette

Il saldo estero per il 2008, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna - Rete elettrica nazionale, è ammontato a 39.566 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 42.997 GWh (-12,1% sul 2007) e le esportazioni pari a 3.431 GWh (+29,6% sul 2007). Rispetto al 2007 il saldo estero è diminuito del 14,5%; esso ha garantito nel 2008 la copertura del fabbisogno nella misura dell'11,7%.

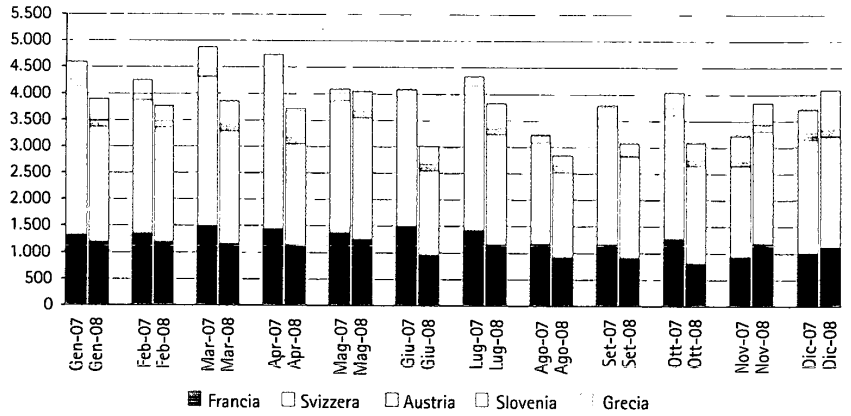
Le importazioni dalla Slovenia e dalla Grecia sono aumentate, rispettivamente, del 45,4% e del 2,8%, mentre sia le importazioni dalla Francia sia quelle dalla Svizzera sono diminuite di circa il 17%.

Per quanto riguarda le esportazioni, l'aumento dei flussi è stato determinato soprattutto dal contributo della Grecia (+59,2%) e della Svizzera (+512,2%).

FIG. 2.7

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

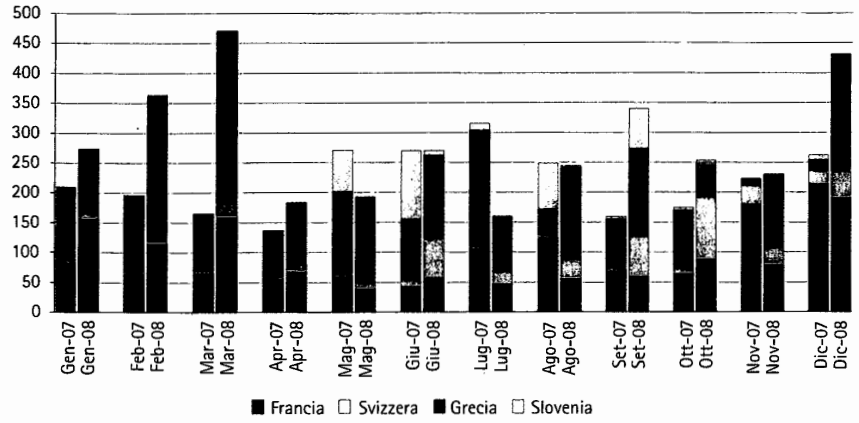


FIG. 2.8

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2007 e nel 2008

GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La società Terna è il principale proprietario delle Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Tra gli altri operatori proprietari figurano le seguenti società: Self Rete Ferroviaria Italiana, Agsm Trasmissione (Verona) e Retrasm Asm (Brescia).

Al 31 dicembre 2008 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,99%; Enel e la società di gestione patrimoniale Pictet Asset Management risultavano detenere, ciascuna, il 5,1% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e *retail*.

TAV. 2.16

Asset della RTN

Anni 2007-2008; dati al 31 dicembre

	2007	2008
Numero operatori di rete	11	8
Linee a 380 kV (km)	10.518	10.519
Linee a 220 kV (km)	11.416	11.387
Linee a 150-132 kV (km)	22.465	22.436
Linee a 400 kV a corrente continua (km)	207	207
Linee a 200 kV a corrente continua (km)	862	862
Numero stazioni a 380 kV	136	138
Numero stazioni a 220 kV	149	147
Numero stazioni a 150-132 kV	99	103

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Distribuzione

La composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenzia la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (54%); significativa è anche la quota di persone fisiche (19%) e di società che non operano nel settore energetico (17%), mentre quest'ultime pesano per circa il 7% sul totale.

Nella tavola 2.18 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete, come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. È interessante notare l'elevato numero di distributori della regione Trentino Alto Adige a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta solo il 2% circa del totale nazionale.

TAV. 2.17

Composizione societaria dei distributori

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	54,2
Imprese energetiche locali	3,7
Imprese energetiche nazionali	3,8
Istituti finanziari esteri	0,1
Istituti finanziari nazionali	0,8
Persone fisiche	19,3
Flottante	0,9
Società diverse	16,8
Non disponibile	0,3
TOTALE	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.18

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2008

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI(A)
Val d'Aosta	57	1.489	2.563	3
Piemonte	1.401	28.177	63.677	7
Liguria	739	6.995	21.282	2
Lombardia	2.808	40.339	83.107	11
Trentino Alto Adige	433	7.762	14.447	63
Veneto	2.147	26.242	61.064	3
Friuli Venezia Giulia	540	8.119	14.955	6
Emilia Romagna	2.049	31.517	66.219	3
Toscana	1.269	26.309	57.286	2
Lazio	1.744	28.272	64.922	4
Marche	584	11.538	29.653	7
Umbria	57	8.565	20.025	2
Abruzzo	520	9.772	25.229	5
Molise	53	3.624	7.605	1
Campania	1.176	24.130	58.686	3
Puglia	1.758	28.490	59.681	3
Basilicata	629	9.792	14.765	1
Calabria	490	17.569	41.127	1
Sicilia	1.161	35.757	75.235	11
Sardegna	447	17.781	33.515	5
TOTALE	**20.061**	**372.239**	**815.041**	**143**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Complessivamente i distributori elettrici italiani risultano essere 131 per un volume totale distribuito pari a 295 TWh. Il gruppo Enel è il primo distributore del Paese con l'87% dei volumi distribuiti, seguito dal gruppo A2A (4,1%) e da Acea/Electrabel (3,4%). Gli altri distributori detengono invece quote marginali (Tav. 2.19).

Nella tavola 2.20 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo con relativi volumi distribuiti, punti di prelievo e volumi medi per operatore. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel, A2A, Electrabel/Acea e Iride, mentre 50 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo (mediamente 311 punti di prelievo per distributore).

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica per gruppo societario nel 2008

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel (Enel Distribuzione e Deval)	256.498	87,0
A2A	12.067	4,1
Electrabel/Acea	10.054	3,4
Iride	2.621	0,9
Hera	2.170	0,7
Trentino Servizi	2.007	0,7
Agsm Verona	1.895	0,6
Aim Vicenza	1.105	0,4
Altri operatori	6.476	2,2
TOTALE	**294.892**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.20

Attività dei distributori

Anno 2008

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	275.865	34.185.708	68.966	8.546.427
100.000-500.000	8	13.797	1.400.409	1.725	175.051
50.000-100.000	2	1.460	141.602	730	70.801
20.000-50.000	8	1.836	260.108	229	32.514
5.000-20.000	22	1.399	218.965	64	9.953
1.000-5.000	37	453	79.135	12	2.139
< 1.000	50	81	15.560	2	311
TOTALE	**131**	**294.892**	**36.301.487**	**2.251**	**277.111**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

I contratti di compravendita di energia elettrica con obbligo di consegna fisica possono essere a termine o a pronti. Il mercato regolamentato a pronti (MPE) gestito dal Gestore del mercato elettrico (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano volumi 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 e di vendita.

A valle di questi vi è il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico.

La disciplina a regime del dispacciamento prevede che, a partire dal 2009, la domanda partecipi attivamente anche al MA. Per l'anno 2008, analogamente a quanto previsto con riferimento all'anno precedente, le disposizioni transitorie hanno stabilito che essa partecipi solamente al MGP. La partecipazione della domanda al solo MGP e le ridotte possibilità di negoziazione a termine hanno reso necessario impiegare i seguenti meccanismi transitori per compensare la ridotta flessibilità di negoziazione:

- lo sbilanciamento a programma, per consentire 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), la cui attività è terminata a fine 2008, per permettere agli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa area geografica di effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica.

Un elemento che apporta ulteriore flessibilità al sistema è lo sviluppo dei mercati a termine di negoziazione dell'energia elettrica. A partire dal maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE)[3] che, in pratica, sostituisce la precedente Piattaforma bilaterali. Il GME ha inoltre avviato, da novembre 2008, le contrattazioni del mercato a termine elettrico (MTE) che consente, su base multilaterale, di negoziare quantità fisiche di energia elettrica. Contemporaneamente, la Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX) dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN - Prezzo unico nazionale). Durante la fase iniziale, le negoziazioni riguardano contratti *futures* mensili, trimestrali e annuali quotati in €/MWh.

Per l'anno 2008, la soglia di tolleranza per le penali di sbilanciamento è stata fissata pari al 3%, invariata rispetto al 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. Nell'ambito del processo di graduale avvicinamento alla disciplina di regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi, l'Autorità, con delibera 23 dicembre 2008, n. 203/08, ha deciso un abbassamento della soglia di tolleranza all'1,5% per l'anno 2009.

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, in considerazione delle difficoltà di previsione del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili da parte degli operatori di mercato. Con riferimento all'anno 2008 tale meccanismo è stato prorogato con una soglia del 2%. Il meccanismo delle offerte integrative non è ritenuto compatibile con l'apertura del MA alla domanda. La delibera n. 203/08 (vedi Capitolo 2 del secondo Volume) prevede pertanto che, a partire dall'anno 2009, Terna non possa più presentare offerte integrative sul MGP, fatte salve le situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale.

3 Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06 (e successive modifiche e integrazioni) e dal Regolamento emanato dal GME.

Borsa elettrica: domanda nel mercato del giorno prima

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2008 è stata pari a 337 TWh, con una crescita dell'1,8% rispetto al 2007[4]. La domanda nazionale è aumentata dello 0,8%, con incrementi a livello zonale abbastanza contenuti: il più elevato risulta essere quello relativo alla macrozona Sicilia (2,5%), mentre si rileva una diminuzione dello 0,9% nella macrozona Sardegna. Un forte contributo all'incremento complessivo della domanda elettrica nel Sistema Italia è stato fornito dagli acquisti dalle zone estere che, in controtendenza rispetto all'anno precedente, segnano una crescita del 91,3%, passando dai circa 3,8 TWh dell'anno 2007 ai 7,3 TWh dell'anno 2008. Si evidenzia tuttavia una flessione della domanda nel quarto trimestre 2008 (-1,1%) rispetto al medesimo periodo dell'anno 2007. Tale riduzione risulta essere particolarmente consistente nel mese di dicembre (-3,8%), in corrispondenza dell'aggravarsi della crisi economica internazionale.

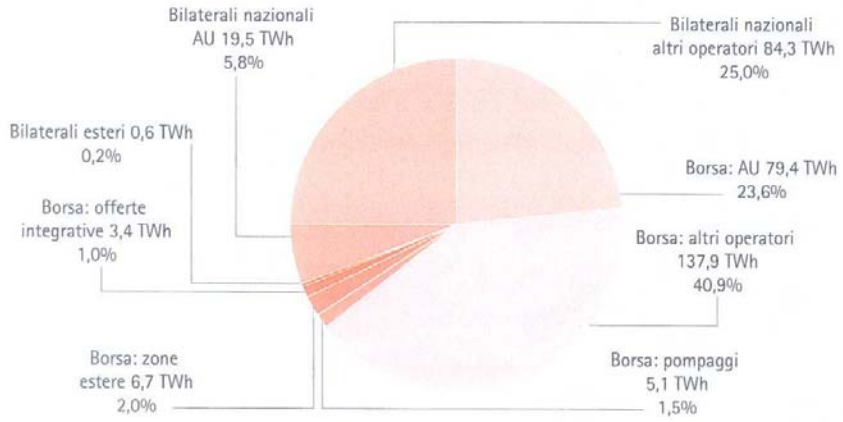


FIG. 2.9

Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 232,6 TWh, in aumento del 4,8% rispetto all'anno precedente; di conseguenza si consolida la tendenza a un aumento della liquidità media del mercato, pari al 69,0% per il 2008 contro il 67,1% del 2007 e il 59,6% del 2006. La liquidità di mercato, misurata sulle sole transazioni di Borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6), è stata pari al 54%. L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla Borsa, è essenzialmente imputabile all'ulteriore incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acquisti da parte di operatori non istituzionali (diversi dall'Acquirente Unico, dal GSE e da Terna), particolarmente evidente a partire dal secondo semestre 2007 e proseguito nel corso dell'anno 2008. Analogamente a quanto registrato nel secondo semestre dell'anno precedente, un ulteriore elemento che ha sostenuto l'incremento dei volumi scambiati in Borsa rispetto ai volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia, è stato la crescita delle transazioni sulle zone estere, con volumi di scambio elevati durante l'intero anno e in linea con i livelli registrati durante il periodo ottobre-dicembre 2007.

4 Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.

In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita a partire dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 25,7%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori, che risulta essere pari a 137,9 TWh contro i 99,7 TWh dell'anno 2007.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 4,3% rispetto al 2007, risultando pari a 104,3 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 23,2% rispetto al 2007 e, in misura solo relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-8,3%), mentre è solo parzialmente bilanciata dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico che registrano un aumento pari al 20,3% rispetto all'anno precedente.

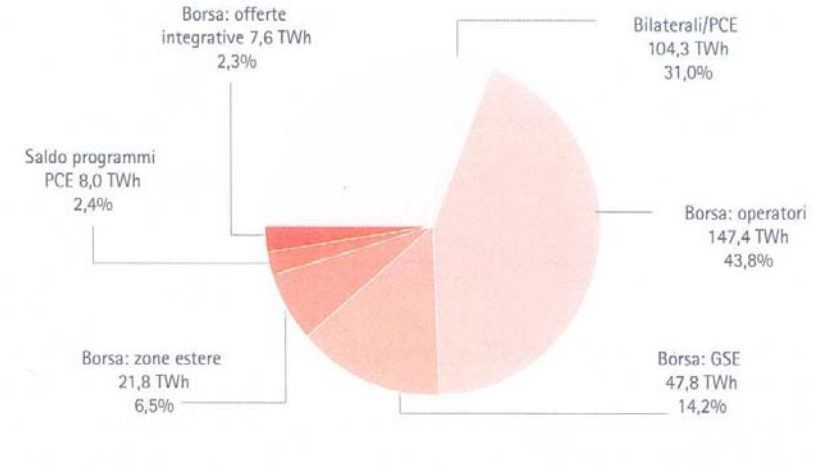
Borsa elettrica: offerta nel mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia una crescita del 2,8% rispetto al 2007 delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2008, ammontano complessivamente a 147,4 TWh. A ciò vanno aggiunti l'incremento significativo (+29,4%) dell'offerta estera, complessivamente pari a 21,8 TWh, e la crescita (+4,0%) dell'offerta da parte del GSE che risulta pari a 47,8 TWh. Il saldo programmi PCE, misurato come differenza tra programmi in immissione e programmi in prelievo, è stato pari a 8,0 TWh, in riduzione del 36,4% rispetto all'anno precedente.

Le offerte integrative di Terna dal lato dell'offerta risultano pari a 7,6 TWh, in aumento del 140,7% rispetto al 2007. A fronte di questo andamento, si evidenzia come, durante lo stesso periodo, le offerte lato domanda siano state pari a 3,4 TWh, in riduzione del 39,6% rispetto all'anno precedente.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il PUN nella Borsa elettrica italiana è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento di 16 €/MWh rispetto al 2007 (+22,5%). L'aumento del PUN, verificatosi per buona parte del 2008 e interrotto soltanto durante l'ultimo bimestre dell'anno, è imputabile alla forte crescita delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali e al conseguente aumento dei costi di generazione dell'elettricità (Fig. 2.11). Un'ulteriore variabile di natura congiunturale che si deve tener presente è l'incremento registrato dalla domanda durante i primi tre trimestri del 2008 (+ 2,9%) rispetto all'analogo periodo del 2007, a cui

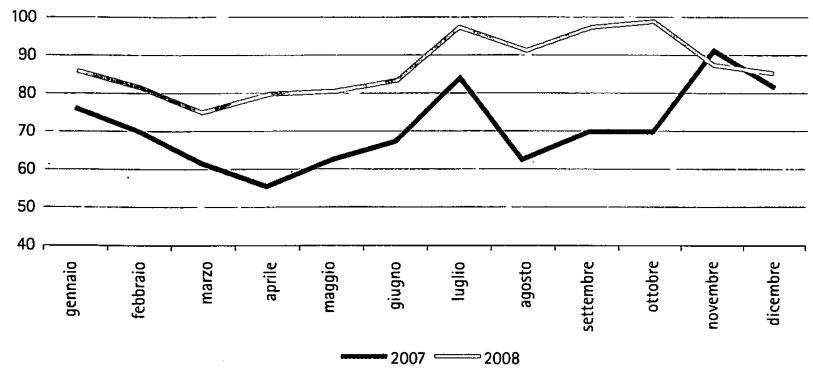


FIG. 2.11

Andamento del PUN

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

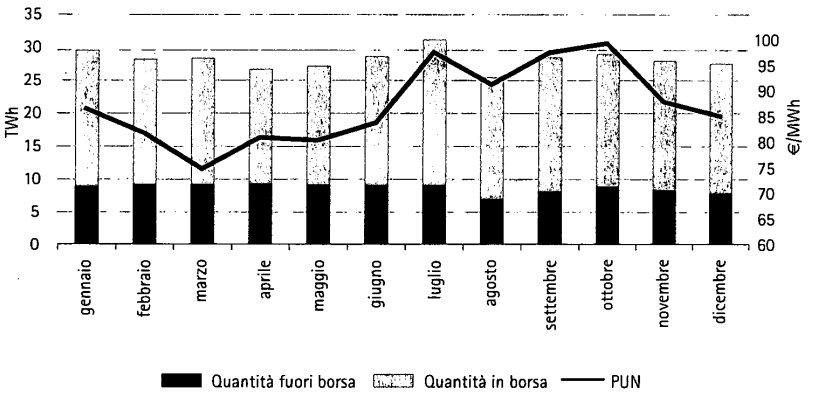


FIG. 2.12

Volumi scambiati sul MGP nel 2008

TWh; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

è seguita una riduzione (-1,1%) durante il quarto trimestre.

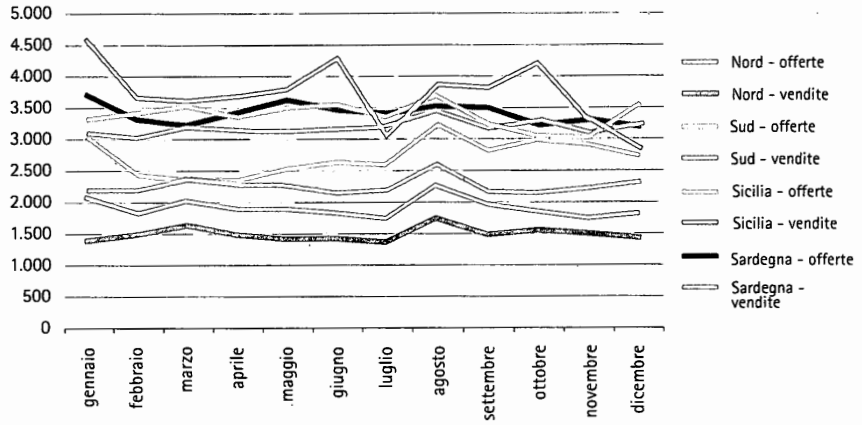
Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di ottobre, quando il prezzo medio di acquisto ha toccato il massimo storico di 99,07 €/MWh (+41,8% rispetto al mese di ottobre 2007) per effetto del costo del combustibile, le cui quotazioni hanno raggiunto il proprio massimo in luglio e sono state recepite dal prezzo dell'elettricità con alcuni mesi di ritardo. Il calo nelle quotazioni dei combustibili fossili e l'aggravarsi della crisi economica internazionale hanno favorito una consistente riduzione del PUN nei mesi di novembre e dicembre 2008 (Fig. 2.12).

L'indice HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), evidenzia un miglioramento della struttura competitiva dal lato dell'offerta. In particolare, i periodi durante i quali si registrano livelli soddisfacenti di concentrazione (HHI < 1.800) sono ulteriormente aumentati nella macrozona Nord e progressi si registrano anche nella macrozona Sud. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone Sicilia e Sardegna, dove l'indice HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1.800 (Fig. 2.13).

L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2007, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato il 75% in quasi tutti i mesi dell'anno 2007, la quota di energia su cui l'operatore principale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, attestandosi stabilmente al di sotto del 35% negli ultimi quattro mesi dell'anno (Fig. 2.14).

FIG. 2.13

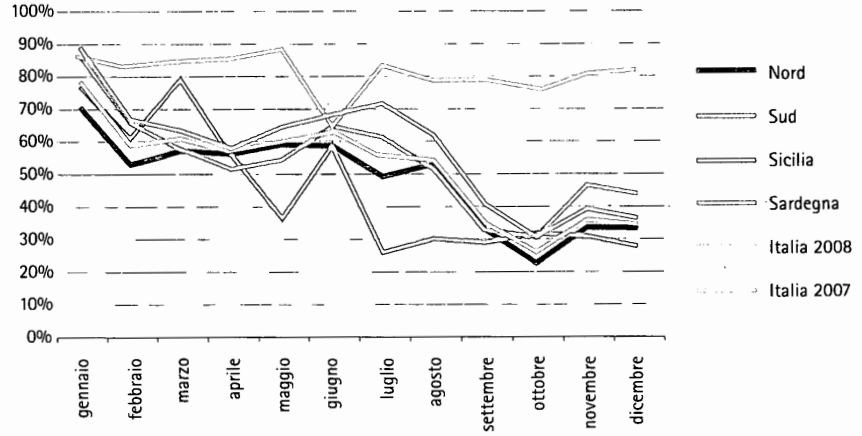
Valori dell'indicatore HHI nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

I prezzi zonali di vendita sono variati tra i 82,92 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e i 119,63 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2007, i prezzi hanno avuto incrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il +16,7% del Centro Nord e il +22,5% della Sardegna. Un incremento nettamente superiore rispetto alla variazione media nazionale si è registrato nella macrozona Sicilia (+50,5%).

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente crescita dei prezzi in tutte le zone, particolarmente evidente in Sicilia, nei mesi compresi tra giugno e ottobre in corrispondenza dei maggiori incrementi del prezzo medio di acquisto (Fig. 2.15). Le forti tensioni sui prezzi verificatesi in Sardegna durante il mese di maggio sono da collegarsi alla forte riduzione dell'offerta conseguente all'interruzione del transito con il resto del Paese per un numero rilevante di ore

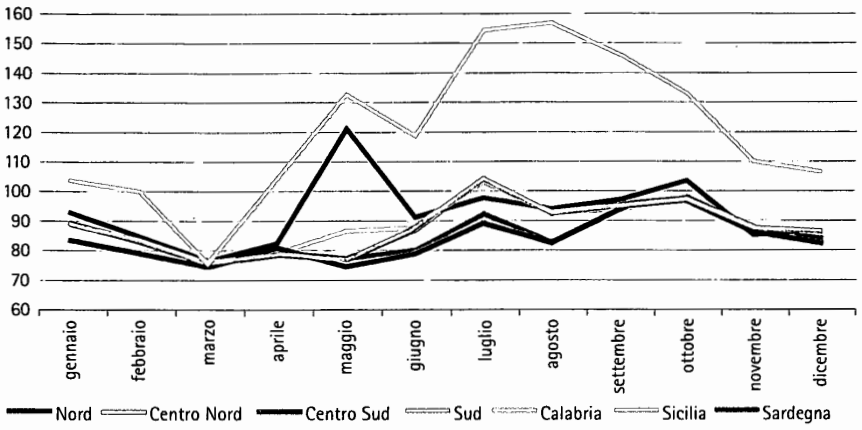


FIG. 2.15

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2008

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

dello stesso mese. Con riferimento alla Sicilia, a partire dal mese di aprile si è assistito a incrementi del prezzo zonale sensibilmente superiori ai valori medi nazionali, sia a livello medio giornaliero sia in particolari ore del giorno. Con delibera 22 gennaio 2009, VIS 3/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica con specifico riferimento alla zona della Sicilia (vedi il Capitolo 6 del secondo Volume).

Per quanto riguarda le rendite di congestione, nel 2007 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 121 milioni di euro a 156 milioni di euro, segnando un incremento pari al 29%. Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Nord-Centro Nord, seppure il proprio contributo sia notevolmente calato rispetto all'anno precedente (dall'81% al 36% del totale), mentre si è avuto un sensibile incremento della rendita raccolta sui transiti Sicilia-Calabria (dal 3% al 20%) e Centro Nord-Centro Sud (dal 3% al 16%).

A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere è assegnata congiuntamente dai gestori di rete confinanti mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliere. Questo meccanismo azzera per definizione la rendita da congestione sulle zone estere, in quanto il costo della congestione risulta essere preventivamente pagato in fase di asta esplicita.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Nel corso del 2008 il prezzo medio mensile ponderato nel MA è risultato fortemente correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate è risultato per l'anno 2008 pari a 84,95 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2007, il prezzo medio ponderato nel MA registra un incremento pari al 22,5%.

I volumi scambiati sul MA nel corso del 2008 sono stati pari a 11,7 TWh, in riduzione dell'8,8% rispetto all'anno precedente e corrispondenti al 3,5% della domanda complessiva sul MGP, contro il 3,9% dell'anno precedente.

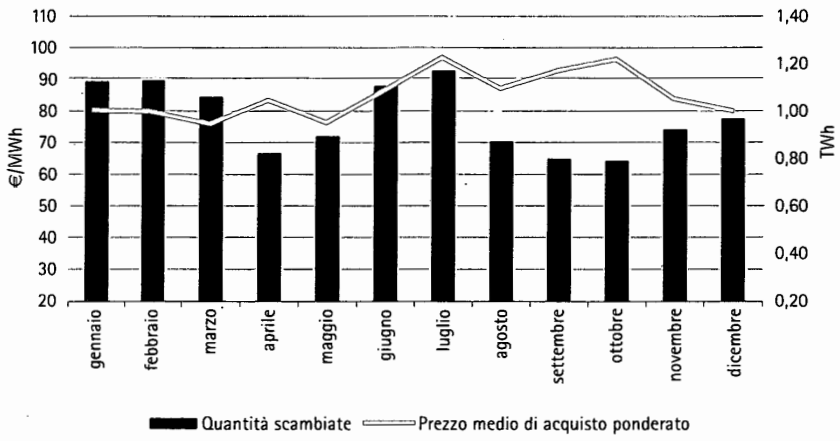
Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 11,6 TWh, in riduzione del 20,8% rispetto al 2007. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 11,3 TWh, in diminuzione di circa il 6,6% rispetto all'anno precedente. Tali volumi hanno rappresentato circa il 3,5% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una discreta variabilità mensile (Fig. 2.17): le offerte a salire sono risultate relativamente maggiori nei mesi di luglio e agosto (rispettivamente 4,1% e 4,8% della corrispondente domanda mensile), mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di gennaio (3,9%), marzo (3,9%) e luglio (4%).

FIG. 2.16

Andamento del prezzo medio ponderato e delle quantità sul MA

€/MWh

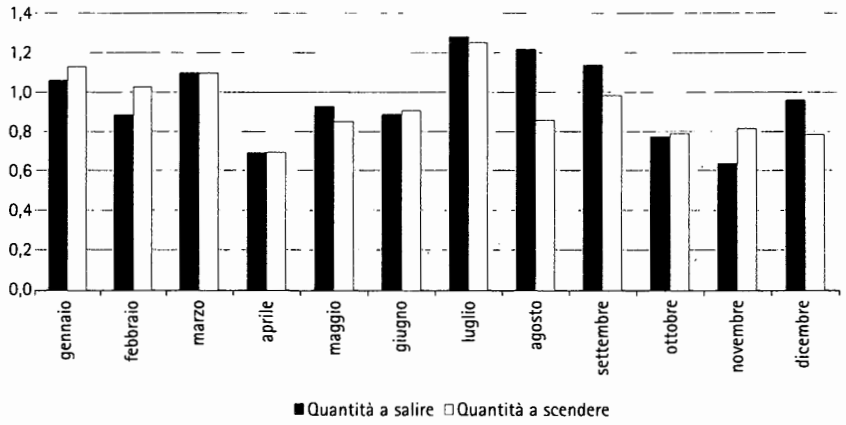


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.17

Quantità sul MSD ex ante nel 2008

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Per tutto il 2008 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 *baseload* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato infatti pari a 65,76 €/MWh sulla Borsa tedesca (EEX), 69,15 sulla Borsa francese (Powernext), 64,44 €/MWh sulla Borsa spagnola (OMEL) e 44,73 €/MWh sulla Borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con gli 86,99 €/MWh registrati sulla Borsa italiana nel MGP.

I differenziali di prezzo mostrano tuttavia un avvicinamento del prezzo italiano ai prezzi prevalenti in Europa, soprattutto nei mesi estivi del 2008 (Fig. 2.18). Si conferma la tendenza, già registrata negli scorsi anni, del prezzo italiano a reagire con maggiore lentezza alle oscillazioni delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali.

Nel corso del 2008, in un contesto caratterizzato da forti tensioni sui mercati petroliferi, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso evidenziano incrementi notevoli in tutti i Paesi europei, Italia compresa. A partire da novembre, i prezzi europei iniziano a scendere sulla scia delle riduzioni del prez-

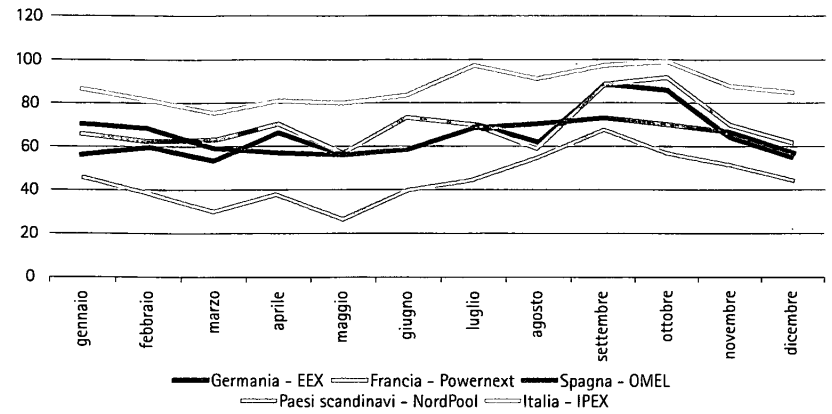


FIG. 2.18

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee

Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

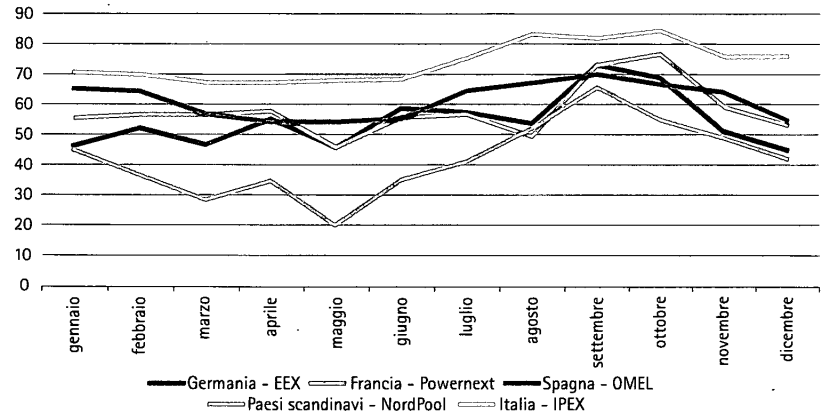


FIG. 2.19

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

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

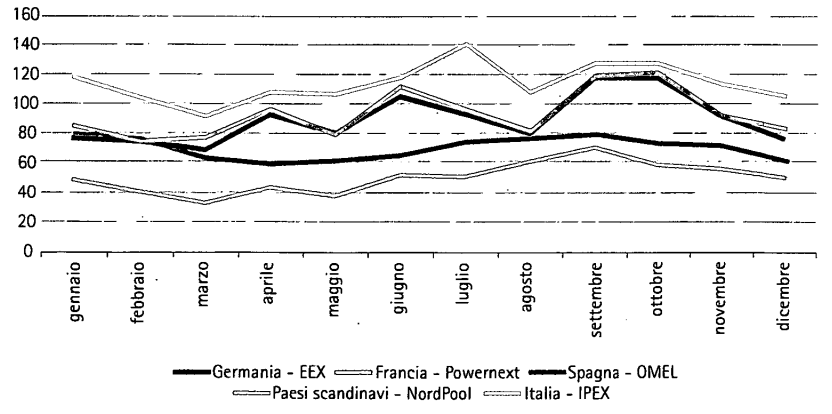


FIG. 2.20

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta

€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

zo del petrolio e del deterioramento della congiuntura economica.

La riduzione nel divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre Borse europee ha determinato nel corso dell'anno 2008 un incremento significativo dei flussi di esportazione rispetto all'anno precedente, concentrati soprattutto nelle ore fuori picco. Tale dinamica è stata più accentuata sul confine francese, nei mesi di giugno e ottobre, e sui confini con la Svizzera e la Grecia.

La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2008 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote[5], a 114,54 €/MWh e 74,21€/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 90,21 €/MWh e 54,44 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 93,34 €/MWh e 57,93 €/MWh sulla Borsa francese, a 70,59 €/MWh e 61,55 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 50,52 €/MWh e 42,04 €/MWh sulla Borsa scandinava.

PCE – Piattaforma conti energia

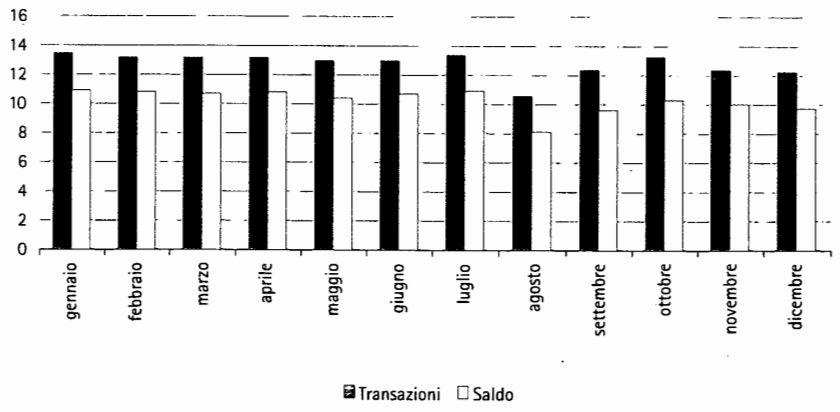
La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi ai contratti a termine, con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale ciascun operatore dispone 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.

Durante l'anno 2008, le transazioni complessive svolte sulla PCE ammontano a 152,4 TWh a fronte di una posizione netta pari a 122,9 TWh. La PCE consente la registrazione di 5 tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *offpeak*, *weekend*) e una non standard. Il profilo di contratto maggiormente utilizzato nell'anno 2008 è stato quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*.

FIG. 2.21

Andamento delle transazioni sulla PCE nel 2008

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

5 I prezzi sono calcolati per tutte le Borse sulla base delle fasce orarie adottate dall'Autorità per la differenziazione del valore dell'energia. Il prezzo *peak* medio è determinato sui valori registrati durante le ore corrispondenti alla fascia F1, mentre il prezzo *offpeak* sulle restanti ore dell'anno (fasce F2 e F3).

Mercati a termine: MTE e IDEX

MTE e IDEX sono i due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa Italiana e istituiti nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile dei propri portafogli di energia.

L'MTE consente di negoziare, con obbligo di consegna alla scadenza, quantità fisiche di energia elettrica su un orizzonte temporale massimo di un mese. Le posizioni fisiche derivanti da negoziazioni sul MTE sono contemporaneamente registrate sulla PCE allo scopo di garantire sicurezza e stabilità al sistema. Durante il primo trimestre di funzionamento del MTE hanno partecipato alle negoziazioni 8 operatori, per un totale di volumi scambiati pari a circa 0,1 TWh, prevalentemente attraverso contratti con profilo *baseload* e consegna a un mese. La partecipazione degli operatori a questo mercato appare scoraggiata dal fatto che non sia consentito negoziare contratti con periodi di consegna più estesi.

L'IDEX consente di negoziare contratti finanziari *futures* aventi come sottostante il PUN. In fase di avvio è stato stabilito che i contratti possano avere soltanto profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il funzionamento del mercato prevede la presenza della *clearing house* del gruppo Borsa Italiana, la Cassa di compensazione & garanzia, che agisce da controparte centrale e a cui i membri del mercato devono necessariamente aderire.

Durante il primo trimestre di funzionamento dell'IDEX, i volumi complessivamente scambiati ammontano a circa 2,3 TWh. I contratti più scambiati sono stati quelli annuali (1,1 TWh), seguiti dai contratti con durata trimestrale (0,9 TWh). Nonostante i bassi volumi negoziati, l'avvio delle contrattazioni su questo mercato costituisce un importante elemento di novità in quanto consente agli operatori di disporre di un utile segnale di prezzo su un orizzonte temporale più esteso.

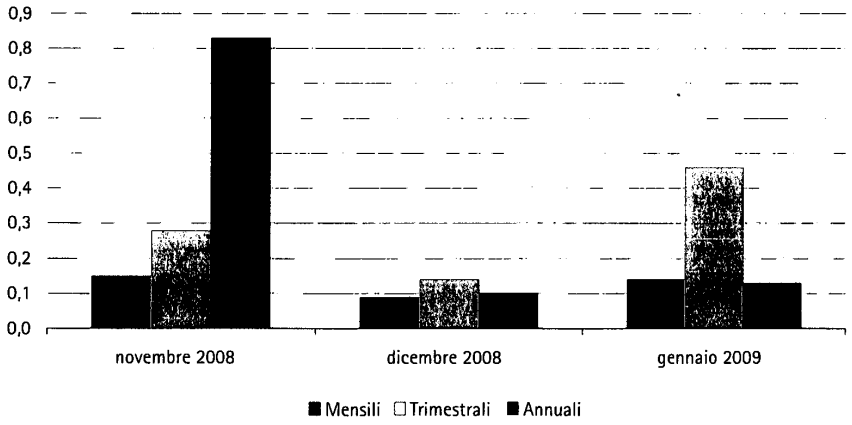


FIG. 2.22

Andamento delle transazioni sull'IDEX nel primo trimestre di funzionamento

TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Borsa Italiana.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2008 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 dicembre 2007. Il decreto ha previsto per l'assegnazione dei 4.900 MW di diritti CIP6 per l'anno 2008 il seguente schema, analogo a quello in vigore l'anno precedente:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2008 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 25% (1.225 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari al 75% (3.675 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2008 è pari a 68 €/MWh ed è adeguato trimestralmente secondo le 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.

Nel corso del 2008, l'Autorità ha adeguato ai sensi di quanto previsto dalla delibera del 19 dicembre 2007, n. 331/07, i prezzi di assegnazione per i trimestri successivi al primo, che sono risultati essere rispettivamente pari a 68,23 €/MWh, 68,77 €/MWh e 80,40 €/MWh.

Per l'anno 2009, il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 25 novembre 2008 ha stabilito che l'energia ritirata dal GSE sia collocata per il 20% all'Acquirente Unico per la fornitura di energia elettrica dei clienti finali compresi nel servizio di tutela, e per l'80% ai clienti del mercato libero. Il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2009 è di 78 €/MWh e la capacità assegnabile per il 2009 è stata indicata dal GSE in 4.300 MW.

TAV. 2.21

Assegnazione dei diritti CIP6

MW

	DIRITTI CIP6 2008	DIRITTI CIP6 2009
Enel Energia	1.148	1.035
Eni	332	250
Edison Energia	287	374
Acea Electrabel Elettricità	177	20
Sorgenia	144	145
E.On Energia (ex Dalmine Energie)	126	125
Modula	121	-
Ergon Energia	107	-
Energetic Source	100	185
Iride Mercato (ex Amga comm. e Siet)	97	81
A2A (fusione Aem e Asm)	86	130
EGL Italia	70	89
Hera Comm	70	106
Altri	810	900
TOTALE	**3.675**	**3.440**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

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 (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni. Per quanto riguarda invece 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, la legge n. 244/07 stabilisce il 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 15 anni. 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.

Il certificato verde è emesso dal GSE su comunicazione del produttore e riguarda, in alternativa, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'anno precedente, quella attesa nell'anno in corso o la produzione 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) o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come a favore del GSE stesso, a fronte dell'energia elettrica generata 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 29 dicembre 2003, n. 387. 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, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME. 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, oltre a collocare i certificati verdi relativi alla produzione degli impianti CIP6, può negoziare ulteriori titoli per favorire l'adeguato funzionamento del mercato.

La tavola 2.22 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato organizzato del GME nel corso del 2008 e nel primo trimestre del 2009. Un elemento di novità rispetto agli anni precedenti è rappresentato dalla negoziazione dei primi certificati verdi rilasciati a fronte dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, mentre ancora nessuno scambio è stato effettuato per i certificati verdi relativi alla generazione elettrica mediante idrogeno.

TAV. 2.22

Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel 2008 e nel primo trimestre 2009

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CERTIFICATI VERDI (CV) NEGOZIATI (MWh)	PREZZO MEDIO[A] (€/MWh)
2008	2006	24.905	99,87
	CV Teleriscaldamento (2006)	996	90,63
	2007	514.258	95,61
	2008	253.576	91,91
2009 (gennaio-marzo)	2006	6112	88,33
	CV Teleriscaldamento (2006)	1157	87,18
	2007	98.897	89,61
	CV Teleriscaldamento (2006)	20.867	94,51
	2008	434.434	92,20
	2009	45.064	83,88

(A) I prezzi medi dei certificati verdi sono espressi al netto dell'IVA.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

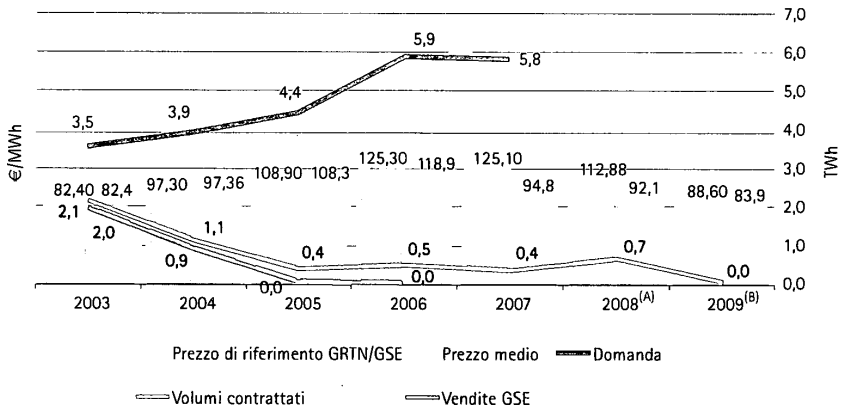
La figura 2.23 mette in evidenza il prezzo medio cumulato dei certificati verdi nel mercato organizzato dal GME per ciascun anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati fino a marzo 2009. Come si può rilevare dal grafico, tuttavia, a partire dal 2004 la maggior parte della domanda è stata soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato.

Parallelamente, a partire dal 2006 si è assistito a una situazione di eccesso di offerta che ha determinato la riduzione fino a esaurimento delle vendite di certificati da parte del GSE.

FIG. 2.23

Il mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE

€/MWh al netto dell'IVA; TWh



(A) Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

(B) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno. Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

A partire dal 2006 si è assistito a un disallineamento tra prezzi di mercato e prezzi di riferimento fissati dal GSE. Tale trend, conseguente all'eccesso di offerta sul mercato, si è accentuato nel corso del 2007 ed è proseguito fino a ottobre 2008. In particolare, durante la prima fase del 2008 le quotazioni dei certificati verdi hanno subito una forte riduzione, da quasi 100 €/MWh a poco più di 60 €/MWh, mentre un parziale recupero si è invece avuto solo a partire da ottobre, quando sono aumentate tra gli operatori le attese di mutamento della normativa di riferimento.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008, in attuazione della legge n. 244/07, introduce alcune novità che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo dei certificati verdi. In particolare si prevede che, in via transitoria nel triennio 2009-2011, gli operatori possano richiedere al GSE il ritiro anticipato rispetto alla scadenza dei certificati verdi e a un prezzo pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene inoltrata la richiesta di ritiro. Con riferimento alle richieste presentate entro marzo 2009, il prezzo riconosciuto dal GSE corrisponde a 98 €/MWh, pari al prezzo medio ponderato registrato nel triennio 2006-2008.

A partire dal 2008 inoltre, 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 medio di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente[6]. Con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, l'Autorità

6 La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3,

ha definito pari a 67,12 €/MWh il valore medio del prezzo di cessione. Di conseguenza, il valore dei certificati verdi nella disponibilità del GSE è stato pari nel 2008 a 112,88 €/MWh, al netto dell'IVA (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume).

Per l'anno 2009 il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è pari a 88,66 €/MWh, come risulta dall'applicazione del metodo previsto dalla legge n. 244/07, tenendo conto del prezzo medio di 91,34 €/MWh dei certificati nell'anno 2008, così come definito dall'Autorità con delibera del 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09.

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 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 2008-2012[7]. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre per gli 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 certificare 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 TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche, ha definito 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 TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e

del decreto legislativo n. 387/03. L'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta da impianti:

- di potenza qualsiasi purché alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- alimentati anche da fonti rinnovabili diverse da quelle di cui al precedente punto), purché di potenza nominale inferiore a 10 MVA;
- a eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della delibera n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli artt. 1 e 4 della medesima delibera, fino alla loro scadenza.

Ai sensi della delibera n. 280/07 il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

7 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.

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, specularmente, 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 TEE anche le ESCO, che dispongono di TEE a seguito della realizzazione di progetti autonomi.

Nel corso del 2008 sono stati scambiati sul mercato organizzato 514.951 TEE, prevalentemente del tipo I (377.059) e del tipo II (108.232); più limitato, anche se in forte crescita rispetto all'anno precedente, è stato il numero di TEE scambiati del tipo III (29.660). Gli scambi su base media mensile, pari nel 2008 a 42.913 TEE, sono notevolmente aumentati rispetto al 2007 (18.829 TEE). Nei primi tre mesi del 2009 sono stati scambiati 256.481 TEE, in ulteriore aumento rispetto al trend delineatosi nel corso del 2008 (Tav. 2.23).

TAV. 2.23

Titoli scambiati nel mercato dei certificati bianchi al 31 marzo 2009

ANNO	TIPO I	TIPO II	TIPO III
2007	167.502	58.439	10
2008	377.059	108.232	29.660
2009 (gennaio-marzo)	172.483	66.364	17.634
TOTALE	**717.044**	**233.035**	**47.304**

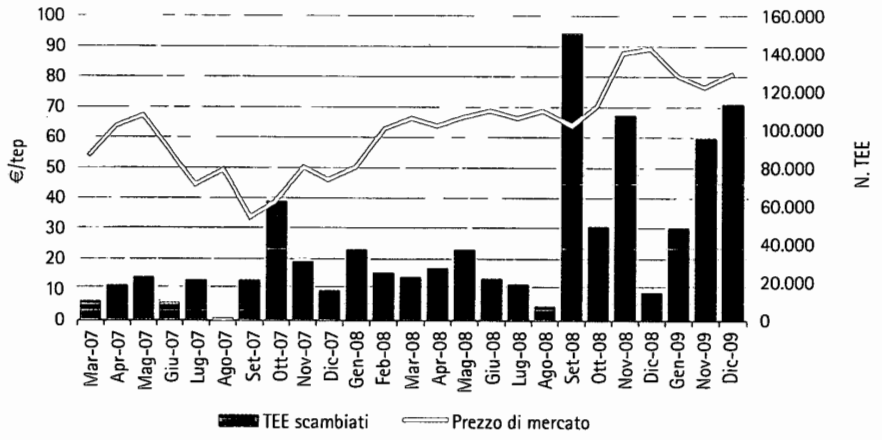
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2008, i TEE scambiati bilateralmente sono stati in numero pari a 800.484; pertanto la liquidità del mercato dei certificati bianchi è stata pari al 39,1%. Una parte consistente dei TEE scambiati bilateralmente (366.549) è riconducibile a transazioni infragruppo. Di conseguenza, la liquidità del mercato, al netto degli scambi infragruppo, è pari al 55,8%. Con riferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito con delibera del 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dal 1° aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

FIG. 2.24

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

€/tep; numero di TEE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La figura 2.24 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati sono significativamente aumentati nella seconda parte del 2008, con una punta nel mese di settembre; volumi di scambio sostenuti si registrano anche nel corso del primo trimestre dell'anno 2009.

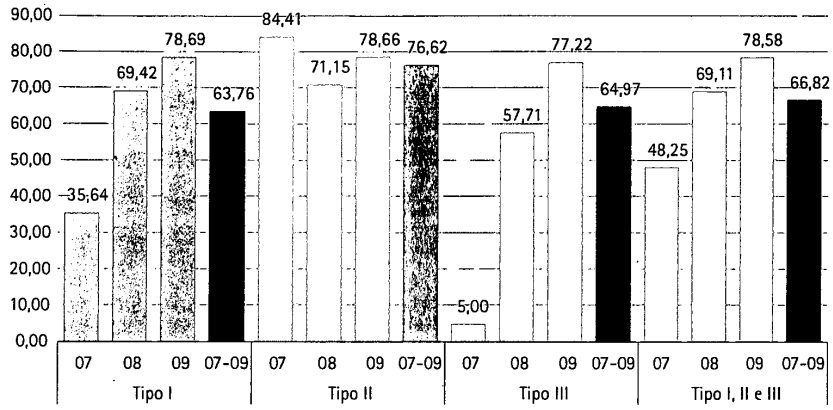


FIG. 2.25

Andamento dei prezzi per tipologia di TEE scambiati(A)

€/tep

(A) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi 3 mesi dell'anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il prezzo medio ponderato dei TEE scambiati nel corso del 2008 è pari a 69,11 €/tep, in deciso aumento rispetto alla media del 2007 di 48,25 €/tep (Fig. 2.25).

Con riferimento alla differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati, è opportuno registrare che, tramite l'eliminazione del c.d. "vincolo del 50%" da parte del decreto ministeriale del 21 dicembre 2007, si è stabilita l'equiparazione tra i TEE del tipo I e II ai fini dell'assolvimento degli obblighi di efficienza energetica. Questa misura ha comportato, a partire dal 2008, la convergenza nelle quotazioni dei due TEE. Inoltre, grazie all'estensione del contributo tariffario a tutte le tipologie di intervento ammesse, prevista dal decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, a partire da novembre 2008 i prezzi e i volumi scambiati dei TEE di tipo III hanno registrato un forte incremento, convergendo verso le quotazioni delle altre due tipologie di TEE.

Mercato finale della vendita

Le vendite finali di energia elettrica nel 2008, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, sono ammontate a circa 296 TWh (escludendo gli autoconsumi). Nella tavola 2.24 le vendite complessive e il numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) sono ripartiti per tipologia di mercato sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici:

produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. Nel 2008 le vendite del mercato libero (compreso il servizio di salvaguardia) hanno raggiunto il 70% circa del mercato complessivo in termini di volumi e il 9% in termini di clientela. Il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 utenze per il 5% delle vendite complessive.

TAV. 2.24

Mercato finale della vendita per mercato e per tipologia di cliente nel 2008

Al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete

	VOLUMI GWh	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)(A)
Mercato di maggior tutela	**89.288**	**32.445**
Domestico	59.584	27.017
Non domestico	29.705	5.429
Mercato di salvaguardia	**12.820**	**192**
Mercato libero(B)	**181.370**	**2.945**
Domestico	2.443	871
Non domestico	178.927	2.074
MERCATO TOTALE	**283.478**	**35.583**

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

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi. In base ai dati provvisori di Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 296,4 TWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale con una quota complessiva del mercato pari a circa il 47%, determinata soprattutto dalle vendite ai clienti domestici (86% del segmento), mentre le vendite ai clienti non domestici sono state inferiori al 40% del segmento di mercato. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison

TAV. 2.25

Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2008

GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT & AAT	
Enel	53.244	44.182	19.211	17.249	133.886
Edison	9	1.867	9.793	5.365	17.034
A2A	1.861	3.436	8.370	2.328	15.995
Eni	164	434	5.202	7.515	13.315
Electrabel/Acea	3.236	3.082	4.646	2.301	13.264
CIR	158	4.607	3.530	292	8.587
Green Network	-	541	2.500	3.795	6.837
E.On	-	131	3.746	2.309	6.187
Iride	841	1.008	2.743	714	5.306
Hera	380	1.549	2.850	131	4.909
Mpe Energia	8	1.386	2.899	12	4.305
Energetic Source	8	941	2.411	332	3.693
Axpo Group	-	250	2.458	548	3.256
C.I.E.	0	716	2.413	-	3.129
Raetia Energie AG	-	1.316	1.798	1	3.115
Atel AG	4	442	1.223	909	2.578
C.V.A.	6	399	1.929	174	2.507
Exergia Spa	-	981	1.463	23	2.467
Telecom Italia	-	715	1.448	-	2.163
Egea	5	175	1.444	98	1.723
Altri operatori	2.103	6.821	17.611	2.687	29.223
TOTALE OPERATORI	**62.027**	**74.979**	**99.690**	**46.783**	**283.479**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

con una quota complessiva dell'8% a cui contribuiscono in larga misure le vendite ai clienti non domestici connessi in media e alta tensione. Seguono i gruppi A2A ed Eni con una quota, ciascuno, del 6% e il gruppo Electrabel/Acea con una quota del 5%.

La fig. 2.26 consente di visualizzare la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale. In particolare, il segmento del mercato libero risulta più esteso nelle regioni settentrionali mentre nelle regioni centrali e meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono in linea oppure più estesi della media nazionale. La regione Calabria presenta la più bassa percentuale di apertura del mercato con una quota delle vendite del mercato libero sulle vendite complessive inferiore al 40%.

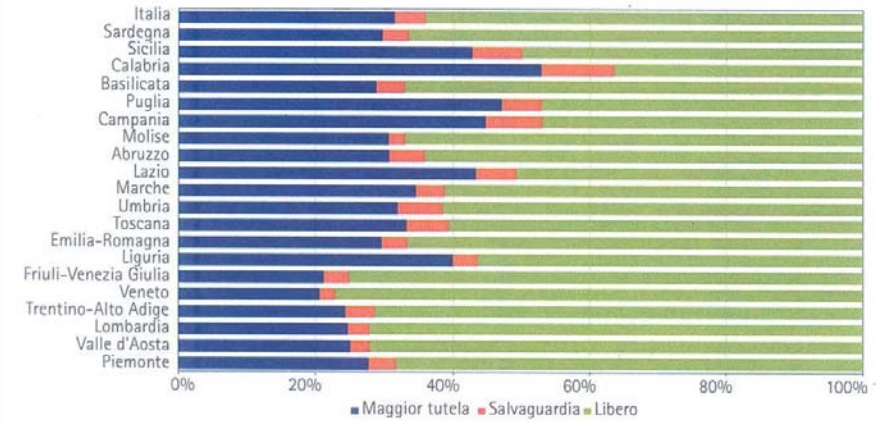


FIG. 2.26

Vendite al mercato finale per regione e tipologia di mercato(A)

€/tep

(A) Dati provvisori. In particolare si segnala che la quota del mercato libero della regione Veneto è sovrastimata in quanto i dati raccolti non hanno consentito di ripartire alcune vendite in tutte le regioni.

Fonte: elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

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 da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Nel 2008 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 90 TWh per oltre 32 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 19% rispetto al 2007 secondo i dati provvisori di Terna[8]. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 60 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (circa 27 milioni) (Tav. 2.26).

Le condizioni economiche biorarie nel 2008 hanno interessato soltanto 160.000 clienti domestici.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi il 79% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono invece, rispettivamente, 81% per i clienti residenti e 76% per i clienti residenti con meno di 3 kW.

8 Le vendite del 2007 sono state calcolate sommando alle vendite del mercato vincolato del primo semestre 2007 le vendite del mercato tutelato del secondo semestre 2007.

TAV. 2.26

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Anno 2008

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**47.011**	**20.530**
a) monoraria	46.676	20.428
b) bioraria	335	102
Domestici residenti oltre 3 kW	**6.207**	**1.345**
a) monoraria	6.005	1.301
b) bioraria	202	44
Domestici non residenti oltre 3 kW	**6.366**	**5.141**
a) monoraria	6.335	5.127
b) bioraria	30	14
Illuminazione pubblica	**1.229**	**73**
a) monoraria	1.229	73
b) multioraria	0	0
Altri usi	**28.475**	**5.356**
a) monoraria	28.146	5.343
b) bioraria	58	10
c) multioraria	272	4
TOTALE	**89.288**	**32.445**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.27

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

Anno 2008

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)(A)
Domestici residenti fino a 3 kW	**47.010**	**20.530**
a) 0-1.000 kWh	1.598	2.980
b) 1.000-1.800 kWh	6.852	4.814
c) 1.800-2.500 kWh	10.121	4.719
d) 2.500-3.500 kWh	14.235	4.842
e) 3.500-5.000 kWh	10.232	2.523
f) 5.000-15.000 kWh	3.877	650
g) > 15.000 kWh	95	2
Domestici residenti oltre 3 kW	**6.207**	**1.345**
a) 0-1.000 kWh	29	60
b) 1.000-1.800 kWh	119	81
c) 1.800-2.500 kWh	273	125
d) 2.500-3.500 kWh	749	246
e) 3.500-5.000 kWh	1.578	371
f) 5.000-15.000 kWh	3.174	449
g) > 15.000 kWh	285	12
Domestici non residenti	**6.366**	**5.141**
a) 0-1.000 kWh	1.168	3.166
b) 1.000-1.800 kWh	1.158	848
c) 1.800-2.500 kWh	897	421
d) 2.500-3.500 kWh	995	336
e) 3.500-5.000 kWh	905	218
f) 5.000-15.000 kWh	1.017	144
g) > 15.000 kWh	224	8
TOTALE DOMESTICI	**59.583**	**27.017**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il consumo medio annuo del cliente domestico è risultato pari a 2.200 kWh; per un cliente domestico residente il dato si articola in 2.290 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.600 kWh oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a 1.240 kWh. Il 48% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime due classi di consumo (consumi inferiori a 1.800 kWh/anno) mentre il 34% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (seconde case) il 50% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) (Tav. 2.27).

La tavola 2.28 propone la ripartizione dei volumi (circa 28 TWh) e dei punti di prelievi (oltre 5 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica per classe di consumo. Circa l'80% dei consumatori non domestici (escludendo l'illuminazione pubblica) appartiene alla prima classe di consumo (< 5 MWh/anno) alla quale corrisponde un quinto dei volumi complessivi.

Benché sul mercato della maggior tutela operino circa 150 esercenti, il segmento risulta fortemente concentrato. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato di circa l'84%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,5%), A2A Energia (3,4%) e Iride Mercato (1,5%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

TAV. 2.28

Vendite a clienti non domestici (altri usi) per classe di consumo

Anno 2008

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) (A)
< 5 MWh	5.629	4.279
5-10 MWh	3.814	505
10-15 MWh	2.482	189
15-20 MWh	1.929	104
20-50 MWh	6.666	204
50-100 MWh	3.821	53
100-500 MWh	3.846	22
500-2.000 MWh	286	0
2.000-20.000 MWh	2	0
TOTALE ALTRI USI	**28.475**	**5.356**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.29

Principali esercenti il servizio di maggior tutela

Anno 2008

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel Servizio Elettrico	75.256	84,3%
AceaElectrabel Elettricità	4.869	5,5%
A2A Energia	3.039	3,4%
Iride Mercato	1.357	1,5%
Hera Comm S.R.L. Socio Unico Hera	644	0,7%
Asm Energia E Ambiente	629	0,7%
Trenta	561	0,6%
Agsm Energia	442	0,5%
Enia Energia	349	0,4%
Acegas-Aps Service	317	0,4%
Vallenergie	165	0,2%
Asm Terni	143	0,2%
Aem Gestioni	113	0,1%
Altri esercenti	1.406	1,6%
TOTALE ESERCENTI MAGGIOR TUTELA	**89.288**	**100,0%**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Mercato libero

Le vendite del mercato libero nel 2008, sottraendo ai dati provvisori di Terna le vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 194 TWh, in aumento del 9% rispetto al 2007. Nella tavola 2.30, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente: il 96% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica) per circa 2 milioni di punti di prelievo (65% del totale).

Nel 2008 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 871.000 clienti domestici per complessivi 2.443 GWh. Poco meno della metà delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.31).

TAV. 2.30

Mercato libero per tipologia di cliente

Anno 2008[A]

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)[B]
BT	44.086	2.866
Domestico	2.443	871
Illuminazione pubblica	3.733	144
Altri usi	37.910	1.850
MT	92.970	79
Illuminazione pubblica	320	2
Altri usi	92.649	77
AT e AAT	44.315	1
TOTALE MERCATO LIBERO	**181.370**	**2.945**

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.31

Mercato libero domestico per classe di consumo

Anno 2008[A]

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)[B]
< 1.000 kWh	41	74
1.000 - 1.800 kWh	221	146
1.800 - 2.500 kWh	385	177
2.500 - 3.500 kWh	706	243
3.500 - 5.000 kWh	653	165
5.000 - 15.000 kWh	416	67
> 15.000 kWh	21	1
TOTALE DOMESTICI	**2.443**	**871**

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Per quanto riguarda invece i clienti non domestici, le vendite in volume risultano concentrate nelle classi più elevate di consumo: l'1% della clientela consuma più di 2000 MWh all'anno per oltre 100 TWh (circa il 60% delle vendite complessive del segmento di mercato in questione) mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno. (Tav. 2.32).

TAV. 2.32

Mercato libero non domestico per classe di consumo

Anno 2008[A]

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)[B]
< 5 MWh	BT	1.910	950
5-10 MWh	BT	2.236	312
10-15 MWh	BT	1.938	158
15-20 MWh	BT	1.855	107
< 10 MWh	MT	37	5
10-20 MWh	MT	29	2
< 20 MWh	AT e AAT	0	0
20-50 MWh	Tutti	8.788	281
50-100 MWh	Tutti	7.847	115
100-500 MWh	Tutti	21.776	105
500-2.000 MWh	Tutti	26.370	28
2.000-20.000 MWh	Tutti	49.963	10
20.000-50.000 MWh	Tutti	15.423	1
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.950	0
70.000-150.000 MWh	Tutti	9.988	0
> 150.000 MWh	Tutti	26.816	0
TOTALE NON DOMESTICI		**178.927**	**2.074**

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.
(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Complessivamente sul mercato libero operano oltre 200 imprese. Il principale operatore è il gruppo Enel con una quota in volume, nel 2008, del 27%. I primi 18 operatori rappresentano l'85% del mercato in termini di volumi e il 91% in termini di clientela.

TAV. 2.33

Principali esercenti sul mercato libero

Anno 2008[A]

GRUPPO	VOLUMI (GWh)	QUOTA %
Enel	48.796	26,9%
Edison	17.034	9,4%
Eni	13.315	7,3%
A2A	12.128	6,7%
CIR	8.587	4,7%
Electrabel/Acea	8.193	4,5%
Green Network	6.837	3,8%
E.On	6.187	3,4%
Altri esercenti	60.293	33,2%
TOTALE OPERATORI MERCATO LIBERO	**181.370**	**100,0%**

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Secondo rapporto sulla domanda di energia elettrica Anno 2007

Nell'ottica di promuovere la trasparenza e favorire il funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, la Camera di commercio di Milano, con il supporto scientifico di Ricerche per l'economia e la finanza (ref.), ha realizzato la seconda edizione dell'*Indagine sul costo del servizio di fornitura di energia elettrica pagato dalle imprese sulla piazza di Milano e provincia.*

L'indagine ha permesso di identificare alcuni profili tipo tra le piccole e medie imprese (PMI), monitorare lo sviluppo del libero mercato, offrire una quantificazione dei costi dell'energia elettrica pagati dalle PMI e dei risparmi attivabili con il passaggio al mercato libero. Il lavoro descrive analogie e differenze nelle modalità di consumo, nelle motivazioni che guidano la selezione del fornitore (grossista, venditore o consorzio), il grado di soddisfazione rispetto al servizio ricevuto, la durata dei contratti in essere (annuale, biennale o oltre) e la natura del prezzo pattuito (fisso/aggiornato, per fasce orarie o monorario ecc.), e come tali scelte gestionali si riflettano in un diverso costo di acquisto dell'energia elettrica.

Nel complesso l'indagine ha permesso di fare luce sul consumo di energia elettrica di un campione considerevole: oltre 1.200 imprese per un consumo totale di 950 milioni di kWh l'anno, cioè il 7% dei consumi complessivi dei settori inclusi nel campo di osservazione.

La ricerca ha consentito di classificare i consumatori non domestici in 5 profili tipo che riflettono fondamentalmente la segmentazione del mercato operata dai fornitori: si va dai *piccoli consumatori energivori* e *non* sino ai *medi* e *grandi consumatori.*

Il costo del kWh è più alto per i *piccoli consumatori non energivori*: nel 2007 queste imprese hanno pagato circa 19 c€ per ogni kWh consumato. Tale costo scende all'aumentare dei consumi, passando per i 17 c€ al kWh dei *piccoli consumatori energivori* e sino a valori inferiori ai 12 c€ al kWh dei *grandi consumatori.*

Un costo decrescente del kWh all'aumentare dei consumi che è spiegato da:

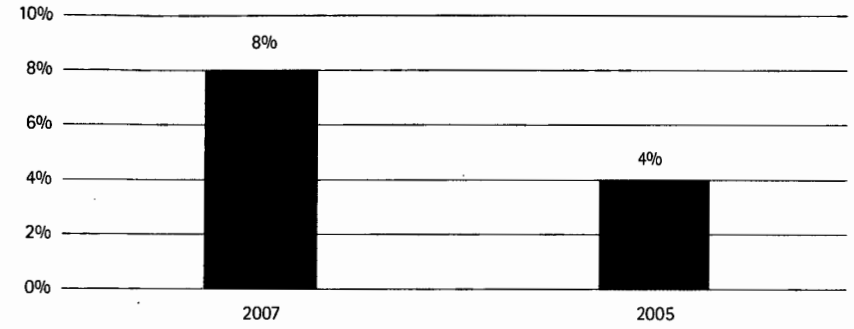
- una struttura fortemente regressiva delle imposte;
- la possibilità di ridurre l'incidenza dei costi fissi di distribuzione;
- risparmi crescenti sul prezzo dell'energia negoziabili sul mercato libero;
- una maggiore diffusione del mercato libero tra i medi e grandi consumatori.

Nella provincia di Milano il 57% delle imprese acquista energia elettrica sul libero mercato, per un prelievo totale pari al 93% dei kWh consumati; ciò conferma la maggiore propensione al libero mercato tra i *medi* e *grandi consumatori.* Se quest'ultimo è un dato abbastanza trasversale sul territorio nazionale, Milano si connota per una elevata diffusione del mercato libero anche tra i *piccoli consumatori non energivori* che rappresentano la grande maggioranza del tessuto produttivo.

Tra questi, una impresa su due negozia sul mercato libero la propria fornitura di energia elettrica. Un risultato sensibilmente superiore alla media nazionale (30%) e che testimonia che siamo in presenza di una piazza "evoluta" e attenta a cogliere le opportunità offerte dal libero mercato. D'altro canto la piazza lombarda si caratterizza anche per l'elevato numero di operatori presenti dal lato dell'offerta: grossisti, società di vendita e consorzi.

Rispetto alle imprese che sono rimaste ancorate al mercato tutelato e che pagano le condizioni economiche stabilite dall'Autorità, le imprese appartenenti alla classe dei *piccoli*

consumatori non energivori che hanno scelto il mercato libero conseguono un risparmio di circa l'8%, in aumento rispetto al 4% rilevato nel 2005. Tale risparmio è in parte ascrivibile all'aumento degli sconti sui corrispettivi di energia negoziati sul mercato libero.



Fonte: Elaborazione *ref.* su Indagine CCIAA-Milano.

FIG. A

Mercato libero: risparmio medio percentuale rispetto al mercato tutelato

Per consumi inferiori a 300 MWh/anno

L'approccio al libero mercato da parte dei *piccoli consumatori* è sintetizzato in un dato: 6 imprese su 10 hanno acquistato sul mercato libero senza contattare alcun fornitore, dunque sottoscrivendo o rinnovando le condizioni proposte dal fornitore abituale.

I risultati del lavoro indicano che il confronto tra le proposte di più "potenziali fornitori" è ingrediente importante per conseguire risparmi di costo: esiste una relazione positiva tra il numero di fornitori contattati nella fase di selezione e il costo medio dell'energia delle imprese che acquistano sul mercato libero. Ciò è vero soprattutto tra i *piccoli consumatori non energivori* dove la differenza di costo tra coloro che hanno contattato almeno un fornitore rispetto a coloro che, pur acquistando sul mercato libero, hanno rinnovato la loro fiducia al fornitore abituale, può raggiungere il 5%.

Un interessante bilancio è poi quello che emerge tra i clienti del mercato libero che hanno sottoscritto contratti a prezzo fisso e quelli che invece hanno optato per corrispettivi agganciati a formule di indicizzazione, cioè legati all'andamento del costo di un paniere di combustibili. Nell'anno 2007 la maggioranza delle imprese della provincia di Milano ha acquistato a prezzo fisso; si tratta del 56% degli intervistati, in prevalenza *piccoli consumatori*. Il restante 44% delle imprese ha invece optato per contratti a prezzi indicizzati con una diffusione che sale all'aumentare della classe di consumo: tra i *medi* e *grandi consumatori* 2 imprese su 3 scelgono corrispettivi agganciati all'andamento del petrolio. Il maggiore consumo e una maggiore incidenza dell'energia sul complesso dei costi di produzione rendono quella dei prezzi indicizzati una scelta quasi obbligata per molte imprese, dettata dall'esigenza di preservare la propria competitività di prezzo in ogni scenario di costo; in molti casi poi esiste un fattore imitativo per cui la scelta è condizionata dalle scelte dei *competitor* e dal settore di appartenenza.

Il tema del costo dell'energia si conferma particolarmente sentito da parte delle imprese: oltre il 60% degli intervistati dichiara che l'energia elettrica incide molto o abbastanza sui bilanci aziendali. Ne consegue che una impresa su due della provin-

cia di Milano sarebbe interessata a cambiare fornitore, spinta dalla ricerca di un risparmio sui prezzi dell'energia: quasi il 40% delle imprese sarebbe disposto a cambiare fornitore per uno sconto del 5%, percentuale che sale all'80% in presenza di uno sconto del 10%.

Le imprese che invece non cambierebbero fornitore sono abbastanza soddisfatte degli attuali livelli di servizio, come dichiarato dal 60% di loro; emerge, infine, una crescente attenzione al tema della tutela dell'ambiente testimoniato da un 8% di PMI che si dichiara disposto a cambiare fornitore per acquistare energia "verde", cioè prodotta da fonti rinnovabili certificate.

TAV. A

Mercato libero: caratteristiche del contratto di fornitura

Quote % delle imprese

	CONSUMI ANNUI (MWh)	MERCATO LIBERO	PREZZO INDICIZZATO	DURATA ANNUALE	ALMENO UN FORNITORE CONTATTATO
Piccolo non energivoro	<300	48%	34%	44%	43%
Piccolo energivoro	301-800	83%	52%	82%	72%
Medio	801-3.000	93%	73%	79%	75%
Medio-grande	3.001-10.000	88%	71%	92%	71%

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. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2008 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità più o meno per 13 TWh. Di questi, circa tre quarti 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. 2.34). Il 40% delle vendite totali in salvaguardia cade nelle classi centrali di consumo della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi adottata da Eurostat ovvero sono comprese tra 500 e 20.000 MWh annui. Nella classe di consumo inferiore ai 20 MWh annui, oltre il 94% delle vendite riguarda clienti connessi in bassa tensione (Tav. 2.35).

TAV. 2.34

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente

Anno 2008

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO(A)
BT	3.632	168.793
Illuminazione pubblica	890	31.733
Altri usi	2.739	137.000
Regimi tariffari speciali	3	59
MT	6.720	23.400
Illuminazione pubblica	95	343
Altri usi	6.581	22.989
Regimi tariffari speciali	44	68
AT e AAT	2.468	200
Altri usi	151	105
Regimi tariffari speciali	2.317	95
TOTALE SALVAGUARDIA	**12.820**	**192.393**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

TAV. 2.35

Servizio di salvaguardia per classe di consumo

Anno 2008

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)(B)
< 5 MWh	BT	159	74.220
5-10 MWh	BT	204	27.029
10-15 MWh	BT	214	16.590
15-20 MWh	BT	170	9.745
< 10 MWh	MT	17	4.032
10-20 MWh	MT	26	1.739
< 20 MWh	AT e AAT	0	31
20-50 MWh	Tutti	973	29.431
50-100 MWh	Tutti	888	12.450
100-500 MWh	Tutti	2.918	13.184
500-2.000 MWh	Tutti	2.987	3.385
2.000-20.000 MWh	Tutti	2.108	525
20.000-50.000 MWh	Tutti	563	19
50.000-70.000 MWh	Tutti	152	3
70.000-150.000 MWh	Tutti	596	6
> 150.000 MWh	Tutti	844	4
TOTALE NON DOMESTICI		**12.820**	**192.393**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con la delibera ARG/elt 188/08 del 19 dicembre 2008 sono state aggiornate le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2009.

L'aggiornamento, in coerenza con le disposizioni dell'Allegato A alla delibera n. 348/07 del 29 dicembre 2007, ha comportato l'applicazione del metodo del *price cap* per la quota parte della tariffa relativa alla copertura dei costi operativi. L'adeguamento della restante parte della tariffa a copertura degli ammortamenti e a remunerazione del capitale investito è stato invece effettuato tenendo conto dell'effettivo livello sia dei nuovi investimenti sia delle dismissioni effettuati dalle imprese esercenti.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009 ha subito, complessivamente, un aumento rispetto all'anno 2008 pari all'1,7%, passando da 2,152 c€/kWh a 2,188 c€/kWh.

TAV. 2.36

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Anno 2008	0,345	1,534	0,273	2,152
Differenza 2009-2008	0,018	0,013	0,005	0,036
Variazione % 2009-2008	5,2%	0,8%	1,8%	1,7%

Gli aumenti sono in gran parte dovuti all'elevato tasso di inflazione registrato nei mesi precedenti l'aggiornamento annuale (+2,4%), utilizzato nella formula di aggiornamento secondo il metodo del *price cap*, applicata ai costi operativi: ciò ha comportato un aumento nominale della quota parte delle tariffe di trasmissione e di distribuzione a copertura dei costi operativi, nonostante il recupero annuale di efficienza su tali costi imposto dalla regolazione.

L'incremento delle tariffe riflette inoltre l'incremento del capitale investito, lordo e netto, come conseguenza degli investimenti effettuati dalle imprese esercenti, e l'effetto della rivalutazione degli investimenti medesimi, ottenuta applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.

TAV. 2.37

Servizio di trasmissione e distribuzione: tariffe per tipologia di cliente

c€/kWh

	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE		DIFFERENZA
	2008	2009	2009-2008
BT usi domestici	3,417	3,505	0,088
BT illuminazione pubblica	1,706	1,751	0,045
BT altri usi	2,726	2,798	0,072
MT illuminazione pubblica	1,072	1,104	0,032
MT altri usi	1,133	1,166	0,033
AT	0,446	0,465	0,019
AAT > 220 kV	0,405	0,424	0,019

TAV. 2.38

Servizio di misura: tariffe per tipologia di cliente

c€/kWh

	MISURA		DIFFERENZA
	2008	2009	2009-2008
BT usi domestici	0,926	0,946	0,020
BT illuminazione pubblica	0,065	0,066	0,001
BT altri usi	0,287	0,290	0,003
MT illuminazione pubblica	0,061	0,063	0,002
MT altri usi	0,029	0,029	0,000
AT	0,005	0,005	0,000
AAT > 220 kV	0,001	0,001	0,000

Prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2008 il prezzo medio sul mercato libero per l'acquisto di energia elettrica è risultato pari a circa 76 €/MWh. I clienti domestici sul mercato libero hanno pagato la fornitura di energia elettrica mediamente più del 20% rispetto ai clienti non domestici. Sul mercato di salvaguardia il prezzo medio è risultato pari a circa 106 €/MWh. Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di maggior tutela, i prezzi si sono attestati sui 123 €/MWh. Si ricorda, tuttavia, che questi prezzi, a differenza di quelli sul mercato libero e di salvaguardia, includono tutti i costi di dispacciamento per cui non sono direttamente comparabili con essi.

TAV. 2.39

Prezzi medi finali nel 2008

€/MWh

	DOMESTICO	NON DOMESTICO	TOTALE
Libero[A]	91,83	75,66	75,87
Maggior tutela[B]	122,24	123,67	122,72
Salvaguardia[A]	-	106,03	106,03

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

(B) I prezzi di maggior tutela comprendono tutte le componenti di prezzo relative all'approvvigionamento di energia elettrica e di commercializzazione della vendita e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Prezzi del mercato libero

Nel 2008, sulla base dei dati provvisori rilevati dall'Autorità presso gli operatori, il prezzo medio, ponderato con i volumi, dell'energia elettrica sul mercato libero si è attestato intorno ai 76 €/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 e tiene conto delle perdite di rete. Nella tavola 2.40 i prezzi del mercato libero sono segmentati per livello di tensione, mentre nelle tavole 2.41 e 2.42 sono rappresentate le ripartizioni dei prezzi per classe di consumo, rispettivamente, per la clientela domestica e per la clientela non domestica.

TAV. 2.40

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

Anno 2008(A)

TENSIONE	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
BT	85,98	44.086
MT	72,62	92.970
AT e AAT	72,66	44.315
TOTALE	**75,87**	**181.370**

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.41

Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti domestici suddivisi per classe di consumo

Anno 2008(A)

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 1.000 kWh	105,57	41
1.000-1.800 kWh	107,93	221
1.800-2.500 kWh	95,25	385
2.500-3.500 kWh	89,12	706
3.500-5.000 kWh	89,02	653
5.000-15.000 kWh	88,07	416
> 15.000 kWh	85,68	21
TOTALE DOMESTICI	**91,83**	**2.443**

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.42

Prezzi medi finali dell'energia elettrica sul mercato libero per i clienti non domestici suddivisi per classe di consumo

Anno 2008(A)

CLASSE DI CONSUMO	PREZZO (€/MWh)	VOLUMI (GWh)
< 20 MWh	98,60	8.006
20-50 MWh	87,77	8.788
50-100 MWh	85,19	7.847
100-500 MWh	80,19	21.776
500-2.000 MWh	75,97	26.370
2.000-20.000 MWh	72,48	49.963
20.000-50.000 MWh	71,06	15.423
50.000-70.000 MWh	72,62	3.950
70.000-150.000 MWh	70,25	9.988
> 150.000 MWh	69,07	26.816
TOTALE NON DOMESTICI	**75,66**	**178.927**

(A) I prezzi relativi alle vendite sul mercato libero e per il servizio di salvaguardia comprendono il costo di acquisto dell'energia elettrica, i corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio e il servizio di commercializzazione della vendita, mentre escludono tutte le imposte, gli oneri generali, i costi di trasporto e altri corrispettivi e sono al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Condizioni economiche di maggior tutela

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta il 1° luglio 2007, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione 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 tra gli aventi diritto alla maggior tutela, sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, 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 2.43 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2008. 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 19% del proprio fabbisogno. Relativamente agli acquisti fatti sul MGP, il 33% 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 CIP del 29 aprile 1992, n. 6 (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 2007 e corrispondenti a circa il 2,3% del fabbisogno.

Nella tavola 2.44 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

TAV. 2.43

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico nel periodo gennaio-dicembre 2008

GWh

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	6.709	4.490	8.309	19.508
di cui				
- Importazioni annuali	2.316	1.206	2.122	5.643
- Importazioni pluriennali	1.670	1.249	2.352	5.270
- Contratti bilaterali	2.723	2.036	3.836	8.595
Mercato del giorno prima	32.214	22.131	25.104	79.449
di cui				
- Contratti differenziali	7.432	3.249	5.692	16.373
- CIP 6	3.029	2.266	4.261	9.555
- Acquisti a PUN	21.753	16.616	15.151	53.520
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	894	881	528	2.303
TOTALE	**39.816**	**27.502**	**33.942**	**101.260**

(A) Per fini di 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. 2.44

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico nel 2008

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO GENNAIO-DICEMBRE 2008			
CIP6	8%	8%	13%	9%
Contratti bilaterali	7%	7%	11%	8%
Importazioni	10%	9%	13%	11%
Contratti differenziali	19%	12%	17%	16%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Con riferimento al 2009[9] l'ammontare di energia elettrica acquistata nel MGP interessa circa il 71% del fabbisogno dell'Acquirente Unico.

La quota del portafoglio dell'Acquirente Unico, coperta con contratti differenziali per la protezione dal rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP, prevista per l'anno 2009 fa riferimento:

- all'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva CIP6 assegnata all'Acquirente Unico nel 2009;
- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2009 (contratti differenziali 2009).

In merito ai contratti differenziali 2009, l'Acquirente Unico ha bandito 5 aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.45, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2009 è prevista collocarsi intorno al 23,2% del fabbisogno.

TAV. 2.45

Quantità assegnate ai contratti differenziali nel 2009

DATA	MW	PRODOTTO
30/07/2008	920	*Baseload*
	355	*Peakload*
13/10/2008	250	*Baseload*
	350	*Peakload*
21/10/2008	10	*Baseload*
24/10/2008	691	*Baseload*
	20	*Peakload*
11/11/2008	200	*Peakload*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* risultante dal processo di assegnazione. In particolare, nel caso del contratto sottoscritto in esito all'asta del 30 luglio 2008 è previsto che 110 MW del prodotto *baseload* saranno valorizzati a un prezzo *strike* indicizzato al prezzo del Brent. Le differenze tra prezzo orario (PUN) e il prezzo *strike* dei contratti devono essere versate/ricevute all'/dall'Acquirente Unico.

Per l'anno 2009 l'Acquirente Unico ha inoltre bandito 5 aste per la stipula di contrattati bilaterali fisici. La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.46 dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload*.

9 I dati relativi all'anno 2009 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2009.

TAV. 2.46

Quantità assegnate ai contratti bilaterali nel 2009

DATA	MW	PRODOTTO
12/12/2007	500	*Baseload*
20/12/2007	100	*Baseload*
18/11/2008	200	*Baseload*
	220	*Peakload*
24/11/2008	350	*Baseload*
	500	*Peakload*
09/12/2008	300	*Baseload*
	300	*Peakload*

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Per quanto attiene il prezzo di regolazione dei singoli contratti bilaterali, l'asta del 20 dicembre 2007 prevede una valorizzazione indicizzata al prezzo del Brent, mentre tutte le altre aste prevedono una valorizzazione a prezzo fisso.

L'Acquirente Unico aveva poi sottoscritto contratti in esito a un'asta il 19 settembre 2007, assegnando, relativamente all'anno 2009, una potenza pari a 155 MW costanti in ogni ora dell'anno. Relativamente a tali contratti, le controparti hanno esercitato il diritto di recesso e saranno pertanto tenute a pagare un corrispettivo pari, per ciascun mese dell'anno 2009, al 50% della differenza, se positiva, tra il PUN e il prezzo della fornitura, moltiplicata per l'energia oggetto del contratto.

All'energia elettrica conseguente alle assegnazioni riportate nella tavola 2.46 vanno poi aggiunti 143 GWh relativi a contratti OTC di tipo *peakload* sottoscritti dall'Acquirente Unico.

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 2.47, dove sono distinti i prodotti *baseload* e *peakload* e la loro rispettiva durata.

Alla potenza assegnata mediante le suddette aste si aggiungono le quantità riportate nella tavola 2.48, relative ad altri contratti di importazione sottoscritti dall'Acquirente Unico, distinti per tipologia di prodotto (*baseload* e *peakload*) e la loro rispettiva durata (mensile e annuale).

Infine, la tavola 2.49 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2009.

TAV. 2.47

Quantità assegnate ai contratti di importazione dalla Svizzera nel 2009

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Asta annuale[A]	160	*Baseload*	1 gennaio - 31 dicembre
Aste mensili	200	*Baseload*	1-31 gennaio
	30	*Peakload*	
	50	*Peakload*	1-28 febbraio
	60	*Peakload*	1-31 marzo

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.48

Quantità assegnate ad altri contratti di importazione nel 2009

ASTA	MW	PRODOTTO	DURATA
Prodotti annuali[A]	175[B]	*Baseload*	1 gennaio - 31 dicembre
Prodotti mensili	30	*Baseload*	Gennaio
	40	*Peakload*	
	80	*Baseload*	Febbraio
	50	*Peakload*	
	30	*Baseload*	Marzo
	40	*Peakload*	

(A) I prodotti annuali possono essere soggetti a interruzioni programmate per la manutenzione della rete.

(B) 155 MW nel mese di gennaio.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.49

Approvvigionamenti dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2009

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2009 (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 15% del totale della capacità di importazione	2.821	3,4	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.256	6,3	78 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 11 dicembre 2008 (aggiornato trimestralmente ai sensi della deliberazione ARG/elt 182/08)
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2009	16.039	19,3	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima)	La quota rimanente per soddisfare la domanda del cliente finale	58.959	71,0	Prezzo unico nazionale
di cui				
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 20% delle bande CIP6 assegnate	6.888	8,3	78 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 25 novembre 2008 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera ARG/elt 11/09)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2009	19.287	23,2	Prezzi *strike* fissi o indicizzati a seconda dei contratti, funzione del prezzo di aggiudicazione dell'asta
	TOTALE FABBISOGNO	**83.075**	**100,0**	

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Energia elettrica e inflazione

Come ampiamente descritto nel primo Capitolo di questo Volume, è solo dalla seconda metà del 2008 che le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno interrotto il trend di ripida ascesa che avevano mantenuto dall'inizio del 2007. Dopo essere più che raddoppiato, passando da valori attorno a 70 $/barile nell'estate del 2007 ai quasi 150 $/barile del picco di luglio 2008, il prezzo del greggio Brent è sceso sotto i 40 $/barile nei tre mesi successivi con il manifestarsi della crisi economica globale. Toccato il minimo in dicembre 2008, è tornato poi a risalire nel primo trimestre del 2009. A fronte di questi andamenti internazionali, scontando i consueti ritardi dovuti ai meccanismi di

indicizzazione, il prezzo dell'energia elettrica ha preso a salire dall'autunno del 2007 e ha mantenuto il trend di ascesa sino all'inizio del 2009.

L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC)[10], ha registrato, infatti, aumenti via via più consistenti dal luglio 2007 sino a tutto il 2008.

TAV. 2.50

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

MESI	2007				2008			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE[(A)]	VAR. % 2007-2006	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2008-2007	PREZZO REALE[(A)]	VAR. % 2008-2007
Gennaio	121,5	11,7	93,4	9,9	127,9	5,3	95,5	2,3
Febbraio	121,5	11,7	93,1	9,8	127,9	5,3	95,3	2,4
Marzo	121,5	11,7	93,0	9,9	127,9	5,3	94,8	1,9
Aprile	121,0	5,9	92,4	4,3	132,1	9,2	97,7	5,7
Maggio	121,0	5,9	92,2	4,2	132,1	9,2	97,1	5,4
Giugno	121,0	5,9	92,0	4,2	132,1	9,2	96,7	5,1
Luglio	121,2	0,8	91,9	-0,8	136,9	13,0	99,8	8,6
Agosto	121,2	0,8	91,7	-0,8	136,9	13,0	99,6	8,6
Settembre	121,2	0,8	91,7	-0,8	136,9	13,0	99,9	8,9
Ottobre	123,7	1,6	93,4	-0,6	137,7	11,3	100,5	7,7
Novembre	123,7	1,6	93,0	-0,8	137,7	11,3	100,9	8,5
Dicembre	123,7	1,6	92,7	-1,0	137,7	11,3	101,0	8,9
MEDIA ANNUA	**121,9**	**4,8**	**92,6**	**2,9**	**133,7**	**9,7**	**98,2**	**6,2**

(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.

Come si vede nella tavola 2.50, a partire dal quarto trimestre 2007 il prezzo dell'energia elettrica ha registrato ripetuti e notevoli incrementi su base congiunturale: al 2,1% dell'ottobre 2007 sono seguiti, infatti, il 3,4% di gennaio 2008, il 3,3% di aprile, il 3,6% di luglio e lo 0,6% di ottobre. A luglio 2008 il relativo tasso d'inflazione ha toccato un punto di massimo, pari al 13% in termini tendenziali. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8% nel 2007 e del 9,7% nel 2008. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, il rincaro dell'energia elettrica per le famiglie italiane è inferiore se valutato in termini reali; nei due anni considerati esso diviene rispettivamente pari al 2,9% e al 6,2%.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana si può osservare anche nel confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.27).

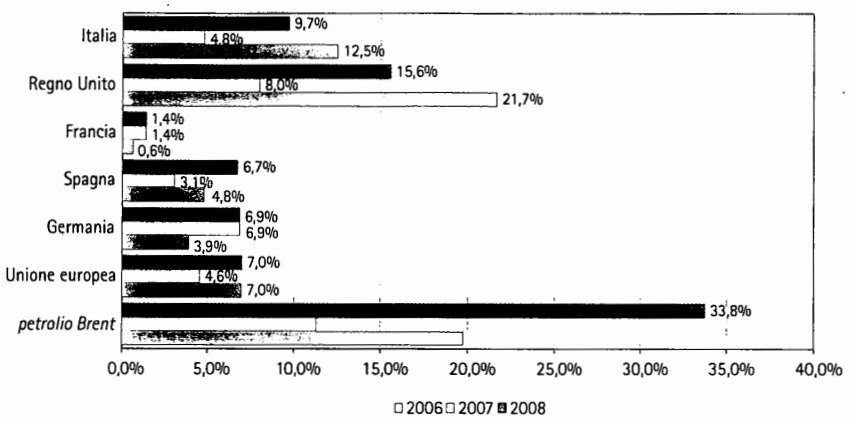
Nel 2006, con una risalita del 12,5%, la *performance* del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Con un aumento del petrolio Brent quasi del 20%, nella media dei Paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata solo del 7%. Nel 2007 il prezzo italiano ha 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

10 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'1,4% nel 2007, è sceso all'1,2% nel 2008 ed è pari all'1,3% nel 2009.

FIG. 2.27

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.

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%). Nel 2008, di nuovo, il risultato italiano appare come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro Paese è effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito. In Germania e in Spagna il prezzo risulta cresciuto come nella media dell'Unione europea, intorno al 7%. La Francia, invece, si conferma come il luogo in cui i consumatori subiscono meno rincari: il prezzo risulta infatti più elevato rispetto al 2007 solo dell'1,4%. Come più volte ricordato anche nella *Relazione Annuale* degli scorsi anni, la variabilità dei tassi di crescita del prezzo dell'energia elettrica per i Paesi considerati tende a riflettere il peso della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi Paesi. In periodi di marcati aumenti nelle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Dal terzo trimestre 2007 i prezzi di maggior tutela sono infatti aumentati gradualmente fino a raggiungere nel quarto trimestre 2008 il livello più alto dell'ultimo biennio. Nel secondo trimestre del 2009 i prezzi sono scesi del 7% rispetto a tale massimo ma sono ancora superiori di circa l'8% rispetto al livello di due anni fa (Fig. 2.28).

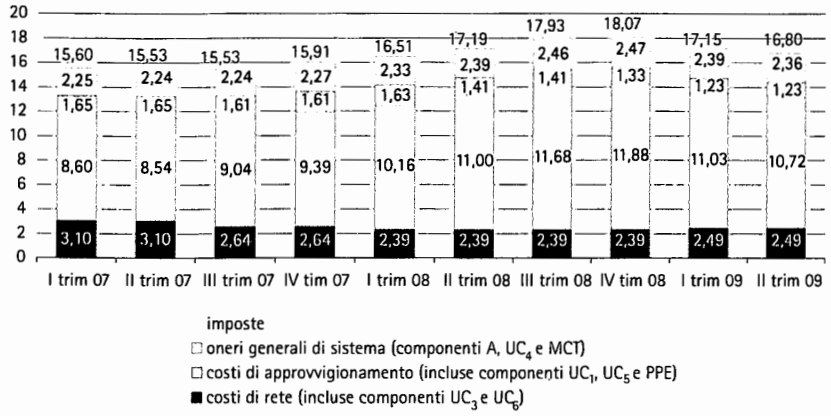
In un'ottica di lungo periodo, a fronte di un prezzo del petrolio che si è quadruplicato (in euro in termini nominali) nel periodo 1999-2009, il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 65%. La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto, sul prezzo dell'energia elettrica, delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004 (Fig. 2.29)

All'1 aprile 2009 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 14,44 c€/kWh al netto delle imposte e a 16,80 c€/kWh al lordo delle imposte. La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 15% sul prezzo lordo complessivo, in leggero aumento rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2008 (14%).

FIG. 2.28

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

c€/KWh; 2007-2008



imposte

□ oneri generali di sistema (componenti A, UC_4 e MCT)

□ costi di approvvigionamento (incluse componenti UC_1, UC_5 e PPE)

■ costi di rete (incluse componenti UC_3 e UC_6)

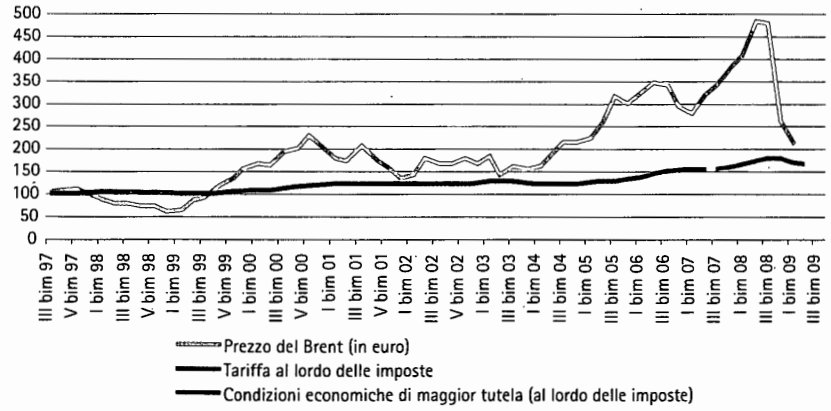
(A) Prima del 1° luglio 2007 i costi di rete includevano i costi di commercializzazione dell'attività di vendita (non identificabili, in quanto non esisteva una componente tariffaria specifica per la tariffa domestica D2), mentre dal secondo semestre 2007 è stata introdotta la componente PCV a copertura dei suddetti costi; dalla medesima data, questa componente è inclusa, più propriamente, nei costi di approvvigionamento.

FIG. 2.29

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

Numeri indici

III bimestre 1997=100(A)



Prezzo del Brent (in euro)

Tariffa al lordo delle imposte

Condizioni economiche di maggior tutela (al lordo delle imposte)

(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.

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2009 presentano la stessa incidenza di un anno prima sul prezzo lordo (64%). Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC_1, relativa alla copertura degli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007, e dell'energia

elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007; all'1 aprile 2009 è pari a 0,148 c€/kWh;

- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, preposta al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2009 è pari a 0,525 c€/kWh;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC_5 (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità); questi 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 all'1 aprile 2009, è pari a 0,7 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2009 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC_4, relativa alle integrazioni tariffarie, e MCT, per le misure di compensazione territoriale, oltre che la nuova componente A_5 a copertura del bonus sociale) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,23 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 7%.

La componente A_3, in particolare, è destinata a finanziare i programmi di incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate. Con riferimento all'anno 2008, i costi da recuperare, per oltre 3.000 milioni di euro, hanno riguardato:

- i ritiri dell'energia elettrica CIP6 e come da delibera 108/97, effettuati dal GSE, per circa 2.400 milioni di euro, ai quali vanno aggiunti gli oneri per l'acquisto sia di certificati verdi in capo ai produttori da fonti assimilate, sia di permessi di emissione di anidride carbonica per coprire la differenza tra quote assegnate ed emissioni effettive, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE che ha istituito il Sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni; tali ulteriori oneri possono essere quantificati in circa 500 milioni di euro per il 2008, ma sono destinati a ridursi negli anni successivi per la progressiva conclusione delle convenzioni;
- l'incentivazione per gli impianti fotovoltaici per circa 112 milioni di euro;
- l'incentivazione per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) che hanno optato per un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa per un importo complessivo pari a circa 20 milioni di euro;
- i costi che il ritiro dedicato[11] ha indotto sul sistema elettrico in quanto saldo positivo tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato e quantificabili in circa 40 milioni di euro.

11 Il ritiro dedicato, che si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di piccola taglia e dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevede delle semplificazioni e non degli incentivi in senso stretto, che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa.

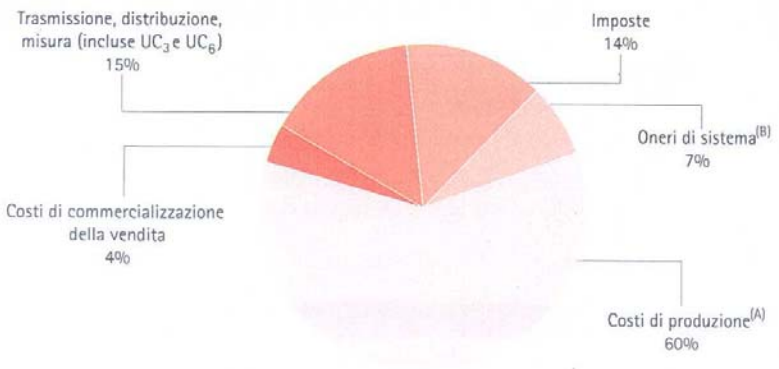


FIG. 2.30

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3kW

Composizione percentuale all'1 aprile 2009

(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, le componenti UC_1, UC_5 e PPE.
(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, la componente UC_4 e la componente MCT.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2008 ha registrato un miglioramento della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Nel settore della trasmissione, la continuità del servizio viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo indicatore negli ultimi tre anni è presentato nella tavola 2.51, dove le informazioni relative all'anno 2008 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2009, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Nel corso dell'anno 2008 si è inoltre registrata una significativa riduzione degli incidenti rilevanti (vale a dire le disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS). Si è verificato, infatti, un unico incidente rilevante nel mese di dicembre, in occasione di precipitazioni nevose eccezionali (Tav. 2.52). La definizione di incidente rilevante è stata modificata a partire dal 1° gennaio 2008: nell'ambito del procedimento per la regolazione del periodo 2008-2011, la delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha infatti definito gli incidenti rilevanti come le

TAV. 2.51

Energia non fornita per le disalimentazioni di tutti gli utenti

MWh/anno; inclusi gli incidenti rilevanti(A)

AREA	ANNO 2006	ANNO 2007	ANNO 2008
Nazionale	**3.477**	**8.469**	**2.440**

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Terna.

TAV. 2.52

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti(A)

	NUMERO	MWh
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560

(A) Incidenti rilevanti definiti come da delibera n. 250/04 per gli anni 2006 e 2007 e da delibera n. 281/07 per l'anno 2008.

Fonte: Terna.

disalimentazioni che comportano un livello di energia non servita superiore a 250 MWh; fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250/04, prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da energia non servita maggiore di 150 MWh e una durata superiore a 30 minuti.

A seguito della delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, è entrata in vigore nel 2008 la regolazione della qualità del servizio di trasmissione, a sostanziale modifica delle precedenti disposizioni che riguardavano principalmente la trasparenza delle *performance* dell'operatore di trasmissione. La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è basata sui dati di continuità del servizio, registrati da Terna in attuazione del Titolo VIII della delibera n. 250/04, e sui documenti pubblicati da Terna per effetto di tale delibera.

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerarsi di natura sperimentale. La finalità principale è la promozione del miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti, evitando l'aggravio delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento. La disciplina relativa alla qualità del servizio di trasmissione prevede uno schema di incentivi e penalità per la continuità del servizio basato su 3 indicatori principali: l'energia non fornita per eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la RTN[12], il numero medio di disalimentazioni (lunghe – vale a dire con durata superiore a tre minuti – o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN e la percentuale di utenti direttamente connessi con la RTN che non hanno subito alcuna disalimentazione. Quest'ultimo indicatore svolge una funzione correttiva degli incentivi ottenuti mediante il confronto tra risultati effettivi e livelli annuali attesi, per quanto riguarda i due indicatori principali.

L'andamento del numero medio di disalimentazioni (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.53, dove le informazioni relative all'anno 2008 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2009, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

12 Ai fini regolatori si adotta la variante ENSR, energia non fornita di riferimento.

TAV. 2.53

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

Numero/anno; inclusi gli incidenti rilevanti[A]

AREA	ANNO 2006	ANNO 2007	ANNO 2008
Torino	0,32	0,13	0,71
Milano	0,11	0,25	0,22
Padova	0,21	0,41	0,37
Firenze	0,25	0,46	0,27
Roma	0,79	0,34	0,41
Napoli	0,29	0,37	0,48
Palermo	1,05	0,94	0,75
Cagliari	0,75	0,82	0,22
TOTALE ITALIA	**0,38**	**0,39**	**0,42**

(A) I dati sono calcolati per l'intera area nazionale e per le 8 aree territoriali di Terna con riferimento alle disalimentazioni subite dagli utenti direttamente connessi con la RTN di Terna, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione per l'origine della disalimentazione.

Fonte: elaborazione AEEG su dati di Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, fino al 2007. Il 2008 ha evidenziato un valore in controtendenza a livello nazionale, principalmente a causa di eventi meteorologici eccezionali che si sono verificati in particolare nei mesi di novembre e dicembre. Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2008:

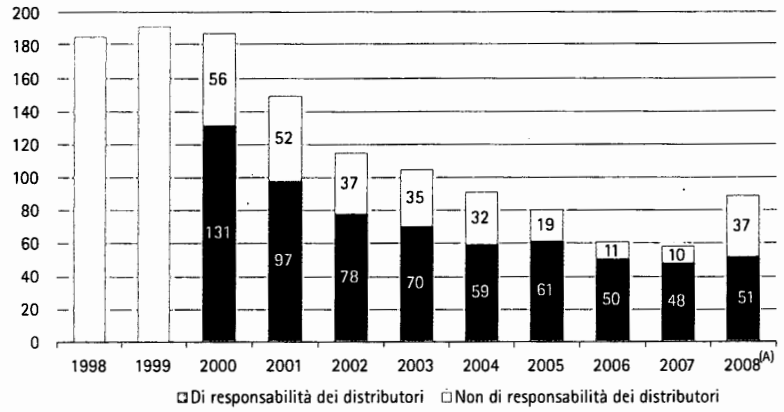
- la *durata complessiva* delle interruzioni per cliente è stata pari a 88 minuti (Fig. 2.31);
- la *durata netta* delle interruzioni per cliente (vale a dire di responsabilità delle imprese distributrici, escludendo in particolare gli effetti di eventi meteorologici eccezionali) è stata di circa 51 minuti a livello nazionale, di 36 minuti nel Nord Italia, 50 minuti nel Centro Italia e 73 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.32);
- il *numero complessivo* di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente si è attestato a 2,37 interruzioni per cliente (Fig. 2.33).

L'aumento della durata e del numero di interruzioni registrato nel 2008 (durata +51%, numero +9%) è da attribuire principalmente a cause di forza maggiore, mentre il valore di durata netta di responsabilità delle imprese distributrici conferma i trend già registrati nel corso del 2006 e del 2007. Negli ultimi mesi dell'anno, infatti, nevicate eccezionali nel Nord Italia e alluvioni in Centro Italia hanno comportato un numero di scatti delle linee elettriche molto superiore ai valori medi mensili registrati negli anni precedenti, con difficoltà e ritardi nel ripristino dell'alimentazione, anche per ragioni di sicurezza.

FIG. 2.31

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)



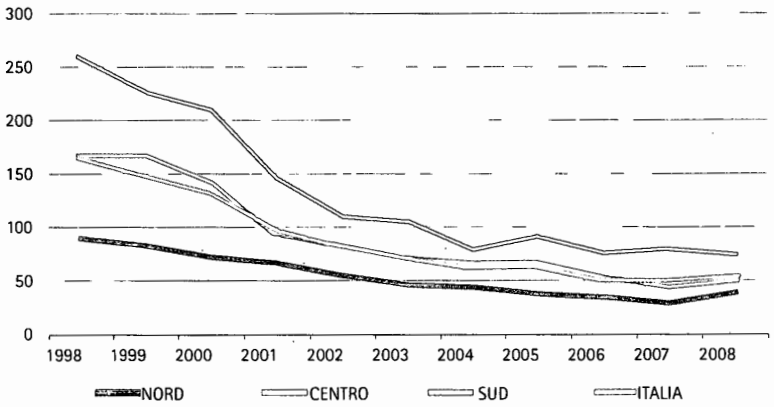
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2008 (51 minuti) è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2008 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

L'impatto degli eventi meteorologici appare inoltre chiaro dall'osservazione dei dati territoriali: a fronte dell'incremento degli indicatori di durata netta e di numero nelle aree del Nord e Centro Italia, al Sud si sono registrati il minimo storico di durata netta (73 minuti persi per anno per cliente) e un numero totale di interruzioni lunghe (3,46 per cliente all'anno) molto vicino al minimo raggiunto nel 2004.

Il trend di miglioramento della durata delle interruzioni registrato nel periodo 2000-2008 è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema, come indicato in maggior dettaglio nel secondo Volume di questa relazione, colloca l'Italia fra gli Stati europei più virtuosi in termini complessivi di continuità del servizio e ha inoltre permesso di ridur-

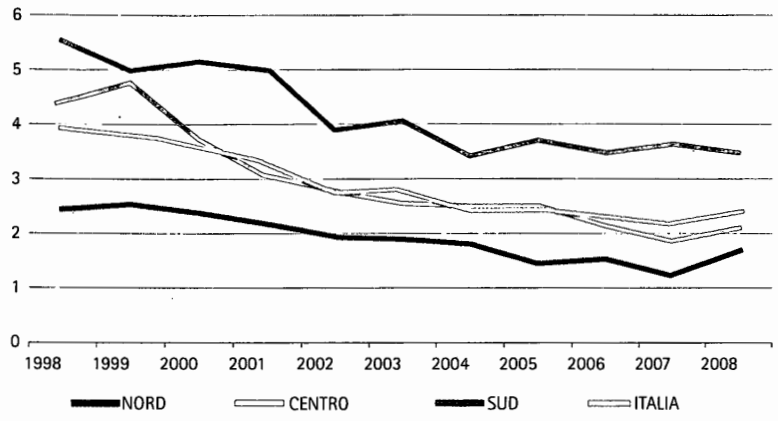


FIG. 2.33

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT

Numero medio:
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

re 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. Il nuovo sistema di incentivi e penalità introdotto dall'Autorità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, per il quadriennio 2008-11 prevede che dal 2008 le imprese distributrici siano soggette a

TAV. 2.54

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione e numero medio di interruzioni lunghe (> 3 minuti) e brevi (> 1 secondo e ≤ 3 minuti) per cliente all'anno

Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); anno 2008

	MINUTI PERSI PER CLIENTE ALL'ANNO	NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE PER CLIENTE ALL'ANNO	NUMERO DI INTERRUZIONI BREVI PER CLIENTE ALL'ANNO
Piemonte	201	2,50	3,37
Val d'Aosta	69	1,86	2,50
Liguria	67	2,17	3,69
Lombardia	47	1,32	1,64
Trentino Alto Adige	116	3,58	2,58
Veneto	56	1,76	2,53
Friuli Venezia Giulia	49	1,34	2,38
Emilia Romagna	30	1,08	1,65
Toscana	53	1,59	2,20
Marche	50	1,64	2,59
Umbria	40	1,49	2,20
Lazio	81	2,65	3,23
Abruzzo	62	2,09	3,11
Molise	24	1,30	1,44
Campania	104	4,04	8,14
Puglia	90	2,61	3,67
Basilicata	46	1,47	2,48
Calabria	132	4,16	6,45
Sicilia	197	4,20	7,24
Sardegna	115	3,16	5,26
NORD	72	1,68	2,27
CENTRO	65	2,09	2,74
SUD	122	3,46	5,94
ITALIA	**88**	**2,37**	**3,61**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

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 un secondo.

La tavola 2.54 mostra i valori di continuità del servizio relativi a disservizi sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa) nel 2008 a livello regionale. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

Standard di qualità individuali per clienti MT

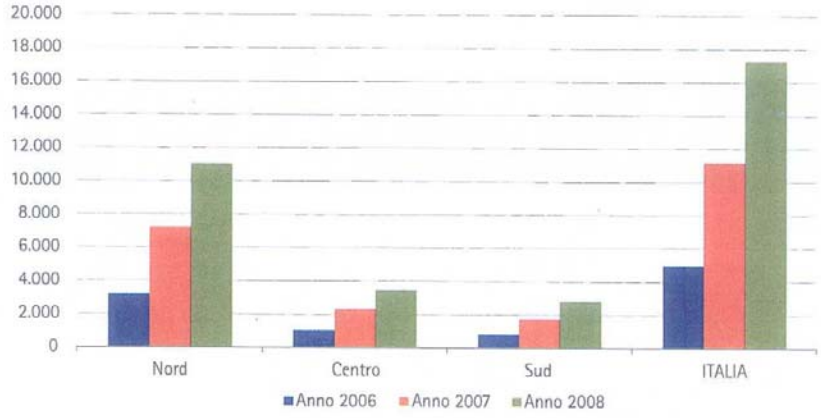
I clienti MT che subiscono un numero di interruzioni in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità, possono ricevere il relativo indennizzo solo dopo aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità. Qualora i clienti non presentino tale dichiarazione sono soggetti al versamento di un Corrispettivo tariffario specifico (CTS) che l'impresa distributrice può trattenere in parte, dovendo versare la rimanenza alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. A quest'ultima è destinata anche la quota residuale delle penalità che le imprese distributrici devono accantonare per finanziare gli indennizzi ai clienti MT che hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza.

Rispetto al 2006 il numero di dichiarazioni di adeguatezza è triplicato, con un incremento annuo costante e che ha interessato tutto il territorio nazionale. Da quando sono in vigore gli standard di qualità individuali, circa un quinto dei clienti MT (più o meno 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (Fig. 2.34).

FIG. 2.34

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti di clienti in media tensione

Numero cumulato delle dichiarazioni inviate a fine 2006, a fine 2007 e a fine 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

L'incremento del CTS raccolto dalle imprese distributrici nel corso del 2008 (Tav. 2.55) risente della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*: dal 2007 per i soli clienti in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW che non hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti i clienti in media tensione che non hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza, indipendentemente dalla potenza disponibile.

TAV. 2.55

CTS raccolto e trattenuto dalle imprese distributrici
Milioni di euro

	CTS RACCOLTO	CTS TRATTENUTO
2007	12,8	5,2
2008	44,9	5,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

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

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dal 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, risposte a reclami ecc.) e 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 reali 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 del cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle Carte dei servizi precedentemente in vigore (Tav. 2.56). L'entità dei rimborsi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non rispetta questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Dal 1° gennaio 2009 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici che prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo automatico in base al ritardo nell'effettuazione della prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento.

Con il 2008 la regolazione della qualità commerciale è stata estesa a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico ed è stata allineata 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 2008 la regolazione della qualità commerciale tiene inoltre conto dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti BT avvenuta il 1° luglio 2007 e del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa. In conseguenza di ciò la regolazione della qualità commerciale relativa alla vendita è stata oggetto di revisione con un apposito processo di consultazione, focalizzato tra l'altro sul tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami; è stata quindi stralciata dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* ed è confluita nel *Testo integrato della qualità della vendita approvato* con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08.

Dai dati forniti dagli esercenti si osserva che fino all'anno 2007 sono sostanzialmente stabili il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso e il numero di indennizzi pagati ai clienti, mentre nel corso del 2008 si assiste a più che un dimezzamento dei casi di mancato rispetto degli standard specifici e a una conseguente riduzione, di circa due terzi, del numero di rimborsi effettivamente pagati *(*Tav. 2.56*)*. Tale miglioramento trova conferma nell'esame delle singole prestazioni soggette a standard specifico (Fig. 2.35): la riduzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale riguarda ogni tipologia di prestazione. Le prestazioni relative alla verifica della tensione di alimentazione e alla verifica del gruppo di misura, soggette a standard generale fino al 2007, dal 2008 sono soggette a standard specifico. Per tali prestazioni non è possibile un riscontro con i dati del 2007 dal momento che anche lo standard è cambiato, anche sotto l'aspetto procedurale, per entrambe: da 10 giorni a 30 giorni per la verifica della tensione di alimentazione e da 10 giorni a 15 giorni per la verifica del gruppo di misura. In particolare la verifica della tensione di alimentazione evidenzia una percentuale elevata di casi di mancato rispetto, probabilmente a causa della completa revisione della prestazione introdotta a partire dal 2008.

TAV. 2.56

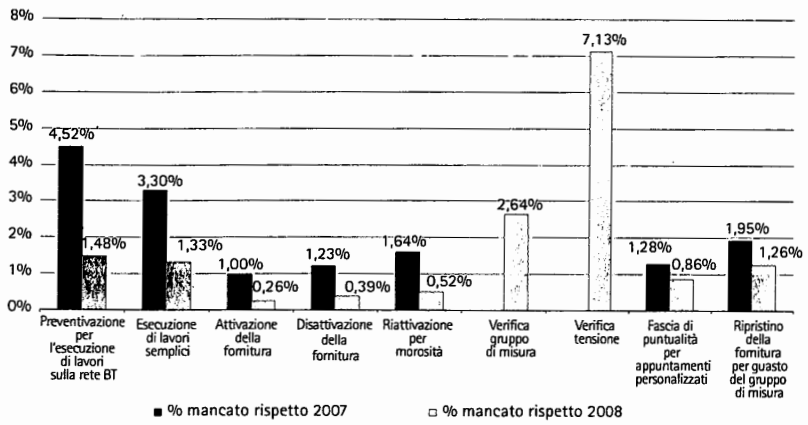
Numero di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Per la regolazione della qualità commerciale: Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dal 1° luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE								
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004(A)	2005	2006	2007	2008
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696	73.868	73.903	32.509
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	63.822	73.714	70.712	27.716
Ammontare effettivamente pagato nell'anno (milioni di €)	0,001	0,002	0,001	0,22	0,82	3,11	4,21	3,41	4,43	4,07	4,25	2,23

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

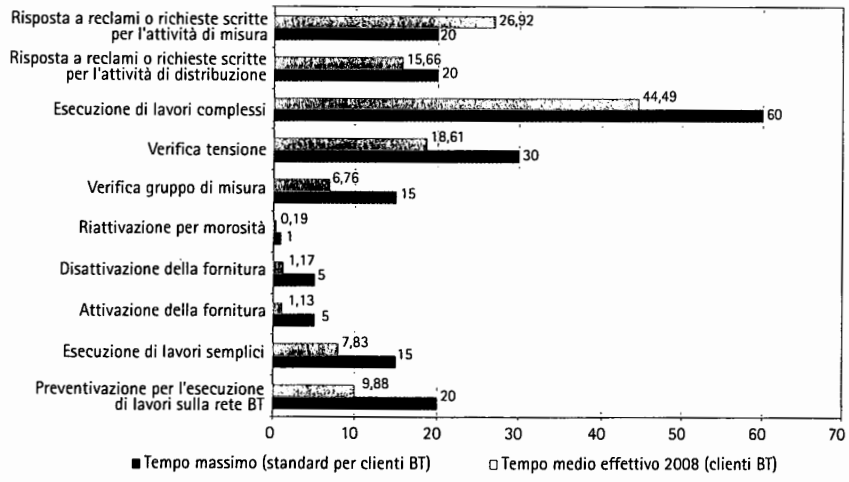
FIG. 2.35

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per gli utenti in bassa tensione domestici e non domestici

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

Per alcune prestazioni, non sono previsti al momento standard specifici associati a indennizzi automatici, mentre si prevedono 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 (Fig. 2.36) per i quali si osserva un valore superiore allo standard (26,92 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni), mentre per i tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di misura si osserva un valore inferiore allo standard (15,66 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni).



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, utenti in bassa tensione domestici e non domestici

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

La tavola 2.57 presenta, dati di riepilogo (anni 2007 e 2008) riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alla tipologia di utenza più largamente diffusa, vale a dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

TAV. 2.57

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 2007			ANNO 2008		
		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	336.423	13,71	14.657	330.595	9,88	5.274
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	411.978	8,96	12.403	344.938	7,83	5.196
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.576.899	1,56	15.104	1.502.079	1,13	5.448
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	814.666	1,50	9.683	805.068	1,17	3.932
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	946.624	0,36	15.393	1.159.628	0,19	5.478
Verifica gruppo di misura	15 gg. lavorativi				12.191	6,76	284
Verifica tensione	30 gg. lavorativi				1.805	18,61	40
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	46.483		493	47.682		373
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore/4 ore	114.259	1,66	1.819	106.316	1,68	1.302

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.57 evidenzia una riduzione consistente dei tempi effettivi medi dal 2007 al 2008 per tutte le prestazioni soggette a standard specifico, con una conseguente diminuzione del numero di indennizzi pagati. In particolare, i tempi medi effettivi relativi all'attivazione e alla disattivazione della fornitura e alla riattivazione per morosità beneficiano della diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione dei contatori.

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è confluita nel *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita* con l'approvazione della delibera ARG/com 164/08. Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con lo scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center*, garantendo allo stesso tempo le esigenze di differenziazione e competitività degli operatori. L'Autorità ha 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.

Lo standard minimo sul livello di servizio, rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate ai *call center* in cui si chiede di parlare con un operatore, è fissato pari all'80%. Per quanto riguarda il livello di servizio, dall'esame dei dati dichiarati dagli operatori con più di 100.000 clienti finali elettrici e gas (la regolazione bisettoriale è entrata in vigore il 1° gennaio 2008), per il primo e il secondo semestre 2008 si osserva che le *performance* aziendali semestrali sono caratterizzate da forti disomogeneità (Fig. 2.37).

Sul totale di 31 aziende di vendita, relativamente alle richieste di parlare con un operatore, si registrano 3 casi di non rispetto degli standard fissati per il tempo medio di attesa[13] nel primo semestre 2008 e di 2 casi nel secondo semestre 2008.

Per quanto riguarda invece l'indicatore di accessibilità al servizio, pari al rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori, dai dati dichiarati si registrano 3 casi di non rispetto dello standard fissato (90%) per il primo semestre, e il rispetto dei livelli fissati dall'Autorità per tutte le aziende di vendita nel secondo semestre per entrambi i settori.

Nei casi in cui il venditore svolga più servizi (per esempio, servizi idrici, rifiuti ecc.), il livello registrato dagli indicatori potrebbe tuttavia essere influenzato dalla difficoltà di stabilire a quale servizio si rivolge la chiamata telefonica. In tal caso, infatti, concorrono al computo degli indicatori tutte le chiamate telefoniche dei clienti finali che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono stati reindirizzati da parte di servizi automatici a un operatore, indipendentemente dal servizio fornito.

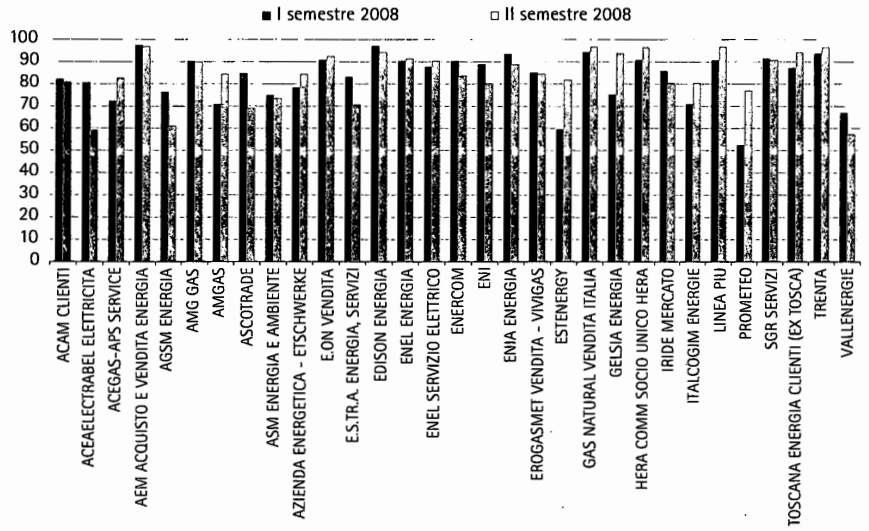


FIG. 2.37

Livello di servizio dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali

I e II semestre 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

13 Gli standard di 240 secondi comprendono i tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico o IVR.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istat propone per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie intitolata "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 prevede infatti un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas. L'indagine raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui su tutto il territorio nazionale. L'esteso campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti. 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.

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas si sono avvicendati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali la leggibilità delle bollette da parte degli utenti, la conoscenza dell'Autorità e delle sue funzioni, il grado di apertura del mercato o la soddisfazione per il servizio di *call center* eventualmente attivato dalle aziende.

Nel 2008 l'andamento del livello di soddisfazione generale dei clienti risulta leggermente in flessione rispetto agli anni precedenti su tutto il territorio nazionale, ma in ogni caso attestato su un buon livello. La flessione si inquadra in un trend di minore soddisfazione che si registra già dal 2005, in coincidenza con la crescita del prezzo dei combustibili e dei prodotti energetici avvenuta nel corso di questi ultimi anni e culminata durante il 2008. Si confermano inoltre livelli di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tavv. 2.58 e 2.59).

TAV. 2.58

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8	91,3	90,4
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8	90,1	86,4
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5	89,1	85,4
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9	88,5	85,2
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7	83,3	78,8
ITALIA	**90,3**	**91,2**	**90,6**	**91,7**	**91,5**	**90,3**	**87,7**	**88,6**	**89,2**	**86,3**

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.59

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	2008
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7	94,1
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0	94,3
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3	90,9
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8	89,8
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4	81,9
ITALIA	**90,8**	**91,1**	**91,2**	**92,0**	**92,5**	**91,1**	**90,8**	**91,6**	**92,5**	**91,3**

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione complessiva, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica ai clienti) è il fattore con rilevanza maggiore.

Anche in relazione agli aspetti commerciali del servizio, che sono però percepiti come meno importanti rispetto alla continuità dai clienti, dal 2008 si registra una lieve flessione del grado di soddisfazione complessiva, che risulta maggiormente penalizzata dai giudizi negativi su aspetti quali la comprensibilità delle bollette e le informazioni sul servizio (Tav. 2.60). Si conferma invece il maggiore grado di soddisfazione degli ultimi anni riguardo la frequenza della lettura, probabilmente associato alla diffusione dei contatori elettronici.

TAV. 2.60

Soddisfazione globale per i diversi aspetti del servizio elettrico in Italia

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86	87,3	85,4
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1	83	79,6
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7	71,8	65,9
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69	69,1	63,5
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

PAGINA BIANCA

3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

PAGINA BIANCA

Domanda e offerta di gas naturale

Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo interno lordo di gas ha registrato lo scorso anno una sostanziale stabilità o, per meglio dire, una lievissima contrazione dello 0,02% e ciò nonostante un autunno e un inverno (specie ai suoi inizi e cioè nei mesi ricadenti nel 2008) piuttosto rigidi. Per il secondo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas è rimasta intorno a 85 G(m^3). Se nel 2007 la stabilità fu dovuta principalmente al manifestarsi di un inverno mite, nel 2008 è soprattutto nell'avanzare della crisi economica – esplosa poi in tutta evidenza nei primi mesi del 2009 – che vanno cercate le cause della mancata crescita del settore. A riprova di tale interpretazione, nei dati diffusi dal Ministero dello sviluppo economico si osserva infatti come a flettere è stato in particolare il comparto industriale (-9,1%), mentre quello termoelettrico è risultato pressoché stabile e quello dei servizi e usi domestici addirittura in progresso (+6,1%).

Come accade da molti anni, la produzione nazionale ha continuato a ridursi, scendendo a 9,3 G(m^3) dai 9,7 del 2007. Le importazioni dall'estero sono cresciute del 3,9%, passando da 73,9 a 76,9 G(m^3), così pure le esportazioni, passate da 68 a 210 M(m^3). Parte del gas approvvigionato, circa 1,5 G(m^3), è rimasta negli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per l'11% dalla produzione nazionale e per l'89% dalle importazioni nette. Poiché, secondo i dati preconsuntivi ministeriali, un altro miliardo e mezzo di metri cubi è stato utilizzato per i consumi energetici del settore gas e per le perdite di rete, nel 2008 la domanda netta è stata pari a 83,4 G(m^3), proveniente per il 41% dal settore termoelettrico, per il 36% dal settore civile, per il 21% dall'industria e per il 2% da altri comparti (agricoltura, autotrazione e usi non energetici).

I dati preconsuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico trovano una sostanziale conferma nel bilancio degli operatori del settore gas (Tav. 3.1), tradizionalmente presentato in queste pagine, che mostra una prima e provvisoria elaborazione (come tutte quelle che seguono anche nei paragrafi successivi) dei dati dichiarati dalle imprese del gas nell'ambito dell'indagine annuale che l'Autorità svolge con riferimento alle attività svolte dagli operatori nell'anno precedente. Anche quest'anno il bilancio è stato redatto riaggregando i dati inviati dalle singole imprese nei rispettivi gruppi societari di appartenenza al 31 dicembre 2008. I gruppi sono stati suddivisi per ampiezza delle vendite totali (cioè quelle effettuate sia al dettaglio, sia all'ingrosso) e degli autoconsumi, vale a dire per dimensione degli impieghi di gas.

Diversamente dallo scorso anno, è stata ampliata la prima classe: quest'anno accoglie i dati dei gruppi con vendite e autocon-

sumi compresi tra 2 e 11 G(m^3), mentre lo scorso anno era stata limitata ai gruppi con impieghi non superiori a 5 G(m^3), in quanto tale soglia non veniva superata da nessuno dei gruppi operanti nel settore gas, oltre ai tre più importanti. Tuttavia, la fusione per incorporazione avvenuta tra Asm Brescia e Aem Milano a decorrere dall'1 gennaio 2008 ha concentrato nel gruppo A2A le vendite e gli autoconsumi dei due precedenti, così che attualmente esse raggiungono l'ammontare di 10,4 G(m^3). La prima classe è stata quindi ampliata fino a 11 G(m^3). Analogamente, le numerose operazioni societarie di accorpamento che hanno coinvolto il gruppo E.On, ne hanno grandemente accresciuto il valore degli impieghi: il gruppo ricade ancora in questa classe, ma con un ammontare di gas pari a 6 G(m^3) e in seconda posizione dietro A2A. Gli altri gruppi appartenenti a questa prima classe (Hera, Energie Investimenti, Gaz de France Suez, Axpo Group e CIR) evidenziano somme di vendite e autoconsumi che oscillano tra i 4,7 e i 2,1 G(m^3). Nelle classi successive rientrano, invece, rispettivamente, 7, 49 e 190 gruppi (inclusi quelli senza usi).

TAV. 3.1

Bilancio 2008 degli operatori del gas naturale

G(m^3); valori riferiti ai gruppi industriali

	Eni	Enel	Edison	2-11 G(m^3)	1-2 G(m^3)	0,1-1 G(m^3)	< 0,1 G(m^3)	Totale
Produzione nazionale netta	**7,1**	**-**	**0,7**	**-**	**0,9**	**-**	**0,0**	**8,7**
Importazioni nette(A)	**45,9**	**9,8**	**7,3**	**7,9**	**1,9**	**1,7**	**0,3**	**74,8**
- di cui vendite Eni oltre frontiera	-	-	1,2	3,1	-	-	-	4,3
Variazioni scorte	**-0,4**	**-0,2**	**0,0**	**0,0**	**-0,3**	**0,0**	**0,0**	**-1,0**
stoccaggi al 31 dicembre 2007	2,9	0,7	0,6	0,4	0,7	0,1	1,2	6,4
stoccaggi al 31 dicembre 2008	3,3	0,9	0,6	0,4	1,0	0,1	1,1	7,4
Acquisti sul territorio nazionale	**1,8**	**9,0**	**6,8**	**24,5**	**7,5**	**16,4**	**4,2**	**70,3**
da Eni	0,9	2,8	4,5	7,7	1,5	6,3	1,1	24,7
- di cui gas release alla frontiera	-	*0,0*	*0,1*	*0,3*	*0,2*	*0,3*	*0,1*	*1,1*
- di cui gas release al PSV	-	*0,1*	-	*0,8*	*0,4*	*0,3*	*0,1*	*1,7*
da Enel	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0
da Edison	0,2	0,2	1,3	0,4	0,6	1,0	0,4	4,1
da altri operatori	0,7	0,2	1,0	16,4	5,3	9,1	2,7	35,5
Cessioni ad altri operatori	**23,0**	**5,9**	**4,9**	**16,1**	**7,7**	**8,5**	**0,6**	**66,6**
- di cui vendite al PSV	4,4	0,1	1,0	3,0	3,7	2,0	0,2	14,3
Trasferimenti netti	**0,3**	**0,2**	**-1,0**	**0,7**	**0,8**	**-2,0**	**-0,3**	**-1,3**
Consumi e perdite(B)	**0,5**	**0,2**	**0,1**	**0,3**	**0,1**	**0,2**	**0,0**	**1,5**
Autoconsumi	**4,4**	**0,0**	**5,3**	**3,2**	**0,4**	**0,0**	**0,1**	**13,5**
Vendite finali	**26,9**	**12,8**	**3,4**	**13,3**	**2,7**	**7,3**	**3,5**	**69,9**
al mercato libero	20,5	10,2	3,2	9,5	1,8	3,6	1,5	50,2
al mercato tutelato	6,3	2,6	0,2	3,8	0,9	3,7	2,1	19,7
Vendite finali per settore	**26,9**	**12,8**	**3,4**	**13,3**	**2,7**	**7,3**	**3,5**	**69,9**
generazione elettrica	10,5	7,3	2,2	3,4	0,7	0,4	0,2	24,7
industria	9,5	2,4	1,0	4,2	0,8	1,9	0,7	20,5
commercio	1,2	0,6	0,0	1,8	0,2	1,3	0,7	6,0
domestico	5,6	2,4	0,2	3,9	0,9	3,7	2,0	18,7
- di cui a clienti finali collegati	*1,1*	*6,9*	*2,2*	*2,9*	*0,8*	*0,6*	*0,2*	*14,6*

(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.

Sul fronte degli approvvigionamenti la produzione è praticamente tutta sotto la titolarità del gruppo Eni, a eccezione di una piccola quota in capo a Edison e di altri volumi poco rilevanti riconducibili a piccoli coltivatori. Per quello che attiene alle importazioni, esse ricadono per oltre il 60% nella disponibilità del gruppo più importante: a questa quota andrebbero aggiunti i circa 4 G(m^3) che alcuni tra i maggiori operatori del settore acquistano da Eni stessa al di là del confine nazionale.

Nel 2008 i gruppi di più piccola dimensione hanno di fatto raddoppiato, rispetto al 2007, le quantità di gas importato (2 G(m^3) contro 1,1), diversificando il proprio portafoglio di approvvigionamento. Nessuno di essi, tuttavia, risulta approvvigionarsi oltre frontiera da Eni: si tratta, nella maggior parte dei casi, di imprese che importano gas dalle case madri estere. Negli acquisti sul territorio nazionale scende al 35% (era al 39% nel 2007) la quota di gas che gli operatori nazionali hanno comprato da Eni. Dei 24,3 G(m^3) ceduti da Eni ad altri rivenditori, 2,7 G(m^3) sono acquisti avvenuti sulla base del *gas release*, ovvero le cessioni di gas che Eni effettua in esito a istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato che hanno dimostrato la posizione dominante di Eni. Il primo *gas release*, effettuato in esito al provvedimento A329B (Blugas-Snam), prevedeva il rilascio di gas alla frontiera italiana per 4 anni termici; esso è dunque terminato nel settembre 2008. Il secondo *gas release*, riferito al provvedimento A371 (Gestione e utilizzo della capacità di rigassificazione), impone il rilascio di partite di gas al Punto di scambio virtuale (PSV) per 2 anni termici a partire dall'ottobre 2007; esso terminerà quindi nel prossimo mese di settembre. In generale, considerando i volumi di gas che ciascun gruppo ha acquistato da Eni sul territorio nazionale e quelli ceduti dall'*incumbent* oltre frontiera, si osserva come siano riconducibili direttamente a Eni quote consistenti della disponibilità di gas per ciascun gruppo. Per il gruppo Enel tale quota è pari al 15%, per il gruppo Edison arriva addirittura al 38,6%. Deriva direttamente da Eni poco più di un terzo della disponibilità di gas dei gruppi di grande e medio-piccola dimensione, vale a dire quelli con l'ammontare di autoconsumi e vendite rispettivamente compresi tra 2 e 11 G(m^3) e tra 0,1 e 1 G(m^3). Quote inferiori, ma pur sempre maggiori del 15%, si osservano nelle classi dimensionali rimanenti.

Per quanto riguarda gli usi, si nota come gli autoconsumi siano una voce molto rilevante per i gruppi maggiori che, normalmente, dispongono di impianti di produzione di energia elettrica. Se agli autoconsumi diretti si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente (la cui esistenza è spesso associata alla presenza di imprese di generazione elettrica all'interno del gruppo), si nota come gran parte della disponibilità di ciascun gruppo sia, in realtà, destinata al fabbisogno societario. Il fenomeno assume una particolare rilevanza tra i soggetti che sono i maggiori concorrenti di Eni: nel caso di Enel ed Edison, infatti, tale percentuale è rispettivamente pari al 37% e al 51%.

Nel mercato finale, le vendite a clienti tutelati sono circa il 28% del totale. A 7 anni dalla completa apertura del mercato del gas, dunque, il 72% dei volumi complessivamente consumati viene acquisito sul mercato libero. Come vedremo più avanti in questo Capitolo, le percentuali si invertono se si calcolano le quote di mercato libero e tutelato in termini di clienti: in questo caso solo il 7% dei clienti risulta servito dal mercato libero, mentre il 93% appare ancora sotto la tutela prevista dall'Autorità. Il mercato libero è tutt'oggi, cioè, una prerogativa dei grandi clienti e non ha ancora coinvolto il *mass market* (la percentuale di clientela domestica sul mercato libero si riduce a poco più del 4%).

Si conferma, come nel 2007, la tendenza degli operatori a specializzarsi sul mercato tutelato al diminuire dei volumi complessivamente venduti al mercato finale. I gruppi più piccoli rivolgono, infatti, gran parte delle proprie vendite (nel caso dei gruppi appartenenti all'ultima classe si arriva al 56%) ai clienti domestici e a quelli appartenenti al settore commercio e servizi. Più in generale si osserva che quanto più è piccolo il gruppo, tanto più ha un mercato limitato a quello che era il bacino d'utenza "storico" in cui l'operatore era presente *ante* liberalizzazione. Appaiono equivalenti le quote di gas venduto dai due maggiori gruppi al mercato civile (domestico, commercio e servizi), mentre si notano particolari differenze sulla vendita alle centrali elettriche: ciò in considerazione della diversa struttura societaria dei due gruppi. Il gruppo Enel, infatti, a fronte di autoconsumi nulli, ha vendite significative alla generazione elettrica (circa il 57%) in quanto il gas destinato alle proprie centrali elettriche viene venduto, al pari di una normale cessione, alle società che all'interno del gruppo effettuano la produzione elettrica.

Fa eccezione, rispetto a quanto detto sopra, il gruppo Edison che vende il 63% del gas a imprese (in buona parte appartenenti al proprio gruppo) che svolgono l'attività di produzione elettrica, limitando così la quota di gas destinato ad altra tipologia di clienti che non siano i grandi consumatori industriali.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

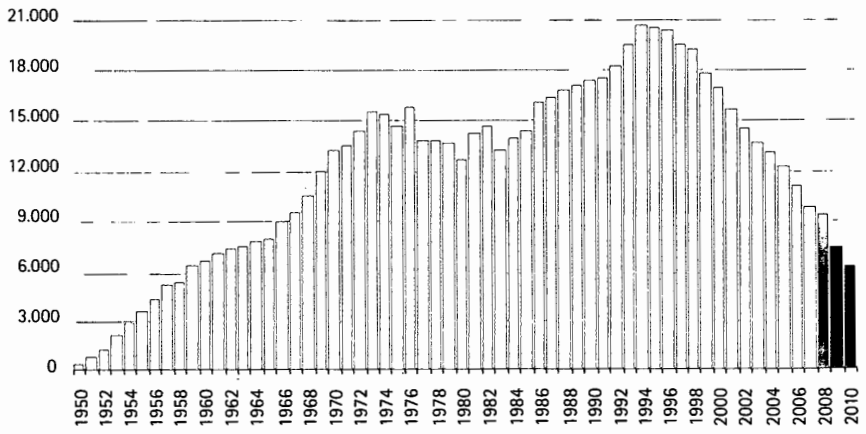
Come ormai da molti anni, anche nel 2008 la produzione nazionale di gas naturale è diminuita rispetto all'anno precedente. La riduzione è risultata tuttavia inferiore alle attese e meno rilevante di quelle registrate negli ultimi anni. Secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, lo scorso anno la produzione nazionale è stata pari a 9.255 M(m^3), in calo del 4,6% rispetto al 2007, mentre – come si vede dalla figura 3.1 che riporta la curva storica – negli ultimi tre anni è scesa in media a un ritmo del 9% annuo. Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2008, pari a 9.070 M(m^3) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti a terra, pari a 2.256 M(m^3), è la parte di produzione che è diminuita in misura minore rispetto all'anno precedente (–4,7%), mentre la produzione da giacimenti marini ha raggiunto 6.815 M(m^3), registrando tuttavia un calo di oltre un punto percentuale più elevato.

Il continuo declino della produzione ne riduce via via la copertura dei consumi nazionali: dal 30% della fine degli anni Novanta, si è passati al 20% nella prima metà degli anni Duemila, per arrivare lo scorso anno attorno all'11%.

FIG. 3.1

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950

M(m^3); valori storici dal 1950 al 2007; preconsuntivo 2008 e previsioni dal 2009 al 2010



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2008

GRUPPO	M(m^3)	QUOTA %
Eni	7.146	81,8
Edison	685	7,8
Royal Dutch Shell	673	7,7
Gas Plus	232	2,7
Altri	5	0,1
TOTALE	8.740	100,0
TOTALE (Ministero dello sviluppo economico)	9.255	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Alla consueta indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno risposto 7 società che nel 2008 hanno prodotto complessivamente 8.740 M(m^3) di gas naturale. Il segmento continua a essere dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione più elevata e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari quasi all'82%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell, ciascuno con una produzione di poco meno di 700 M(m^3), e Gas Plus con 232 M(m^3). Da notare, rispetto allo scorso anno, il raddoppio della produzione del gruppo olandese: nel 2007, infatti, il gruppo Royal Dutch Shell aveva evidenziato una produzione pari a 340 M(m^3).

Importazioni

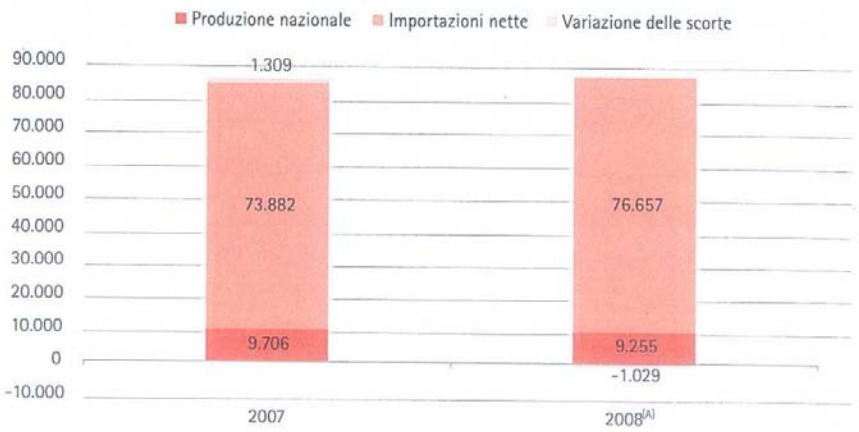
Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, nel 2008 le importazioni hanno raggiunto 76.657 M(m^3), al netto di 210 M(m^3) esportati, registrando una crescita del 3,8% rispetto al 2007 (Fig. 3.2). Tenendo conto che lo scorso anno sono stati immessi 1.029 M(m^3) negli stoccaggi – a differenza di quanto accaduto nel 2007 quando invece 1.309 M(m^3) furono prelevati dalle scorte – e che le perdite di rete sono stimabili in circa 1,5 G(m^3), il valore dei consumi nazionali è valutabile in 83.389 M(m^3). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle importazioni ha quindi raggiunto il 92%.

Come mostra la figura 3.3, che illustra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale), l'80% delle importazioni proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Il gas estero giunge in Italia quasi esclusivamente attraverso i gasdotti: solo il 2% del gas importato, infatti, arriva via nave e tutto dall'Algeria. Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto sono entrambe extracomunitarie: l'Algeria e la Russia. Anche nel 2008 l'Algeria è stato il primo Paese esportatore in Italia: complessivamente da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m^3), di cui 24,4 via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo, e 1,6 via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Complessivamente il gas algerino ha assicurato una quota del 33,8% del nostro fabbisogno. Dalla Russia sono giunti 24,6 G(m^3), pari al 32% del totale importato, attraverso i punti di Tarvisio e di Gorizia. Il terzo Paese esportatore è la Libia, da cui è giunto il 12,8%, ovvero 9,9 G(m^3), del gas complessivamente importato in Italia. Quantitativi importanti provengono anche dai Paesi Bassi (10,4%) e dalla Norvegia (6,9%); essi entrano in Italia attraverso il punto della rete nazionale di Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 4,1% delle importazioni 2008 è arrivato da altri Paesi europei tra cui, quasi l'1%, dalla Croazia.

FIG. 3.2

Immissioni in rete nel 2007 e nel 2008

M(m³)



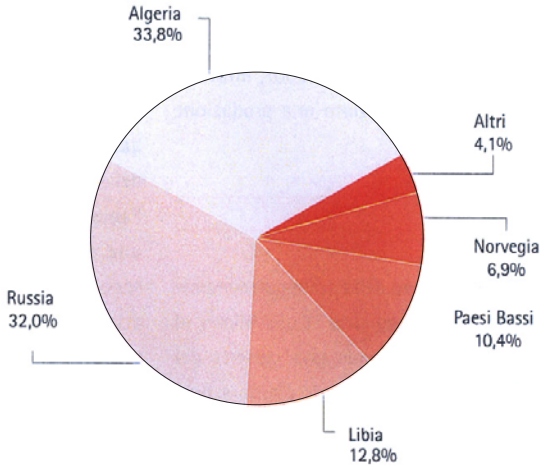
(A) Per il 2008 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.3

Importazioni lorde di gas nel 2008 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità, 36 soggetti importatori[1] che nel 2008 risultano aver complessivamente importato in Italia 75.041 M(m³) (Tav. 3.3). Tale è il dato complessivo che emerge dalle prime elaborazioni delle dichiarazioni degli operatori nell'indagine annuale dell'Autorità. Tenendo conto che il valore totale delle importazioni (provvisorio) diffuso dal Ministero dello sviluppo economico è pari, come appena visto, a 76,867 M(m³), il grado di copertura dell'indagine risulta del 96%.

Come nella produzione, anche nell'importazione Eni si confer-

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

TAV. 3.3

Primi 20 importatori di gas in Italia nel 2008

Importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	M(m³)	QUOTA %
Eni	46.129	61,5
Enel Trade	9.816	13,1
Edison	7.272	9,7
Plurigas	2.676	3,6
Gaz de France sede secondaria	1.692	2,3
Sorgenia	1.510	2,0
ENOI	1.118	1,5
E.On Energy Trading	614	0,8
E.On Ruhrgas	535	0,7
Egl Italia	502	0,7
AceaElectrabel Trading	467	0,6
Hera Trading	337	0,4
CEA Centrex Italia	323	0,4
Italtrading	228	0,3
Worldenergy	208	0,3
Spigas	170	0,2
Begas Energy International (ex Bridas Energy)	151	0,2
Econgas Italia	150	0,2
Speia	146	0,2
Sinergie Italiane	129	0,2
Altri	867	1,2
TOTALE	**75.041**	**100,0**
TOTALE IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	73.867	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

ma dominante con una quota pari al 61,5% (60% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ben superiore a quella dei concorrenti, seppure in riduzione nel tempo, per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Enel Trade è il secondo importatore con un quantitativo pari a 9,8 G(m³) in aumento del 5,8% rispetto al 2007. Come nel 2007, Edison è rimasta in terza posizione, nonostante le sue importazioni siano cresciute del 23%, passando da 5,9 a 7,3 G(m³). I primi tre importatori risultano acquisire oltre l'80% (anche sul valore di import totale di fonte ministeriale).

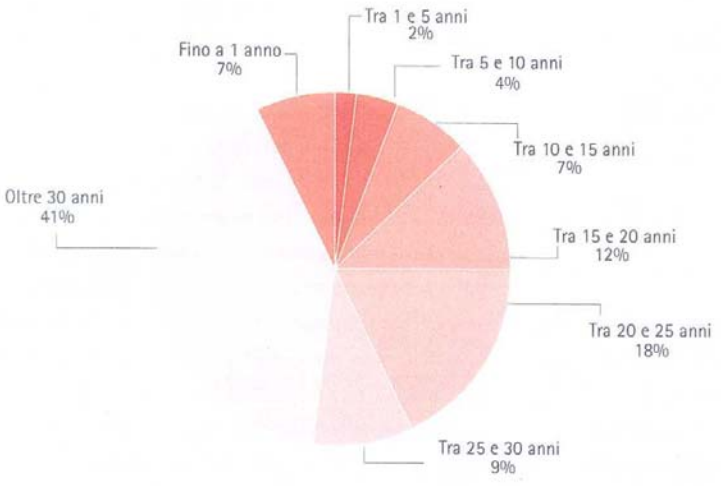


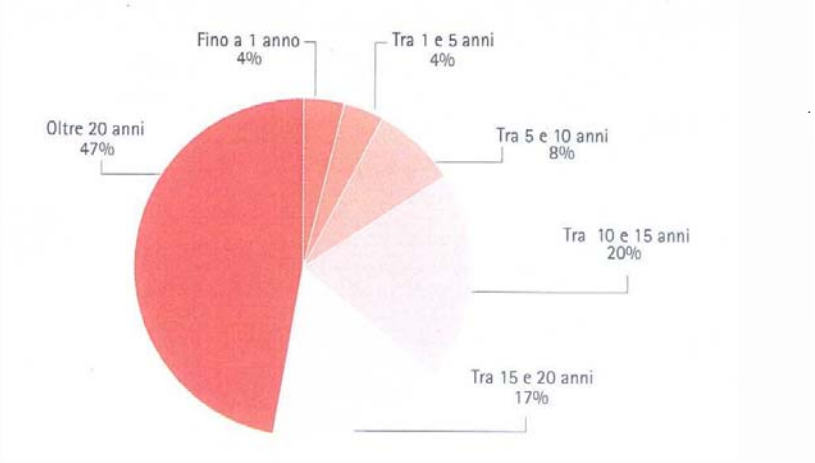
FIG. 3.4

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2008, secondo la durata intera

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.5

Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2008, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2008 secondo la durata intera (Fig. 3.4) e residua (Fig. 3.5), resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Circa il 70% di essi possiede una durata complessiva superiore ai 20 anni, mentre i contratti che non vanno oltre il decennio sono quasi il 13%. Eccettuando i contratti di durata inferiore all'anno, si osserva come all'accorciarsi della durata dei contratti corrisponda la riduzione proporzionale della loro incidenza complessiva. Rispetto al 2007 il peso delle importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, è rimasto invariato e pari al 7%.

Sotto il profilo della durata residua, i contratti attivi nel 2008 si rivelano complessivamente ancora molto lunghi: quasi la metà scadrà infatti tra 20 anni o più; il 65% scadrà tra 15 anni o più. Solo il 15% dei contratti esistenti terminerà entro i prossimi 10 anni.

Sviluppo delle infrastrutture di importazione

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno del quadro delle infrastrutture di importazione via gasdotto è riassunto nelle tavole 3.4 e 3.5 che riportano, rispettivamente, i potenziamenti di infrastrutture esistenti e lo stato di avanzamento dei nuovi progetti. Nel corso del 2008 è avvenuto il completamento della prima espansione del gasdotto TAG di collegamento tra l'Austria e il punto di ingresso della rete nazionale di Tarvisio, che ne ha incrementato la capacità da 38 a 41,5 G(m^3)/anno. Il potenziamento è stato ottenuto con l'entrata in funzione di una nuova stazione di compressione nella cittadina austriaca di Eggendorf. È previsto che la seconda espansione entri in funzione nell'autunno del 2009. Vale la pena di ricordare che entrambe queste espansioni sono quelle scaturite dagli impegni assunti nel 2003 da Eni con la Commissione europea nell'ambito dell'indagine svolta dalla Direzione generale della concorrenza sulle restrizioni di vendita territoriali contenute nei contratti di fornitura di gas tra Gazprom ed Eni. Nell'ottobre 2008 è avvenuto anche il completamento della seconda espansione del gasdotto TTPC (Trans Tunisian Pipeline Company) di collegamento tra la Tunisia e il punto di ingresso della rete nazionale di Mazara del Vallo. Come si ricorderà, a seguito dell'istruttoria per abuso di posizione dominante svolta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato A358 (Eni – TTPC), Eni si era impegnata a effettuare 2 potenziamenti del gasdotto: il primo di 3,2 G(m^3)/anno e il secondo di 3,3 G(m^3)/anno per complessivi 6,5 G(m^3)/anno. Dall'ottobre 2008, mese nel quale sono iniziate le importazioni, al 30 aprile 2009 sono stati importati 1.678 M(m^3) in relazione alla prima fase del potenziamento e 370 M(m^3) in relazione alla seconda fase. Assegnatarie delle capacità di trasporto sono risultate: per la prima fase, le società BeGas Energy International, Worldenergy, Compagnia Italiana del Gas ed Edison Gas; per la

TAV. 3.4

Potenziamento dei gasdotti esistenti

PROGETTO	SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m³)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
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 *tranche* 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: Ministero dello sviluppo economico.

seconda fase, le società Sonatrach Gas Italia ed Enel Trade. Le consegne di gas della seconda fase hanno subito alcuni ritardi anche a causa di un incidente occorso nel dicembre scorso al Transmed (Trans Mediterranean Pipeline Company – TMPC, ovvero il gasdotto sottomarino tra Tunisia e Italia), che ne ha causato la riduzione della capacità di trasporto proprio in prossimità del TTPC (la parte del medesimo gasdotto che dal confine con l'Algeria attraversa la Tunisia).

Circa l'espansione del gasdotto Greenstream, che collega la Libia al punto di ingresso della rete nazionale di Gela, non sono emerse importanti novità. La società russa Gazprom, tuttavia, a seguito di una serie di incontri che ha avuto con il governo libico, ad aprile 2008 ha annunciato l'intenzione di partecipare con Eni al raddoppio del gasdotto, sino a portarne la capacità annuale dagli attuali 8 a 16 G(m³).

L'aggiornamento rispetto allo scorso anno dello stato di avanzamento dei nuovi gasdotti in fase di progetto di possibile interesse per il nostro Paese è illustrato nella tavola 3.5. Nuovi passi avanti sono stati compiuti sul progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline), il gasdotto che le società Egl e Statoil Hydro hanno progettato per collegare la Grecia con l'Italia, attraverso l'Albania, per l'importazione di gas proveniente dalle aree di produzione dell'Est europeo e mediorientali. Nel gennaio 2009, Tractebel Engineering Italy si è aggiudicata la fase ingegneristica e di pianificazione. Nello stesso mese è stata avviata l'indagine dei fondali marini nel tratto di mare compreso tra Italia e Albania. Nel marzo 2009 è stato firmato un accordo intergovernativo tra Italia e Albania; inoltre, i vertici della società TAP AG hanno incontrato il Presidente e il Ministro dell'economia albanesi, i quali hanno dichiarato che il progetto ha grande valenza strategica, politica ed economica. Il governo albanese ha programmato per i prossimi mesi alcuni incontri con le Autorità di Italia e Grecia, al fine di creare un quadro normativo favorevole alla realizzazione del gasdotto.

Nel giugno 2008 è stata costituita ad Atene la società IGI Poseidon per lo sviluppo, la costruzione e l'esercizio del gasdotto IGI di collegamento tra Grecia e Italia. IGI Poseidon è una *joint venture* paritetica tra Edison International Holding (100% Edison) e l'azienda di Stato greca Depa. Il gasdotto IGI fa parte dell'ITGI, il corridoio energetico per l'importazione del gas dal Mar Caspio attraverso la Turchia e la Grecia, Paesi che sono già collegati tra loro dal novembre 2007. Il gasdotto è in fase di avanzata autorizzazione presso le Autorità greche e italiane e ha già visto la firma di 3 Protocolli d'intesa: il primo tra Italia e Grecia nel novembre 2005, il secondo tra Italia, Grecia e Turchia nel luglio 2007 e il terzo con l'Azerbaijan nel dicembre dello stesso anno. Edison e Depa hanno ottenuto dal Governo italiano, a seguito del parere positivo espresso dall'Unione europea, il diritto di poter utilizzare interamente la capacità di trasporto della condotta per un periodo di 25 anni. In base agli accordi tra le due società, l'80% della capacità è riservata al gruppo italiano e il restante 20% a quello greco. Sull'IGI Edison e Depa hanno reso disponibile all'accesso dei terzi una quota di circa 1 G(m³)

di capacità attraverso una procedura di *open season*, la cui prima fase si è conclusa nel settembre 2008, con 17 manifestazioni d'interesse non vincolanti per i 10 lotti messi in gara, ciascuno da 100 M(m^3)/anno. Edison e Depa metteranno inoltre a

TAV. 3.5

Nuovi gasdotti in progetto

SOCIETÀ	INGRESSO IN ITALIA	CAPACITÀ NOMINALE G(m^3)/anno	LUNGHEZZA Km	COMPLETAMENTO STUDIO FATTIBILITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	SITUAZIONE
TAP Trans Adriatic Pipeline (Grecia-Albania-Italia)						
TAP AG (Egl e Statoil Hydro per quote paritetiche)	Brindisi	10/20	520	2006	-	Stipulato contratto di fornitura con Iran per 5,5 G(m^3)/anno per 25 anni; Tractebel Engineering Italy si è aggiudicata nel gennaio 2009 la fase ingegneristica e di pianificazione; firmato accordo intergovernativo tra Italia e Abania nel marzo 2009; avviata indagine dei fondali marini nel tratto di mare tra Italia e Albania.
IGI Interconnector Italia-Grecia						
IGI Poseidon SA (Depa 50%; Edison 50%)	Otranto	8/10	212	2005	2012	Progetto inserito SA (Depa 50%; dalla UE tra i 5 Edison 50%) assi prioritari di approvvigionamento. Concessa e ratificata esenzione dei terzi al 100% per 25 anni. Avviata in aprile 2009 la gara per le attività di verifica e certificazione della progettazione.
Interconnectirol (Italia-Austria)						
SEL (Provincia di Bolzano 93,9%)	Bressanone	1,3	48	In corso	-	Finanziamento concesso nell'ambito del Regolamento TEN. La società SEL ha ottenuto la proroga al 31/12/2009 per il completamento dello studio di fattibilità.
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 per il 2009, la decisione finale sull'investimento è stata rinviata a giugno 2010, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo (avviato a luglio 2008) e degli studi integrativi ingegneristico-ambientali per l'ottimizzazione del progetto. Progetto inserito tra quelli da finanziare nell'ambito del piano UE.
TGL Tauern Gas Leitung (Germania-Austria-Italia)						
Consorzio Tauerngas-leitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh (E.On Rurhgas 45%, varie società austriache 55%)	Malborghetto (Udine)	11,4	290	In corso; previsto il completamento per l'autunno 2009	2015	Nel secondo trimestre del 2009 dovrebbe svolgersi una *open season* per l'allocazione di 4,55 G(m^3)/anno. Sono in corso contatti tra le istituzioni in vista di un accordo specifico per la realizzazione dell'infrastruttura.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

disposizione il 10% del gas importato per incrementare gli scambi al PSV italiano. Il progetto IGI è stato inserito dalla Unione europea tra i 5 assi prioritari di approvvigionamento. Ad aprile 2009 è stata avviata la gara per l'attribuzione delle attività di verifica e certificazione della progettazione.

Attesa per il 2009, la decisione finale sull'investimento nel gasdotto GALSI, che collega Algeria e Italia, è stata invece rinviata a giugno 2010, in attesa della conclusione dell'iter autorizzativo avviato nel luglio 2008 e degli studi integrativi ingegneristico-ambientali per l'ottimizzazione del progetto. Questo progetto è stato inserito tra quelli da finanziare nell'ambito del piano dell'Unione europea.

Il consorzio Tauerngasleitung Studien und Planungsgesellschaft Mbh, controllato da E.On per il 45% e per il restante 55% da 5 società austriache, nel marzo 2009 ha annunciato l'intenzione di effettuare un'*open season* per l'allocazione di 4,55 G(m^3)/anno in entrambe le direzioni sul gasdotto Tauern Gas Leitung (TGL), che dovrebbe percorrere 290 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco. Il consorzio ha anche reso noto che lo studio di fattibilità del TGL procede secondo i tempi previsti: sono stati ormai definiti i principali parametri di progetto e il tracciato di dettaglio. Il completamento dello studio è atteso per l'autunno 2009, al termine dell'*open season*. Nel 2010 dovrebbe essere presa la decisione sull'investimento, mentre nel 2015 il gasdotto dovrebbe entrare in funzione. Il TGL collegherà il nodo di Haiming (in Baviera) con Malborghetto (Udine), passando nelle regioni austriache dell'Inn e della Carinzia, sul territorio delle quali sarà interconnesso con il sistema di stoccaggio di Salisburgo e con il TAG. Il progetto, che fa parte del piano Trans-European Networks (TEN) dell'Unione europea, è stato ideato per trasportare gas in entrambe le direzioni e interconnettere i mercati dell'Europa centro-settentrionale con quelli dell'Italia e dei Paesi balcanici. La condotta dovrebbe inoltre servire a trasportare in Germania il GNL proveniente dai terminali adriatici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Dal 2008 la rete di trasporto del gas, suddivisa in nazionale e regionale, è gestita da 9 imprese: 3 per la rete nazionale e 8 per la rete regionale (Tav. 3.6). La novità rispetto al 2007 è data dall'ingresso tra gli operatori di rete nazionale di Edison Stoccaggio che gestisce il gasdotto Cavarzere-Minerbio di collegamento tra il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo e la rete nazionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.474 km di rete sui 33.478 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.365 km di rete, di cui 203 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.282 km), sia il nuovo gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio. Come si vede nella tavola 3.6, vi sono poi altri 6 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale; nella tavola compare, tra le altre, la società Carbotrade che dal 1° gennaio 2009 ha ceduto le attività di trasporto alla società Metan Alpi Energia.

La tavola 3.7 mostra le attività di trasporto per regione. La prima colonna riporta il numero di operatori presenti: in essa ciascuna delle 9 società di trasporto esistenti è contata tante volte quante sono le regioni in cui opera. La seconda e la terza colonna riportano i kilometri di rete distinti per regione. Nelle ultime 5 colonne si possono invece apprezzare i volumi di gas che sono transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti.

TAV. 3.6

Reti delle società di trasporto nel 2008

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete gas	8.779	22.695	31.474
Società Gasdotti Italia	120	1.162	1.282
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	29	29
Gas Plus Trasporto	0	32	32
Carbotrade	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	399	399
TOTALE	8.982	24.496	33.478

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.7

Attività di trasporto per regione nel 2008

	TRASPORTATORI PRESENTI	RETE NAZIONALE (km)	RETE REGIONALE (km)	VOLUMI RICONSEGNATI M(m^3) A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO[A]	TOTALE
Val d'Aosta	1	0	56	43	55	0	0	98
Piemonte	4	503	2.071	3.998	1.528	3.131	0	8.659
Liguria	2	22	464	977	170	838	0	1.985
Lombardia	3	552	4.336	9.021	2.785	7.581	81	19.468
Trentino Alto Adige	2	106	371	621	241	57	0	919
Veneto	3	795	2.019	4.214	1.338	1.098	556	7.206
Friuli Venezia Giulia	1	492	563	864	589	1.145	467	3.066
Emilia Romagna	3	1.121	2.682	4.550	2.729	4.684	55	12.018
Toscana	1	443	1.558	2.318	1.074	2.008	0	5.400
Lazio	2	393	1.481	2.136	694	2.438	1	5.270
Marche	2	301	621	892	373	247	0	1.512
Umbria	1	180	450	555	424	569	0	1.548
Abruzzo	2	476	980	753	353	893	61	2.061
Molise	3	209	551	134	84	993	211	1.422
Campania	2	555	1.368	1.019	535	1.641	0	3.195
Puglia	2	522	1.348	1.020	665	2.216	1	3.901
Basilicata	2	367	904	187	126	208	0	522
Calabria	2	953	967	258	98	2.139	0	2.495
Sicilia	2	992	1.706	642	971	2.471	0	4.084
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTALE	-	8.982	24.496	34.203	14.834	34.357	10.734	94.128

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio, alle altre imprese di trasporto. Il valore totale relativo a tale voce non coincide con la somma per regione in quanto in alcuni casi le imprese non sono riuscite a ripartire i volumi su base regionale.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.8 mostra i risultati dei conferimenti di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2008-2009.

Rispetto alle capacità[2] messe a disposizione nell'anno termico precedente, si registrano aumenti di capacità conferibile in quasi tutti i punti di ingresso della rete nazionale interconnessi con l'estero. Con l'eccezione di Gorizia e di Passo Gries, infatti, in tutti gli altri punti si evidenzia una crescita dello spazio disponibile. In particolare, come riportato nella comunicazione sulle capacità di trasporto che il Ministero dello sviluppo economico effettua ai sensi dell'art. 3, comma 10, del decreto legislativo n. 164/00:

- per le capacità del punto di entrata di Mazara del Vallo l'incremento della capacità di trasporto sino a 99,0 M(m3)/giorno è avvenuto gradualmente nel periodo compreso tra ottobre 2008 e aprile 2009, termine entro il quale si è realizzato il completamento del metanodotto Montalbano-Messina;
- nel punto di entrata di Gela, in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti di rete Rende-Tarsia e Tarsia-Morano, a partire da aprile 2009 si registra un incremento della capacità di trasporto da 25,6 a 28,4 M(m3)/giorno;
- nel punto di entrata di Tarvisio si registra un incremento della capacità di trasporto in relazione all'entrata in esercizio dei potenziamenti delle centrali di Istrana e Malborghetto. In particolare, da ottobre 2009 si avrà un incremento nella capacità di trasporto da 101,0 a 107,0 M(m3)/giorno.

Complessivamente la capacità conferibile è passata da 276,5 M(m3)/giorno del precedente anno termico a 289,8 M(m3)/giorno, evidenziando un aumento del 4,8%.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2008-2009 mostrano come, all'inizio dell'anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,2% a 64 soggetti. Considerando tuttavia l'ulteriore capacità conferita ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2009 la medesima quota sale al 95,6%.

Nella tavola 3.8 non è riportato 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, la società GNL Italia, 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. Secondo quanto indicato nella comunicazione del Ministero dello sviluppo economico, nell'anno termico 2008-2009 la capacità di rigassificazione del terminale è pari a 6 M(m3)/anno corrispondenti a 172 approdi.

TAV. 3.8

Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m3) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2008-2009

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE (%)
Passo Gries	59,4	59,4	0,0	100,0
Tarvisio	101,0	97,8	3,2	96,8
Mazara del Vallo(A)	99,0	93,2	5,8	94,2
Gorizia(B)	2,0	0,0	2,0	0,0
Gela(A)	28,4	25,6	2,8	90,1
TOTALE	**289,8**	**276,0**	**13,8**	**95,2**

(A) Capacità disponibile a partire da aprile 2009.

(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.

2 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 valuta i quantitativi massimi 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.

Conferimenti pluriennali

La tavola 3.9 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 5 anni termici, a partire dal 2010-2011, complessivamente a 26 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche l'anno termico 2009-2010, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.
Ai consueti 5 punti di entrata della rete nazionale dal prossimo anno termico si aggiunge anche quello di Cavarzere; esso è il punto di collegamento con il nuovo terminale di rigassificazione di GNL di proprietà della società Terminale GNL Adriatico, di prossima entrata in funzione nel tratto di mare Adriatico prospiciente Rovigo. La società ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE (vedi il paragrafo "Terminali di GNL"). Perciò la capacità conferibile in tale punto, pari a 26,4 M(m^3)/giorno, sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m^3)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

TAV. 3.9

Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2009-2010 al 2014-2015

M(m^3) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2009-2010						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	87,9	81,6	52,4	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	19,1	17,5	7,0	6,5	2,0	0,0
2010-2011						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	90,4	87,8	52,2	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,6	11,2	7,2	6,5	2,0	0,0
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	89,7	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	17,3	11,2	8,6	6,5	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	89,7	86,6	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	17,3	12,4	10,6	6,5	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	78,9	85,4	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	28,1	13,6	14,3	6,5	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,4	28,4	2,0	26,4
Capacità conferita	78,5	85,3	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	28,5	13,7	38,2	6,5	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

Per l'anno termico 2008-2009 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 13,9 G(m^3) (Tav. 3.10).

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m^3), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre

2001) sulla base: dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti; della situazione delle infrastrutture di importazione; 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 8,8 G(m^3).

La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 152 M(m^3) standard.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2008-2009 sono riportati nella tavola 3.11. In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2008-2009, tenuto conto della capacità incrementale messa a disposizione da Stogit nel giugno 2008, sono ammontate a circa 13,5 G(m^3), equivalenti a circa 532,8 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39,4 MJ/m^3 standard. Rispetto all'anno termico 2007-2008, tenuto conto delle riduzioni di capacità intervenute nello stesso anno in relazione a problemi autorizzativi connessi con l'esercizio in sovrapressione del campo di Settala, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0,3 G(m^3).

Dei 13,5 miliardi messi a disposizione da Stogit, 8,3 G(m^3) (pari a circa 328 milioni di GJ) sono stati riservati ai servizi di modulazione e minerario, 0,11 G(m^3) (circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto e 5,1 G(m^3) alla riserva strategica.

Nel complesso, nell'anno termico 2008-2009 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 43 operatori: 41 utenti del servizio di modulazione (dei quali 5 hanno utilizzato anche il servizio minerario, 9 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 13,6 G(m^3), di cui 7,8 in erogazione e 5,9 in iniezione.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2008-2009 sono ammontate a circa 0,4 G(m^3). In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 15: 14 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. 3.10

Disponibilità di stoccaggio in Italia

	M(GJ)	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	346,9	8.818
TOTALE	**547,8**	**13.918**
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m^3)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m^3.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

TAV. 3.11

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 2007-2008 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2007-2008 CAPACITÀ (GJ)[A]	ANNO TERMICO 2008-2009 NUMERO OPERATORI	ANNO TERMICO 2008-2009 CAPACITÀ (GJ)[A]
Stogit	36	319.533.000	43	332.615.000
Edison Stoccaggio	10	14.172.000	14	14.322.968

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m^3 standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m^3 standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Situazione delle istanze di concessione per nuovi stoccaggi

Nella tavola 3.12 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero dello sviluppo economico, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde.

TAV. 3.12

Istanze di concessione di stoccaggio a marzo 2009

PROGETTO	SOCIETÀ	WORKING GAS M(m^3)	PUNTA M(m^3)/giorno	SITUAZIONE
Alfonsine (RA)	Stogit	1.550	10,0	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali. Si valuta l'opportunità di utilizzare il campo per riserva strategica.
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1.440	12,5/20	Autorizzato; dopo la risoluzione di un contenzioso sulle tariffe con l'Autorità, è stato presentato un programma di riavvio dei lavori con modifiche, alcune delle quali hanno ottenuto un parere tecnico favorevole dal competente Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia.
San Potito - Cotignola (RA)	Edison Stoccaggio (90%), Blugas Infrastrutture (10%)	915	7,2	Autorizzato nell'aprile 2009.
Cornegliano (LO)	Ital Gas Storage	590/1.010	16,5	In fase autorizzativa; ha ottenuto nel luglio 2008 parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione VIA; in attesa della Conferenza dei Servizi.
Cugno Le Macine - Serra Pizzuta (MT)	Geogastock	742	7	In fase autorizzativa; ha ottenuto la VIA a ottobre 2008; aperto un tavolo tecnico al Ministero dell'ambiente sull'applicabilità della direttiva Seveso.
Rivara (RA) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Indipendent Gas Management, 15% Erg)	3.000	32	In istruttoria; progetto avversato dai Comuni interessati.
Verdicchio (AP)	Edison Stoccaggio	70	0,8	In istruttoria; il progetto preliminare deve essere portato alla Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie.
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3,3	In fase autorizzativa; ha ottenuto la VIA a novembre 2008; in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Storage	160	1,7	In istruttoria; la società deve presentare l'apposito studio sul progetto definitivo per la VIA.
Piadena Est (CR)	Blugas Infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
Romanengo (CR-BG)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (giugno 2008).
Bagnolo Mella (BS)	Edison Stoccaggio, Retragas	n.d.	n.d.	Assegnazione nel maggio 2009.
Rapagnano (AP)	Non assegnato	n.d.	n.d.	Nessuna domanda presentata.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Rispetto al quadro presentato lo scorso anno le novità riguardano principalmente il progetto nell'area di San Potito-Cotignola, in provincia di Ravenna, che a fine aprile 2009 ha ottenuto la concessione dal Ministero dello sviluppo economico. L'entrata in esercizio degli impianti consentirà di incrementare di circa 900 M(m^3) l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto che, come visto al paragrafo precedente, è pari a circa 9 G(m^3).

Nel giugno 2008 la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie[3] ha espresso il proprio parere favorevole sui progetti di Piadena Est (CR), Romanengo (CR-BG) e San Benedetto (AP). Il progetto di Cornegliano (LO) ha ottenuto nel luglio 2008 il parere favorevole del gruppo istruttore della Commissione di valutazione di impatto ambientale (VIA) ed è ora in attesa della Conferenza dei Servizi; nell'ottobre 2008 hanno ottenuto la VIA pure i progetti di Cugno Le Macine-Serra Pizzuta (MT) e Sinarca (CB); entrambi sono quindi in attesa della convocazione della Conferenza dei Servizi.

Terminali di GNL

La tavola 3.13 riassume lo stato di avanzamento dei progetti per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane. Su queste infrastrutture molte sono le novità di rilievo rispetto al quadro presentato lo scorso anno, prima fra tutte l'ormai imminente conclusione dell'iter del progetto riguardante il terminale *offshore* della società Terminale GNL Adriatico, quasi realizzato.

A distanza di 10 anni dalla presentazione del primo progetto, il terminale a mare situato a 17 km al largo di Porto Levante (Rovigo), costruito in Spagna, è arrivato a destinazione nel settembre 2008. Nei dieci anni trascorsi, il progetto ha ottenuto le varie autorizzazioni necessarie; l'ultima in ordine di tempo è del gennaio 2009, quando è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. L'entrata in operatività è prevista per il luglio 2009. L'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità del terminale, pari a 8 G(m^3), nei prossimi 25 anni è stata rilasciata nel novembre 2004; tale esenzione ha ottenuto l'assenso della Commissione europea. Come stabilito dal decreto del Ministero delle attività produttive 28 aprile 2006 e dalla delibera n. 168/06, nel novembre 2007 è stata aperta la procedura pubblica di *open season* per l'allocazione del 20%, circa 1,6 G(m^3), di capacità non oggetto di esenzione dell'impianto; tale procedura si è conclusa nel maggio 2009 con l'aggiudicazione a British Petroleum di 1 G(m^3)/anno, per 10 anni a partire dall'anno termico 2009-2010. Restano quindi ancora da allocare 0,6 G(m^3), che verranno messi sul mercato attraverso procedure annuali una volta avviato l'impianto. Edison Stoccaggio ha nel frattempo completato la realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, della lunghezza di circa 83 km e facente parte della Rete nazionale dei gasdotti, che verrà collegato al terminale *offshore*.

Passi avanti ha registrato anche il progetto di terminale di Gioia Tauro (RC) che nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento a fondo perduto dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E e, nel settembre dello stesso anno, anche la VIA positiva da parte del Ministero dell'ambiente. L'autorizzazione finale da parte del Ministero dello sviluppo economico è attesa per l'estate 2009.

[3] La la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie è stata istituita nel gennaio 2008; accorpando 4 organismi precedentemente operanti presso il Ministero dello sviluppo economico, ne ha assunto i compiti tecnico-consultivi sulla ricerca mineraria di base, sulla ricerca e coltivazione di idrocarburi e sulle *royalty*.

TAV. 3.13

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2009

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	Il terminale a mare, costruito in Spagna, è arrivato a destinazione nel settembre 2008. A gennaio 2009 è stata rilasciata l'Autorizzazione integrata ambientale. Operatività prevista per luglio 2009. Conclusa la procedura pubblica di *open season*. Edison Stoccaggio ha completato la realizzazione del metanodotto Cavarzere-Minerbio, della lunghezza di circa 83 km e facente parte della Rete nazionale dei gasdotti, che verrà collegato al terminale *offshore*.
Brindisi	Brindisi LNG (100% British Gas Italia)	8	n.d.	Nel dicembre 2008 il Comitato regionale VIA ha espresso parere negativo, approvato dalla Regione, sul progetto di rigassificatore nell'area di Capobianco. British Gas sta studiando soluzioni alternative.
Toscana *offshore* (LI)	OLT Offshore LNG Toscana (E.On 46,79%, Iride Mercato 41,71%, ASA 5,08%, OLT Energy Toscana 3,73%, Golar LNG 2,69%)	3,75 estendibili a 4,7	2010	Richiesta esenzione totale del TPA per 20 anni; la domanda è in istruttoria. Nel marzo 2008 la Saipem si è aggiudicata il contratto per la costruzione del terminale. Nel settembre 2008 il Consiglio di Stato ha sospeso le sentenze del TAR che, accogliendo i ricorsi di Greenpeace e di alcuni abitanti, aveva annullato l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio del rigassificatore.
Rosignano (LI)	Edison – BP – Solway	8	n.d.	Il procedimento autorizzativo è tuttora in corso. Nel marzo 2008 Edison ha integrato lo studio di impatto ambientale come richiesto dalla Commissione VIA e dalla Regione Toscana. Nel luglio 2008 il TAR toscano ha respinto i ricorsi proposti da Edison contro l'autorizzazione rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico nel 2006 per il terminale (concorrente) di Livorno.
Gioia Tauro (RC)	LNG MedGas Terminal (Fingas – Sorgenia e Iride 69,8% Medgas Italia – gruppo Belleli e Azienda Energetica Etschewerke di Bolzano 30,2%)	12	2014	VIA positiva nel settembre 2008; autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico attesa per l'estate 2009. Nel giugno 2008 ha ottenuto un finanziamento dalla Commissione europea per 1,6 milioni di euro, nell'ambito del progetto TEN-E. Intanto, nel marzo 2008, LNG Medgas Terminal ha chiesto al Ministero dello sviluppo economico di apporre il vincolo sui terreni per la realizzazione del gasdotto di collegamento del terminale alla rete nazionale. Stipulato un Protocollo d'intesa con gli enti locali.
Taranto	Gas Natural Internacional	8	n.d.	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto. Nel luglio 2008 il Comitato VIA della Regione Puglia ha espresso parere negativo sul rigassificatore. Nel luglio 2008 la giunta regionale ha deliberato parere sfavorevole della Regione nell'ambito della procedura di VIA.
Zaule (TS)	Gas Natural Internacional	8	2013	Accordo con Snam Rete Gas per la costruzione del gasdotto di collegamento alla rete nazionale una volta autorizzato il progetto. Nel luglio 2008 il Ministero dell'ambiente ha inviato informazioni al corrispondente ministero sloveno ai fini della valutazione degli impatti transfrontalieri e ha inoltrato alla Commissione VIA le osservazioni dell'amministrazione slovena. Nel settembre 2008 Italia e Slovenia hanno deciso di istituire un Gruppo tecnico per affrontare il tema dei due rigassificatori da costruire nel golfo di Trieste.

TAV. 3.13 SEGUE

Stato dei progetti per nuovi terminali GNL a marzo 2009

Progetti, società proponenti, capacità di rigassificazione in G(m³)/anno e stato delle autorizzazioni

PROGETTO	SOCIETÀ	CAPACITÀ	PREVISIONE INIZIO ESERCIZIO	STATO
Trieste *offshore* (TS)	Terminale Alpi Adriatico (Endesa Europa 100%)	8	n.d.	Nel marzo 2008 è stata proposta una nuova localizzazione dell'impianto e aggiornato lo studio d'impatto ambientale. La società ha chiesto il rilascio della concessione demaniale per la nuova localizzazione. La proposta di nuova localizzazione è stata posta all'esame della Commissione tecnica del Ministero dell'ambiente nel settembre 2008.
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie (Enel 90%)	8	2010	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nell'aprile 2008 parere positivo della Commissione VIA con prescrizioni (presentazione del progetto del gasdotto di collegamento alla Rete nazionale). Nel settembre 2008 ha ottenuto il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni. La Conferenza dei Servizi della Regione Sicilia ha dato il via libera definitivo alla costruzione del rigassificatore nel gennaio 2009.
Rada di Augusta (SR)	ERG Power&Gas – Shell Energy Italia	8	n.d.	Procedimento autorizzativo di competenza della Regione Sicilia. Nel maggio 2008 ha ottenuto parere positivo dalla Commissione VIA con prescrizioni. Emesso nel settembre 2008 il decreto favorevole di compatibilità ambientale con prescrizioni.
Ravenna (RA)	Atlas Ing. (Gruppo Belleli)	8	n.d.	Impianto *offshore* all'esame del Ministero dello sviluppo economico.
Senigallia (AN)	Gaz de France Gdf-Suez	5	n.d.	Impianto *offshore* all'esame del Ministero dello sviluppo economico (una versione aggiornata del progetto è stata sottoposta da Gaz de France nell'aprile 2008).
Portovenere (SP)	GNL Italia (Eni 100%)	4,5	2014	Potenziamento del terminale di Panigaglia di Eni che ne porterebbe la capacità dagli attuali 3,5 a 8 G(m³). Procedimento di VIA avviato nel luglio 2007. Il Comune di Portovenere ha espresso parere contrario. Nel maggio 2008 il Ministero dell'ambiente ha chiesto chiarimenti e integrazioni nell'ambito della procedura di VIA. Nell'aprile 2009 la giunta regionale ligure ha confermato la propria posizione negativa nell'ambito della Commissione VIA.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Reti di distribuzione

Nell'ambito dell'indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati, una sezione è dedicata alla distribuzione del gas naturale. Ai soggetti esercenti questa attività è stato chiesto di fornire dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2008 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2007.

Una sintesi delle cifre riguardanti questo segmento della filiera gas è illustrata nella tavola 3.14 che sembra mostrare una forte diminuzione del numero degli operatori occorsa negli ultimi 2 anni. Tale impressione, tuttavia, non è corretta, in quanto nell'edizione di quest'anno dell'indagine il numero di rispondenti, pari a 263, è sicuramente sottorappresentato; ciò appare evidente, per esempio, prendendo a riferimento il dato dei distributori iscritti all'Anagrafica dell'Autorità che, a maggio 2009, risulta pari a 308. Non v'è dubbio che nella distribuzione di gas naturale sia in corso da tempo un processo di riassetto industriale che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie (così come a cessioni di rami d'azienda o di impianti), ovvero a una naturale riduzione del numero delle imprese che vi operano.

Quest'anno si è tuttavia rivelato più arduo che in passato soprattutto il reperimento dei dati relativi alle imprese che hanno svolto l'attività di distribuzione nel corso del 2007 e che nel 2008 sono state incorporate da altri soggetti o hanno smesso di operare, cedendo la propria attività ad altre aziende. Nelle tavole che seguono sono quindi da considerarsi provvisori i dati relativi al 2008 (in quanto forniti in via preconsuntiva dagli operatori) come pure, per le ragioni appena esposte, quelli relativi al 2007, in particolare per le classi di operatori di dimensione piccola o piccolissima.

Come si è detto, hanno risposto all'indagine 263 operatori: di questi 10 erano inattivi nel 2007 e hanno avviato l'attività nel 2008, mentre 14 erano operativi nel 2007 ma hanno interrotto l'attività nel 2008, a seguito di un'operazione di fusione/incorporazione o perché hanno ceduto la propria attività ad altri soggetti. Si pensi, per esempio, ai casi di Siciliana Gas, che a metà del 2008 si è estinta in quanto incorporata da Italgas, o al Gruppo Linea Distribuzione che nel 2008 ha incorporato 3 imprese (Cogeme Gestioni, Metano Pavese e Padania Acque). Altri esempi di operazioni di incorporazione fanno riferimento a Gelsia Reti (che ha acquisito Gestione Servizi Desio e Bria), al gruppo Intesa Distribuzione (che ha incorporato 3 ragioni sociali operative nel 2007) e a Bagnolo Mella Servizi (incorporata in Gas Plus nel novembre 2008).

Il numero di imprese molto grandi (cioè con più di mezzo milione di clienti) è salito di un'unità per l'ingresso di Azienda Energia Servizi Torino in tale categoria. Più numerosa, rispetto al 2007, è risultata anche la classe di aziende classificate come grandi (vale a dire con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), che nel 2008 appare includere 27 operatori. È scesa invece da 33 a 24 la numerosità dei distributori di media dimensione, che servono cioè tra 50.000 e 100.000 clienti. Solo 35 soggetti (il 14% delle imprese attive nel settore) superano quindi la soglia dei 100.000 clienti serviti per la quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono il 78% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2007 erano 32 e coprivano il 75%). Le restanti 214 imprese attive nel 2008 distribuiscono un quinto dei volumi totali.

TAV. 3.14

Attività dei distributori nel periodo 2006-2008

OPERATORI[A]	2006	2007	2008
NUMERO	**287**	**253**	**249**
Molto grandi	7	8	8
Grandi	22	24	27
Medi	31	33	29
Piccoli	133	117	113
Piccolissimi	94	71	72
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	**34.917**	**31.094**	**33.485**
Molto grandi	18.194	15.921	17.276
Grandi	7.841	7.394	8.952
Medi	3.843	3.978	3.543
Piccoli	4.584	3.475	3.407
Piccolissimi	455	326	306

(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.

La tavola 3.15 mostra un quadro di dettaglio dell'attività di distribuzione nel 2008, elencando, per regione, il numero di esercenti, di clienti (gruppi di misura) e di comuni serviti, oltre due i volumi erogati e la quota percentuale rispetto al totale nazionale. Complessivamente sono stati distribuiti quasi 33,5 G(m^3) quasi 21.400 clienti residenti in 6.566 comuni. Come in passato, i dati evidenziano un'elevata variabilità territoriale, ma del tutto stabile nel tempo, in quanto essa riflette la varie diffusione del grado di metanizzazione, le differenze climatiche tra le diverse aree geografiche e la diversa distribuzione sul territorio delle attività produttive di medio-piccola dimensione, tipicamente servite da reti secondarie. Quattro regioni, Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna assorbono più del 10% ciascuna e il 64% circa del gas complessivamente distribuito. Toscana e Lazio possiedono una quota superiore al 5%, 9 regioni evidenziano una quota compresa tra l'1,5% e il 3%, le restanti 4 mostrano quote inferiori all'1%. Manca dall'elenco la Sardegna che non è metanizzata. La tradizionale ripartizione geografica tra Nord, Centro, Sud e Isole mantiene, come negli scorsi anni, la netta predominanza del Nord nel quale viene distribuito il 70,9% del gas totale; seguono il Centro con il 20,0%, il Sud e le Isole con il 9,1%.

La tavola 3.16 mostra una prima elaborazione della composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2008, limitata, però, alle partecipazioni dirette di primo livello, così come rilevate nell'ambito dell'indagine annuale. In prima battuta è opportuno osservare che sono solo 4 le società quotate in Borsa: Hera, Ascopiave, Enia e Acegas-Aps. Queste hanno una quota del capitale sociale detenuto in Borsa che pesa per appena lo 0,6% sul complesso delle quote di partecipazione nel capitale sociale delle società che svolgono l'attività di distribuzione. Quasi il 43% delle quote è, invece, detenuto da enti pubblici, mentre il 22,7% è relativo a quote in possesso di imprese energetiche locali nell'11,1% dei casi, imprese energetiche nazionali nel 9,6% dei casi e imprese energetiche estere nel 2% dei casi (con casa madre in Spagna e Austria). Il 12,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche.

TAV. 3.15

Attività di distribuzione per regione nell'anno 2008

	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	CLIENTI (MIGLIAIA)	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI M(m^3)	QUOTA %
Val d'Aosta	1	19	24	43	0,1
Piemonte	30	1.948	1.017	4.008	12,0
Liguria	9	848	152	902	2,7
Lombardia	71	4.578	1.481	8.812	26,3
Trentino Alto Adige	14	242	185	621	1,9
Veneto	30	1.921	570	3.976	11,9
Friuli Venezia Giulia	11	509	190	902	2,7
Emilia Romagna	32	2.218	359	4.469	13,3
Toscana	15	1.509	236	2.280	6,8
Lazio	13	2.128	312	2.101	6,3
Marche	26	609	235	895	2,7
Umbria	11	330	88	572	1,7
Abruzzo	26	559	278	723	2,2
Molise	10	101	98	119	0,4
Campania	22	1.219	402	933	2,8
Puglia	13	1.188	246	1.032	3,1
Basilicata	13	180	120	191	0,6
Calabria	10	360	263	260	0,8
Sicilia	16	931	310	645	1,9
TOTALE	-	**21.396**	**6.566**	**33.485**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.16

Composizione societaria dei distributori

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Enti pubblici	42,8
Società diverse	20,1
Persone fisiche	12,7
Imprese energetiche locali	11,1
Imprese energetiche nazionali	9,6
Imprese energetiche estere	2,0
Istituti finanziari nazionali	0,9
Flottante	0,6
Istituti finanziari esteri	0,1
TOTALE	**100**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda le infrastrutture, la tavola 3.17 mostra che la distribuzione avviene per mezzo di circa 13.300 cabine, quasi 201.500 gruppi di riduzione finale e 238.500 km circa di reti, dei quali il 40% in media pressione e quasi il 60% in bassa pressione. Le reti sono collocate prevalentemente al Nord (141.600 km contro i 53.700 km del Centro e i 42.300 di Sud e Isole) e in media, appartengono per il 78% ai distributori stessi e per l'11,7% ai Comuni. La proprietà delle reti, che può essere del distributore, del Comune o di altri soggetti (per questo la somma delle percentuali della tavola può non arrivare a 100), varia comunque abbastanza sensibilmente tra le diverse regioni.

TAV. 3.17

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nell'anno 2008

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA % DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Val d'Aosta	10	104	0,3	165,9	194,0	99,0	0,6
Piemonte	684	29.125	84,6	11.783,2	10.788,5	89,3	2,7
Liguria	111	1.656	57,4	1.898,8	4.147,2	72,2	0,1
Lombardia	1.719	22.131	108,1	13.919,4	30.848,7	72,4	15,6
Trentino Alto Adige	178	18.235	179,7	1.994,1	1.933,8	90,5	6,6
Veneto	882	9.745	291,6	9.985,0	17.307,1	82,0	10,8
Friuli Venezia Giulia	131	1.691	5,0	2.064,3	5.029,6	72,7	26,7
Emilia Romagna	466	87.328	371,6	15.966,4	12.505,6	60,5	13,1
Toscana	530	6.594	204,6	6.053,7	9.131,2	66,1	9,0
Lazio	431	4.034	185,0	6.601,2	7.359,2	97,6	2,3
Marche	161	2.528	24,6	4.174,9	4.423,4	47,6	24,4
Umbria	213	1.643	105,3	1.768,9	3.123,7	61,7	37,8
Abruzzo	6.627	8.620	1,4	4.019,4	4.533,4	79,0	20,5
Molise	79	447	5,6	978,2	1.018,5	84,6	15,1
Campania	325	2.772	17,5	3.535,0	7.412,2	84,4	12,7
Puglia	195	1.613	89,7	3.235,7	8.119,7	92,2	7,6
Basilicata	127	465	0,8	769,6	1.477,5	76,7	22,9
Calabria	242	862	34,7	2.173,1	3.283,0	90,4	9,6
Sicilia	211	1.816	60,3	3.911,5	8.213,3	97,6	2,4
Non in funzione	-	-	0,0	127,6	527,1	-	-
TOTALE	**13.322**	**201.409**	**1.827,9**	**95.125,8**	**141.376,7**	**77,6**	**11,7**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La tavola 3.18 mostra un'elaborazione preliminare dei dati sulla ripartizione nel 2008 di clienti distribuiti per le categorie d'uso individuate dalla delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, e associate a determinati profili di prelievo standard. La categoria di gran lunga prevalente in Italia è quella che utilizza il gas per riscaldamento individuale, uso cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria, la quale incide per quasi il 62% in termini di numerosità dei clienti. Importanti sono anche gli usi di cottura cibi e produzione di acqua calda sanitaria, che rappresentano l'11% del totale, e il solo uso di cottura cibi che conta per il 10,6%. Rilevante appare anche l'uso del gas per il riscaldamento individuale associato con la cottura cibi, che rappresenta il 7% dei clienti complessivamente distribuiti.

TAV. 3.18

Ripartizione di clienti distribuiti per categoria d'uso nell'anno 2008

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2008 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m^3

CATEGORIA D'USO	QUOTA %
Uso cottura cibi	10,6
Produzione di acqua calda sanitaria	1,2
Uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	10,9
Uso tecnologico (artigianale - industriale)	1,1
Uso condizionamento	0,1
Riscaldamento individuale/centralizzato	3,9
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	61,9
Riscaldamento individuale + uso cottura cibi	7,0
Riscaldamento individuale + produzione di acqua calda sanitaria	1,5
Riscaldamento centralizzato + uso cottura cibi + produzione di acqua calda sanitaria	0,3
Riscaldamento centralizzato + produzione di acqua calda sanitaria	0,5
Uso tecnologico + riscaldamento	0,9
Uso condizionamento + riscaldamento	0,0
TOTALE	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si ripartiscono gli utenti del servizio di distribuzione in base ai volumi consumabili è valutabile anche tramite i dati esposti nella tavola 3.19 che mostra, appunto, la ripartizione di clienti e volumi per fasce di prelievo, espresse in GJ/anno coerentemente al sistema di tariffazione in vigore per il servizio di distribuzione nel 2008.

Nelle prime due classi (0-4 e 4-20 GJ/anno) ricadono con molta probabilità le famiglie che usano il gas per cottura cibi e/o produzione di acqua calda. Insieme esse incidono per il 41,8% in termini di numerosità e per il 5,4% in termini di volumi prelevati. 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 m^3): in essa 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 oltre metà del gas distribuito.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007 e nel 2008 e le relative quote di mercato. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante (26,6% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. Il confronto con il 2007 mostra un rafforzamento della quota dell'*incumbent*, principalmente dovuto all'acquisizione di Siciliana Gas, a svantaggio dei concorrenti che, in modo abbastanza distribuito, hanno visto la propria quota ridursi. Fanno eccezione Iride, Enia, Gelsia e Aimag, la cui quota di mercato si è accresciuta. L'incremento è superiore a un punto percentuale solo nel caso di Iride. Complessivamente i primi 20 gruppi coprono quasi l'80% del mercato.

TAV. 3.19

Ripartizione dei clienti e dei prelievi per fascia di prelievo

Clienti in migliaia delle reti di distribuzione al 31/12/2008; volumi prelevati in M(m^3)

FASCIA DI PRELIEVO (GJ/anno)	CLIENTI	VOLUMI	QUOTA % SU CLIENTI	QUOTA % SU VOLUMI
0-4	3.852	204	18,0	0,6
4-20	5.082	1.588	23,8	4,7
20-200	11.009	14.315	51,5	42,8
200-3.000	1.341	7.697	6,3	23,0
3.000-8.000	87	1.977	0,4	5,9
8.000-40.000	20	2.948	0,1	8,8
Oltre 40.000	4	4.756	0,0	14,2
TOTALE	**21.396**	**33.485**	**100,0**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.20

Primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2008

Volumi di gas naturale distribuito in M(m^3)

GRUPPO	2007	QUOTA %	2008	QUOTA %
Eni	8.031	25,8	8.897	26,6
Enel	3.441	11,1	3.622	10,8
Hera	2.081	6,7	2.129	6,4
A2A	1.933	6,2	1.895	5,7
Italcogim	1.226	3,9	1.307	3,9
E.On	1.144	3,7	1.181	3,5
Iride	751	2,4	1.177	3,5
Enia	958	3,1	1.070	3,2
Asco Holding	743	2,4	802	2,4
Linea Group Holding	483	1,6	537	1,6
Acegas-Aps	460	1,5	463	1,4
Amga Azienda Multiservizi	413	1,3	443	1,3
Erogasmet	314	1,0	351	1,0
Gelsia	152	0,5	319	1,0
Consiag	327	1,1	319	1,0
Energei	291	0,9	311	0,9
Gas Rimini	298	1,0	304	0,9
Aimag	213	0,7	302	0,9
Agsm Verona	284	0,9	285	0,9
Edison	272	0,9	281	0,8
Altri	7.279	23,4	7.488	22,4
TOTALE	**31.094**	**100,0**	**33.485**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Mercato all'ingrosso

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.

Per quanto riguarda il settore della vendita gas, l'indagine era rivolta a tutte le società che nell'accreditamento all'Anagrafica operatori dell'Autorità, istituita nel luglio 2008 con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08 (vedi il Capitolo 6 del secondo Volume), hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas sia all'ingrosso, sia al mercato finale nel corso del 2008. In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di *trading* non necessitano di tale autorizzazione. Tra gli esercenti oggetto della rilevazione, sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso.

Nel 2008 il numero di grossisti è risultato pari a 78. Come si può vedere dalla tavola 3.21, che sintetizza l'attività di questi operatori, dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è quasi raddoppiato.

Nell'insieme i grossisti hanno venduto 109,6 G(m^3), di cui 43,2 al mercato finale e 66,4 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso (Tav. 3.24). Rispetto allo scorso anno il volume complessivamente trattato è cresciuto dell'8,2%, ma al suo interno sono aumentate del 23,3% le vendite al mercato all'ingrosso, che nel 2007 si erano fermate a 53,9 G(m^3), mentre sono diminuite del 9,0% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali che nell'anno precedente avevano raggiunto 47,4 G(m^3). La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da qualche anno; sembrerebbe quindi essere in atto un processo di specializzazione sul proprio mercato, con una crescente liquidità dello stesso.

In media, il volume unitario di vendita è salito del 2,6%, essendo passato da 1,37 a 1,40 G(m^3), in conseguenza dell'aumento complessivo dei volumi trattati, della sostanziale stabilità del numero degli operatori (dai 74 del 2007 si è passati a 78), ma anche della riduzione dei volumi ceduti dagli operatori di più grande dimensione. Come si vede dai valori illustrati nella tavola, infatti, le vendite degli operatori più grandi si sono ridotte a vantaggio dei concorrenti di piccola e soprattutto di media taglia.

I volumi di gas complessivamente venduti da Eni sono diminuiti di quasi 6 punti percentuali, quelli dei grandi operatori sono calati del 3,2%, mentre le vendite dei piccoli operatori sono cresciute del 15,2% e più ancora quelle delle imprese di media dimensione, salite del 17,1%.

Le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste sono illustrate nella tavola 3.22, dalla quale si osserva che queste società si procurano il gas per quasi il 60% attraverso le importazioni. Una parte rilevante (quasi il 20%) delle importazioni dei grossisti di media dimensione è acquisita da Eni al di là del confine nazionale. Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 7% è direttamente prodotto e quasi il 10% viene acquisito al PSV. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV, dove in media si acquisiscono partite di minore rilevanza. L'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, per i quali raggiunge il 36%.

A fronte delle risorse disponibili per i grossisti illustrate nella tavola 3.22, la tavola 3.23 consente di osservare gli impieghi di gas effettuati dagli stessi operatori. Nel complesso, il 54,6% del

TAV. 3.21

Attività dei grossisti nel periodo 2002-2008

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NUMERO	**55**	**40**	**41**	**60**	**72**	**74**	**78**
Eni	1	1	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	1	2	1	1	1
Medi	4	4	6	8	9	11	13
Piccoli	17	20	19	29	29	31	33
Piccolissimi	32	14	14	20	32	30	30
VOLUME VENDUTO – G(m³)	**85,2**	**90,6**	**95,9**	**110,5**	**103,2**	**101,3**	**109,6**
Eni	52,3	51,3	53,6	58,0	57,3	51,6	48,7
Grandi	12,9	17,8	16,3	27,0	13,5	13,1	12,7
Medi	15,8	15,6	18,4	14,0	20,1	22,8	31,6
Piccoli	4,0	5,6	7,6	10,8	11,3	12,7	15,6
Piccolissimi	0,2	0,2	0,1	0,7	1,0	1,1	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO – M(m³)	**1.550**	**2.264**	**2.340**	**1.842**	**1.433**	**1.369**	**1.405**
Eni	52.349	51.320	53.632	58.027	57.292	51.643	48.656
Grandi	12.865	17.808	16.268	13.486	13.451	13.131	12.709
Medi	3.954	3.902	3.061	1.748	2.233	2.074	2.429
Piccoli	234	279	399	372	391	410	472
Piccolissimi	7	17	7	37	31	35	37

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
Piccoli: operatori con vendite comprese 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

Approvvigionamento dei grossisti nel 2008

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI(A)					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Produzione nazionale	13,2	0,0	1,7	5,2	1,8	6,9
Importazioni	85,1	75,5	40,9	14,2	22,0	59,6
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,5	20,5	39,9	51,9	33,6	22,9
Acquisti in stoccaggio	0,0	0,2	0,1	4,3	6,6	0,7
Acquisti al PSV	0,3	3,8	17,5	24,3	36,0	9,8
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 comprese tra 1 e 10 G(m³).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

gas approvvigionato viene rivenduto sul mercato all'ingrosso, il 35,5% va a clienti finali (e quasi il 29% di questo gas viene ceduto a clienti finali collegati societariamente) e il restante 9,9% è destinato all'autoconsumo, ovvero è impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi. Dalla tavola si nota come l'attività di intermediazione all'ingrosso sia prevalente nelle società di piccola e piccolissima dimensione, che destinano a questo mercato il 70% o più del gas da esse approvvigionato. Eni appare destinare il gas approvvigionato in modo più equilibrato tra mercato all'ingrosso e mercato finale. Gli operatori di dimensioni medio-grandi, invece, accanto all'attività di rivendita all'ingrosso appaiono utilizzare il gas per usi propri: il 100% del gas venduto al mercato finale dalle imprese grandi va infatti a clienti finali collegati societariamente, mentre quasi un quinto del gas trattato dagli operatori di media dimensione è destinato all'autoconsumo.

TAV. 3.23

Impieghi di gas dei grossisti nel 2008

Quote percentuali

VENDITE	GROSSISTI[A]					
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	42,7	46,0	64,0	77,9	66,8	54,6
- di cui vendite in stoccaggio	0,0	0,6	1,2	1,7	3,7	0,9
- di cui vendite al PSV	19,3	1,5	25,0	27,4	28,5	21,5
A clienti finali	49,0	54,0	16,8	21,7	30,8	35,5
- di cui collegati societariamente	4,1	100,0	63,9	5,0	0,4	28,5
Autoconsumi	8,3	0,0	19,2	0,4	2,3	9,9
TOTALE	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.24

Vendite dei principali grossisti nel 2008

M(m^3)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE
Eni	22.648	26.009	48.656
Enel Trade	5.851	6.858	12.709
Edison	4.845	2.165	7.009
Plurigas	3.054	839	3.893
Gaz de France - Sede secondaria	2.795	0	2.795
Hera Trading	2.471	54	2.525
E.On Energy Trading	2.263	38	2.301
A2A Trading	2.150	3	2.153
Blugas	1.726	41	1.767
AceaElectrabel Trading	1.362	16	1.378
ENOI	1.289	8	1.296
Sinergie Italiane	945	0	945
Gas Plus Italiana	937	0	937
Sorgenia	932	1.142	2.074
E.On Ruhrgas	838	356	1.194
Ascotrade	810	851	1.661
Egl Italia	771	52	823
Spigas	761	79	840
Italtrading	745	9	755
Elettrogas	679	0	679
Begas Energy International (ex Bridas Energy)	674	27	701
2B Energia	621	0	621
Worldenergy	574	0	574
Shell Italia	563	193	756
Essent Trading International	262	0	262
Enova	499	9	509
Iride Mercato	471	1.056	1.527
Energy Trade	465	0	465
Energetic Source	459	22	481
A2A Beta	401	116	517
Shell Italia E&P	362	0	362
Eni Mediterranea Idrocarburi	325	0	325
CEA Centrex Italia	323	0	323
Unogas Energia	313	110	423
Altri	2.518	3.115	5.632
TOTALE	**66.436**	**43.168**	**109.603**
Prezzo medio (c€/m^3)	*34,67*	*37,75*	*35,88*

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tavola 3.24 mostra il dettaglio dell'attività delle 34 società (l'anno scorso erano 27) il cui venduto ha raggiunto almeno 300 M(m^3) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 96,2% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene molto concentrato, seppure in miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 50,2% (lo scorso anno era del 59,8%); quella delle prime 5, che include anche Plurigas e Gaz de France, si è abbassata al 59%, mentre nel 2007 era pari al 67,8%.

L'ultima riga della tavola mostra il prezzo mediamente praticato dalle società classificate come grossiste, che nel 2008 è risultato pari a 35,88 c€/m^3. I clienti finali pagano, ovviamente, un prezzo superiore, rispetto a quello degli altri intermediari. Il differenziale tra le due clientele è stimabile intorno a 3 c€/m^3, essendo pari a 37,75 c€/m^3 il prezzo praticato ai clienti finali contro i 34,67 c€/m^3 pagati dagli altri grossisti e rivenditori.

PVS – Punto di scambio virtuale

Nel primo semestre dell'anno termico 2008-2009 63 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 53 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 2009, in termini di volumi e di numero di transazioni[4]. 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 di GNL Italia, l'operatore del terminale di rigassificazione di Panigaglia, agli utenti del terminale. Tali consegne, che avvengono presso il PSV dal novembre 2005, ancorché registrate come operazioni al PSV non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario.

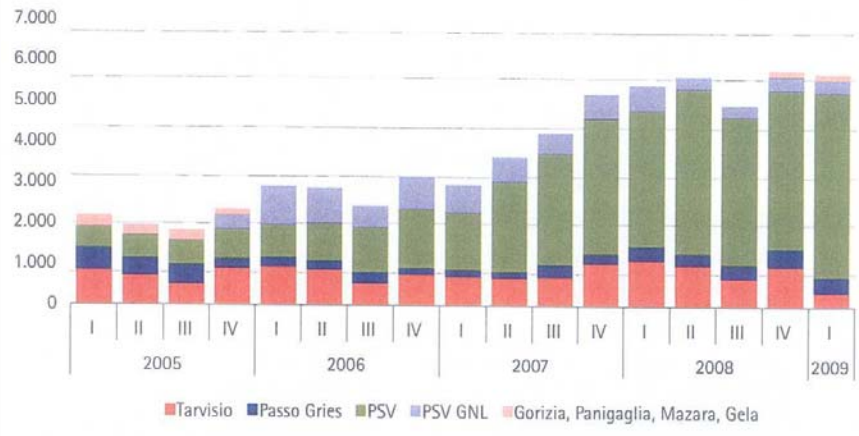
Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche perché dal novembre 2006, secondo le disposizioni dell'Autorità, i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Un confronto tra gli anni termici 2006-2007 e 2007-2008 (Fig. 3.8) mostra come il PSV stia crescendo a scapito degli altri punti di ingresso della rete nazionale. A eccezione del punto di Passo Gries, che ha mantenuto stabile la propria incidenza, esso è l'unico punto di scambio che ha registrato un aumento complessivo dei volumi oggetto di transazione, pari a 12 punti percentuali. Nei primi mesi dell'anno termico 2008-2009, sino a marzo 2009, le transazioni di gas presso il PSV in termini di volumi hanno rappresentato quasi il 78% del totale movimentato.

FIG. 3.6

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

M(m^3) 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.

4 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 con il totale dei volumi scambiati.

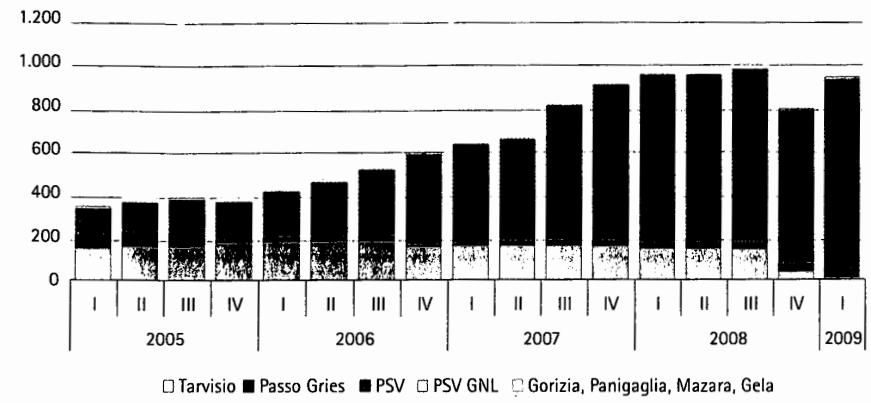


FIG. 3.7

Numero delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

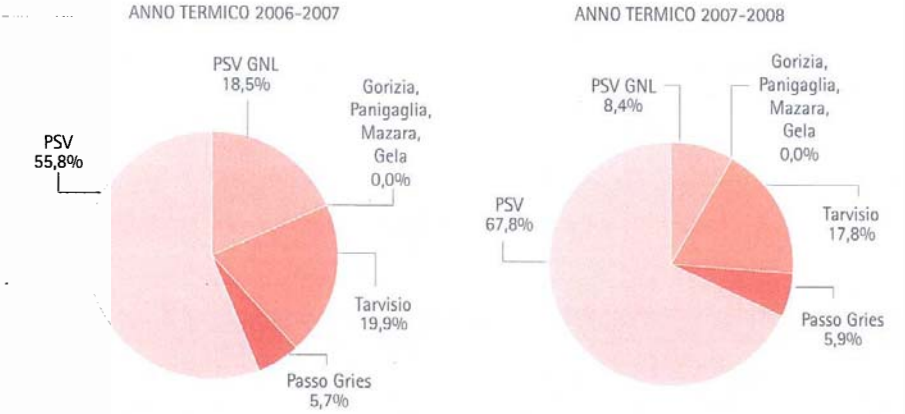


FIG. 3.8

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

Confronto tra gli anni termici 2006-2007 e 2007-2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas.

Mercato finale al dettaglio

All'atto della chiusura della presente *Relazione Annuale*, hanno risposto all'indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas 209 soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2008 e che, al contempo, risultavano presenti nell'elenco degli autorizzati alla vendita a clienti finali dal Ministero dello sviluppo economico. Alla data dell'11 settembre 2008 tale elenco era composto da 393 società; è noto però che alcune delle società che chiedono l'autorizzazione ministeriale alla vendita restano poi inattive. Considerando 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 mercato finale nel 2008 sono state pari a 69,9 G(m^3), soddisfatte da grossisti per 43,16 G(m^3) e da "venditori puri" per 26,75 G(m^3). Se a tali quantitativi si aggiungono 13,45 G(m^3) di autoconsumi (ovvero il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori stessi), si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 83,38 G(m^3), valore praticamente uguale agli 83,39 G(m^3) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.
Come si vede dalla tavola 3.25, nel 2008 il numero di operatori classificabili come "venditori puri" (soggetti, cioè, per i quali almeno il 95% dei volumi venduti è stato ceduto a clienti finali) è diminuito rispetto allo scorso anno di circa 30 unità. Le quantità complessivamente vendute, tuttavia,

TAV. 3.25

Attività dei venditori nel periodo 2002-2008

OPERATORI(A)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
NUMERO	**504**	**432**	**353**	**258**	**226**	**238**	**209**
Grandi	2	5	4	4	4	4	6
Medi	42	40	37	38	39	33	29
Piccoli	222	176	149	100	107	105	94
Piccolissimi	237	211	163	116	76	96	80
VOLUME VENDUTO G(m^3)	**26,6**	**33,0**	**31,4**	**24,5**	**24,1**	**21,9**	**27,0**
Grandi	7,5	15,8	14,6	8,5	8,3	9,1	15,3
Medi	11,2	11,1	11,6	11,5	11,3	8,4	7,5
Piccoli	6,8	5,2	4,6	4,2	4,2	4,0	3,9
Piccolissimi	1,0	0,8	0,7	0,3	0,3	0,4	0,3
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m^3)	**53**	**76**	**89**	**95**	**107**	**90**	**128**
Grandi	3.756	3.169	3.640	2.135	2.076	2.287	2.542
Medi	267	279	313	301	290	254	260
Piccoli	31	30	31	42	39	38	41
Piccolissimi	4	4	4	3	4	4	4

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 1.000 M(m^3).
Medi: operatori con vendite comprese tra 100 e 1.000 M(m^3).
Piccoli: operatori con vendite comprese tra 10 e 100 M(m^3).
Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 10 M(m^3).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

sono aumentate da 21,9 a 27 G(m^3), di conseguenza è notevolmente cresciuto il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati. Come si vede nella tavola, tutto l'aumento è stato realizzato dagli operatori di grande dimensione, cioè quelli con vendite superiori a 1.000 M(m^3), il cui volume complessivamente venduto è salito dai 9,1 G(m^3) del 2007 a 15,3 G(m^3), anche grazie all'ingresso di due nuovi operatori in questa categoria; di conseguenza, è notevolmente cresciuto pure il volume medio unitario, che ha superato i 2,5 M(m^3). L'incremento delle vendite dei grandi ha spiazzato tutte le altre categorie di operatori, che invece hanno registrato riduzioni sia nei volumi di vendita, sia nel numero degli operatori presenti. L'effetto di tale ridimensionamento nelle classi medio-piccole ne ha lievemente aumentato la concentrazione: i volumi medi unitari di vendita degli operatori di media e piccola dimensione sono infatti leggermente aumentati, mentre sono rimasti stabili quelli delle imprese piccolissime appartenenti all'ultima categoria.

L'approvvigionamento degli operatori classificati come venditori è esclusivamente basato sugli acquisti da altri rivenditori nazionali e al PSV. In particolare gli operatori di piccola e piccolissima dimensione risultano acquisire il 20% del gas che vendono presso il PSV. Gli impieghi del gas di questi operatori mostrano, com'è ovvio, una prevalenza dei volumi venduti a clienti finali; tuttavia, in media lo 0,3% del gas disponibile viene autoconsumato e lo 0,8% viene rivenduto sul mercato all'ingrosso.

La tavola 3.26 mostra il dettaglio delle 19 società, classificate come venditori puri, le cui vendite a clienti finali nel 2008 hanno superato i 200 M(m^3). Essa esclude quindi le società già elencate nella tavola 3.24 che, pur vendendo al mercato finale quantitativi superiori alla soglia indicata, sono state classificate come grossisti e come tali analizzate nel paragrafo relativo al mercato all'ingrosso.

Analogamente alla tavola contenente i dati dei grossisti, anche la tavola sui venditori riporta il prezzo medio praticato da queste imprese nei due mercati. Il prezzo di vendita all'ingrosso risulta in linea con quello dei grossisti, seppure lievemente inferiore (34,26 contro 34,67 c€/m^3); il prezzo medio offerto ai clienti finali è invece, come ci si poteva attendere, sensibilmente più elevato, data la forte incidenza

TAV. 3.26

Vendite al mercato finale nel 2008

M(m^3)

SOCIETÀ	VENDITE A GROSSISTI E VENDITORI	VENDITE A CLIENTI FINALI	TOTALE
Enel Energia	11	5.932	5.942
Italcogim Energie	121	3.123	3.244
Hera Comm	2	2.092	2.094
E.On Italia Power & Fuel	41	1.436	1.478
Edison Energia	4	1.263	1.267
E.On Energia	9	1.217	1.226
A2A Energia	0	997	997
Toscana Energia Clienti	1	853	854
Asm Energia e Ambiente	0	593	593
Estenergy	1	415	416
Gas Plus Vendite	1	371	372
Erogasmet Vendita - Vivigas	2	364	366
SGR Servizi	0	296	296
Gelsia Energia	0	282	282
Agsm Energia	0	273	273
Enercom	0	267	267
Prometeo	1	233	234
Sinergas	0	227	227
Bas Omniservizi	0	203	203
Altri	14	6.193	6.207
TOTALE	**206**	**26.755**	**26.961**
Prezzo medio (c€/m^3)	*34,26*	*41,64*	*41,58*

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

di clienti allacciati alle reti di distribuzione. Il prezzo offerto dai venditori puri comprende quindi il costo della distribuzione, di norma assente nel prezzo praticato dai grossisti in quanto questi ultimi vendono prevalentemente a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto. Inoltre, i venditori puri sono relativamente spostati sul *mass market* (hanno cioè un numero di clienti più elevato, ma che consumano tendenzialmente quantitativi piccoli), mentre – al contrario – tra i clienti finali dei grossisti vi è 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, non è possibile ignorare l'operato dei grossisti che, come si è visto, offrono gas anche a clienti finali. Pertanto occorre abbandonare la distinzione effettuata tra grossisti e venditori puri e analizzare i quantitativi venduti da tutte le imprese considerando i gruppi societari (Tav. 3.27).

TAV. 3.27

Primi 20 gruppi per vendite al mercato finale nel 2008

Volumi in M(m^3)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	26.862	38,4
Enel	12.799	18,3
E. On	3.927	5,6
Edison	3.428	4,9
Energie Investimenti	3.136	4,5
A2A	2.668	3,8
Hera	2.209	3,2
CIR (Sorgenia)	1.142	1,6
Iride	1.107	1,6
Ascopiave	922	1,3
E.S.TR.A. Energia, Servizi, Territorio, Ambiente	567	0,8
Acegas-Aps	415	0,6
Linea Group Holding	399	0,6
Erogasmet	386	0,6
Gas Plus	371	0,5
Trentino Servizi	313	0,4
Amga Azienda Multiservizi (Udine)	311	0,4
Gas Rimini	296	0,4
Gelsia	282	0,4
ACSM (Como)	275	0,4
Altri	8.108	11,6
TOTALE	**69.922**	**100,0**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Il mercato della vendita finale resta piuttosto concentrato: i primi 3 gruppi coprono il 62,3% (l'anno scorso raggiungevano il 63,5%). La concentrazione a livello dei primi 5 gruppi, invece, è addirittura aumentata: dal 69,4% al 71,7%, come ci si poteva attendere visto l'aumento degli operatori nella classe dei più grandi e la corrispondente diminuzione del numero di imprese nelle classi di vendita di dimensione medio-piccola. Con una quota del 38,4% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che ogni anno guadagna terreno: la quota di Enel, infatti, è cresciuta di quasi 2 punti percentuali, arrivando nel 2008 al 18,3%. Da notare il passaggio in terza posizione del gruppo E.On che con il 5,6% ha superato il gruppo Edison, nonostante l'incremento dal 3,1 al 4,9% della quota di mercato di quest'ultimo. Seguono, con quote non troppo distanti: Energie Investimenti, A2A e Hera. In generale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle del gruppo inseguitore, formato dalle successive quattro o cinque imprese.

Il mercato finale della vendita di gas naturale (Tav. 3.28) comprende quasi 20 milioni di clienti, più di 18 dei quali sono domestici. Sono quasi 1,2 milioni i clienti del commercio e dei servizi, 172.000 gli industriali e 600 i termoelettrici. In termini di volume le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, si nota che il settore domestico assorbe 18,8 G(m^3), 6 G(m^3) sono acquisiti dal commercio, 20,6 G(m^3) dall'industria e 37,6 G(m^3) dalla generazione elettrica.

La percentuale dei clienti serviti sul mercato libero aumenta via via che ci si sposta dal settore domestico, dove risulta del 4,5%, ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso: essa è infatti pari al 39% nei settori del commercio e dei servizi, al 49% nell'industria e all'89% nel termoelettrico.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo e dimensione dei clienti, illustrato nella tavola 3.29, conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m^3 è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi 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 protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno tuttavia assottigliando nel tempo: nel 2008, a fronte di oltre 19 G(m^3) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m^3, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 202 M(m^3).

Quest'anno l'indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti[5] che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2008. Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi introdotto un questionario per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non

TAV. 3.28

Mercato finale al dettaglio per settore di consumo

Clienti in migliaia; volumi in M(m^3)

	DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI					
Autoconsumi	2	1	10	0,05	12
Mercato libero	824	468	80	0,48	1.372
Mercato tutelato	17.597	731	82	0,06	18.411
TOTALE	18.423	1.200	172	0,60	19.795
VOLUMI					
Autoconsumi	56	43	51	13.305	13.454
Mercato libero	1.704	3.967	19.824	24.692	50.187
Mercato tutelato	17.001	2.015	718	2	19.735
TOTALE	18.761	6.025	20.592	37.998	83.377

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

5 Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

TAV. 3.29

Vendite al mercato finale al dettaglio per tipologia di mercato e clienti

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m³)					
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	TOTALE
Domestico	14.520	2.392	72	18	-	17.001
Commercio e servizi	526	1.427	60	1	-	2.015
Industria	92	575	45	5	-	718
Generazione elettrica	0	1	1	0	-	2
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI TUTELATI	15.138	4.395	178	24	-	19.735
Domestico	693	768	175	34	34	1.704
Commercio e servizi	514	1.801	1.058	565	28	3.967
Industria	105	987	3.952	7.719	7.061	19.824
Generazione elettrica	5	12	513	875	23.286	24.692
TOTALE VOLUMI VENDUTI A PREZZI DI MERCATO	1.317	3.568	5.344	9.193	30.766	50.187
TOTALE	16.455	7.963	5.522	9.217	30.766	69.922

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.30

Tassi di switching degli utenti finali nel 2008

CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Fino a 5.000 m³	1,1	1,4
5.000-200.000 m³	3,5	6,8
200.000-2.000.000 m³	10,4	15,8
2.000.000-20.000.000 m³	29,0	30,0
Oltre 20.000.000 m³	44,2	55,7
TOTALE	**1,2**	**34,9**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

È importante sottolineare che la nuova metodologia rende i dati qui pubblicati non confrontabili con quelli diffusi in altre sedi dall'Autorità.

L'indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2008 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari all'1,2%, ovvero al 34,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. La tavola 3.30 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per fascia di consumo.

Com'è ovvio le percentuali aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli. La metodologia di raccolta dei dati, tuttavia, non consente di escludere eventuali casi in cui il cambio di fornitore da parte dei grandi consumatori risponda a una politica di riappropriazione dei propri clienti nell'ambito di un gruppo industriale, seguendo dunque logiche non necessariamente concorrenziali.

Le classi a maggior consumo contengono, tuttavia, un numero decisamente contenuto di clienti (per esempio, circa 250 nella classe oltre i 20 M(m³)/anno).

Il dettaglio territoriale del settore domestico è illustrato nella tavola 3.31. La regione con i consumi più elevati è la Lombardia che acquisisce il 27,4% dei quantitativi venduti e rappresenta il 22,3% dei clienti serviti. Altre due regioni importanti sono il Piemonte e il Veneto: entrambe acquistano poco più dell'11% del gas venduto sul territorio nazionale e contano una quota di clienti superiore al 9%. Seguono per importanza in termini di volumi acquisiti l'Emilia Romagna e il Lazio. In quest'ultima

TAV. 3.31

Mercato finale al dettaglio nel 2008: settore domestico

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	OPERATORI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	80	1.722	2.119
Val d'Aosta	12	16	23
Lombardia	130	4.100	5.123
Trentino Alto Adige	32	218	294
Veneto	69	1.679	2.091
Friuli Venezia Giulia	34	397	438
Liguria	35	737	611
Emilia Romagna	66	1.516	1.860
Toscana	46	1.322	1.194
Umbria	30	263	251
Marche	45	528	553
Lazio	58	1.952	1.474
Abruzzo	52	484	443
Molise	20	88	74
Campania	44	994	573
Puglia	29	1.098	785
Basilicata	26	150	148
Calabria	23	301	199
Sicilia	28	855	451
TOTALE	-	**18.421**	**18.705**

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

regione, dove le condizioni climatiche sono più miti rispetto alle regioni del Nord, l'importanza in termini di clienti è maggiore rispetto a quella in termini di quantitativi acquistati. In Lazio, infatti, risiede il 10,6% dei clienti serviti che acquista il 7,9% del gas venduto a clienti domestici.

La tavola 3.32 descrive il dettaglio territoriale del settore non domestico. Un analogo ordine d'importanza delle diverse regioni si osserva anche nei vari settori di consumo del mercato non domestico. La Lombardia è il territorio che assorbe i maggiori quantitativi di gas: 26,6% nel commercio e servizi, 21,7% nell'industria e 21,5% nella generazione elettrica. Seguono:

- nel commercio, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, con quote sui volumi rispettivamente pari a 16,3%, 12,4% e 10,3%;
- nell'industria, Emilia Romagna, Piemonte e Veneto, con quote sui volumi rispettivamente pari a 14,7%, 13,9% e 11%;
- nella generazione elettrica, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio, con quote sui volumi rispettivamente pari a 13,9%, 12,0% e 10,3%.

A fronte di livelli di acquisto non stupisce che la Lombardia sia anche la regione in cui risulta operare il numero più rilevante di imprese di vendita, pari a 130. È opportuno specificare a tal proposito che il dato relativo al numero degli operatori di vendita è stato inserito nella tavola 3.31, ma si riferisce alle società che vendono gas al settore domestico e/o non domestico. Inoltre, nella colonna le imprese vengono contate tante volte quante sono le regioni in cui operano; quindi la somma di tale colonna non ha significato. Un elevato numero di venditori è presente anche in Piemonte (80), in Veneto (69), in Emilia Romagna (66) e nel Lazio (58).

TAV. 3.32

Mercato finale al dettaglio nel 2008: settore non domestico

Clienti in migliaia e volumi in M(m^3)

REGIONE	COMMERCIO E SERVIZI		INDUSTRIA		GENERAZIONE ELETTRICA	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI(A)	VOLUMI
Piemonte	136	618	20	2.858	65	2.974
Val d'Aosta	2	15	0	63	2	2
Lombardia	291	1.589	50	4.457	121	5.305
Trentino Alto Adige	21	187	2	350	40	70
Veneto	167	744	26	2.253	74	301
Friuli Venezia Giulia	38	199	2	633	10	206
Liguria	23	85	4	261	11	874
Emilia Romagna	127	973	18	3.023	39	3.440
Toscana	99	387	9	1.487	45	1.661
Umbria	23	106	4	578	18	433
Marche	40	230	8	484	26	250
Lazio	82	240	4	824	41	2.535
Abruzzo	35	114	4	654	13	473
Molise	5	24	1	100	4	997
Campania	33	132	4	652	10	1.631
Puglia	32	185	2	685	3	86
Basilicata	9	40	1	123	4	191
Calabria	13	36	1	96	6	830
Sicilia	24	79	2	961	11	2.434
TOTALE	**1.199**	**5.982**	**162**	**20.542**	**544**	**24.693**

(A) Clienti in valore assoluto.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Fornitura del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

Come in passato l'indagine annuale svolta dall'Autorità sui settori regolati ha dedicato una specifica sezione alla fornitura di gas diversi dal gas naturale, distribuiti attraverso reti secondarie. Ai soggetti esercenti l'attività di distribuzione di gas differenti dal gas naturale (che diversamente dal caso di quest'ultimo possono tuttora restare integrati) è stato chiesto sia di fornire dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2008, sia di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno relativamente al 2007, che sono quindi da ritenersi definitivi. Per questo motivo i dati riguardanti il 2007, che verranno brevemente illustrati nelle tavole che seguono, potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Complessivamente hanno risposto all'indagine 87 operatori, che nell'insieme hanno distribuito poco meno di 28 M(m^3) nel 2007 e 32 M(m^3) nel 2008. Il numero di clienti (gruppi di misura) serviti è salito dalle 121.520 unità del 2007 a 129.125 unità nel 2008 (Tav. 3.33). Nei due anni il consumo medio unitario è rimasto sostanzialmente stabile: tra i 228 m^3 del 2007 e i 247 m^3 del 2008 non vi è infatti una marcata differenza. Tra i gas diversi dal gas naturale distribuiti a

mezzo rete quello più diffuso è il GPL che copre il 65% circa dei volumi complessivamente erogati e il 79% dei clienti serviti. Il resto dei clienti, servito con reti alimentate ad aria propanata, consuma un terzo dei volumi distribuiti. Una quota marginale del gas complessivamente distribuito (2%) viene da altri tipi di gas.

TAV. 3.33

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³) e numero di clienti

TIPO DI GAS	ANNO 2007		ANNO 2008	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	18,4	96.265	20,6	101.939
Aria propanata	8,7	24.855	10,7	26.787
Altri gas	0,6	400	0,6	399
TOTALE	**27,6**	**121.520**	**31,9**	**129.125**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La distribuzione regionale (Tav. 3.34) mostra che la Sardegna, regione ancora non metanizzata, è quella in cui la distribuzione di gas diversi dal gas naturale è, ovviamente, più elevata, in termini sia di quantitativi erogati, sia di clienti serviti: da sola essa ha assorbito un terzo dei volumi distribuiti per soddisfare la richiesta di una quota quasi altrettanto ampia di clienti (il 28%). Il servizio rimane tuttavia concentrato in pochi comuni (74 sui 377 istituiti sul territorio della regione), seppure in espansione visto che nello scorso anno i comuni serviti erano 57. La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale assume cifre importanti è la Toscana, che conta per il 15,2% dei volumi distribuiti e il 17,1% dei clienti serviti. In questa regione il servizio raggiunge la metà dei comuni esistenti nel territorio (136 su 287). Il servizio di distribuzione di gas (non naturale) risulta importante anche in Lombardia, la cui incidenza valutata in termini di volumi distribuiti a livello nazionale è molto superiore a quella espressa in termini di clienti serviti. Ciò accade perché in questo territorio vi sono diverse realtà produttive che usufruiscono del servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale, i cui consumi medi – diversamente da quelli domestici – sono elevati. Lo stesso fenomeno si manifesta anche in altre regioni, specie in Trentino Alto Adige e soprattutto in Friuli Venezia Giulia, dove la gran parte del territorio è montuosa e quindi più facilmente raggiungibile con combustibili come il GPL, maggiormente agevole da trasportare rispetto al gas naturale. Quote relativamente importanti di gas alternativi al gas naturale distribuiti a mezzo rete sono utilizzate anche in Liguria, Emilia Romagna e Lazio.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.35, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 3.850 km di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.260 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati raccolti sul 2007 evidenzia una crescita dell'estensione delle reti di circa 300 km. La maggior parte delle infrastrutture appartiene agli esercenti. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è appena del 5,5%. La somma delle quote proprietarie può non risultare pari al 100% per la presenza in alcune regioni di altri soggetti proprietari: ciò accade specialmente in Sardegna e nelle Marche.

TAV. 3.34

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m^3) e numero di operatori, clienti e comuni serviti

REGIONE	2007 VOLUMI EROGATI	2007 OPERATORI(A)	2007 CLIENTI	2007 COMUNI SERVITI	2008 VOLUMI EROGATI	2008 OPERATORI(A)	2008 CLIENTI	2008 COMUNI SERVITI
Val d'Aosta	0,08	3	254	4	0,09	3	283	5
Piemonte	1,58	11	6.210	72	1,82	11	7.371	80
Liguria	2,22	16	11.910	68	2,47	17	12.615	77
Lombardia	2,29	13	7.187	52	2,66	14	7.525	55
Trentino Alto Adige	0,20	2	641	7	0,24	2	669	7
Veneto	0,12	4	623	8	0,15	4	774	11
Friuli Venezia Giulia	0,99	3	1.784	8	1,14	3	1.861	9
Emilia Romagna	2,26	12	9.023	43	2,41	15	9.638	45
Toscana	4,36	20	21.115	131	4,84	20	22.120	136
Lazio	1,62	14	12.988	47	1,81	14	13.232	47
Marche	0,67	13	2.977	34	0,71	14	3.166	24
Umbria	0,48	9	3.176	26	0,51	8	3.415	29
Abruzzo	0,46	7	3.342	18	0,39	7	2.904	12
Molise	0,04	1	168	1	0,04	1	177	1
Campania	0,62	5	3.004	12	0,67	5	3.316	13
Puglia	0,09	2	390	2	0,11	2	389	2
Basilicata	0,26	3	1.251	5	0,33	3	1.308	5
Calabria	0,24	2	1.986	6	0,44	2	1.999	6
Sicilia	0,05	3	225	4	0,06	4	276	5
Sardegna	9,10	8	33.266	57	10,97	8	36.087	74
ITALIA	**27,73**	**151**	**121.520**	**605**	**31,87**	**157**	**129.125**	**643**

(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. 3.35

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

Anno 2008; estensione in km e quote percentuali di proprietà

REGIONE	ESTENSIONE RETE ALTA PRESSIONE	ESTENSIONE RETE MEDIA PRESSIONE	ESTENSIONE RETE BASSA PRESSIONE	QUOTA % DI PROPRIETÀ ESERCENTE	QUOTA % DI PROPRIETÀ COMUNE
Val d'Aosta	0,0	9,6	0,0	85,0	15,0
Piemonte	0,0	173,4	86,5	96,4	3,6
Liguria	0,0	152,5	69,9	96,7	0,0
Lombardia	0,0	85,8	91,8	83,0	14,0
Trentino Alto Adige	0,0	19,3	0,3	100,0	0,0
Veneto	0,0	22,3	2,8	100,0	0,0
Friuli Venezia Giulia	0,0	1,2	52,3	80,4	19,6
Emilia Romagna	0,0	115,0	137,0	96,6	0,0
Toscana	0,8	256,9	290,8	99,4	0,0
Lazio	0,0	151,9	189,6	99,3	0,7
Marche	0,0	31,9	45,2	88,2	5,5
Umbria	0,0	51,1	94,3	80,8	19,2
Abruzzo	0,0	39,1	15,8	100,0	0,0
Molise	0,0	2,8	0,6	100,0	0,0
Campania	0,0	69,2	46,6	100,0	0,0
Puglia	0,0	22,6	0,0	100,0	0,0
Basilicata	0,0	3,6	36,2	100,0	0,0
Calabria	0,0	60,4	0,0	100,0	0,0
Sicilia	0,0	8,8	0,0	100,0	0,0
Sardegna	7,5	797,9	599,5	63,9	9,4
ITALIA	**8,4**	**2075,1**	**1759,1**	**83,9**	**5,5**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto e GNL

Come di consueto, prima dell'inizio del nuovo anno termico 2008-2009, l'Autorità ha approvato e pubblicato le tariffe per il trasporto del gas naturale (delibera 30 luglio 2008, ARG/gas 102/08) e per la rigassificazione del GNL (delibera 6 agosto 2008, ARG/gas 118/08).

I nuovi livelli delle tariffe di trasporto sulla rete nazionale e su quella regionale (Tav. 3.36) sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto, le società Carbotrade, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio, Metanodotto Alpino, Netenergy Service, Retragasl, Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera 29 luglio 2005, n. 166/05.

TAV. 3.36

Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2008-2009

Corrispettivi unitari (*commodity*); €/GJ

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV	0,151159
CV^P	0,014641

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

CP_E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA			
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	2,011733	Tarvisio	0,708822
Gela	1,846864	Gorizia	0,564748
Passo Gries	0,501050		
1 punto dall'impianto di rigassificazione GNL			
GNL Panigaglia	0,564748		
***Hub* stoccaggio**			
Stoccaggi Stogit/ Edison Stoccaggio	0,322499		
69 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Cornegliano, Corte/Colombarola, Fornovo, Leno, Ovanengo, Piadena Est, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Romanengo, Soresina, Trecate	0,228431	Alfonsine, Casalborsetti, Certaldo, Collalto, Correggio, Cotignola, Manara, Medicina, Montenevoso, Muzza, Pomposa, Ravenna Mare, San Potito, Santerno, Spilamberto, Tresigallo/Sabbioncello, Vittorio V./ S. Antonio/S. Andrea	0,350648
Calderasi/Monteverdese, Ferrandina, Metaponto, Monte Alpi, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	0,906033	Larino, Fonte Filippo, Poggiofiorito, Reggente, S. Salvo/Capello, Santo Stefano Mare, Ortona	0,660977
Rubicone	0,322770	Falconara, Fano	0,370940
Carassai, Cellino, Grottamare, Montecosaro, Pineto, Rapagnano, San Benedetto del Tronto, San Giorgio Mare, Settefinestre/Passatempo	0,514462	Candela, Masseria Spavento, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,725994
Crotone, Hera Lacinia, Lavinia	1,415518	Bronte, Chiaramonte Gulfi, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,029590
Cavarzere	0,392407		

TAV. 3.36 SEGUE

Tariffe di trasporto e dispacciamento per l'anno termico 2008-2009

Corrispettivi unitari (*commodity*); €/GJ

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

CP_U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		2,032801	Passo Gries		1,237129
Gorizia		0,961945	Tarvisio		0,290100
Rep. San Marino		1,337506			
17 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Friuli Venezia Giulia	A	0,540387	Romagna	I	0,626969
Trentino Alto Adige e Veneto	B	0,741423	Umbria e Marche	L	0,828005
Lombardia Orientale	C	0,741423	Marche e Abruzzo	M	0,768784
Lombardia Occidentale	D	0,942460	Lazio	N	0,701526
Nord Piemonte	E1	1,143496	Basilicata e Puglia	O	0,567748
Sud Piemonte e Liguria	E2	0,942460	Campania	P	0,500489
Emilia e Liguria	F	0,741423	Calabria	Q	0,366711
Basso Veneto	G	0,540387	Sicilia	R	0,165675
Toscana e Lazio	H	0,828005			

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

CR_r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,307380

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2008-2009 è il primo del terzo periodo regolatorio. Prima dell'approvazione dei nuovi livelli tariffari, l'Autorità ha quindi definito, con la delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08, i nuovi criteri che le imprese della rigassificazione devono soddisfare nella definizione delle proprie proposte. Per una descrizione di tale provvedimento e delle novità introdotte in materia di tariffe di rigassificazione si rinvia al Capitolo 3 del secondo Volume.

Ai sensi della delibera ARG/gas 92/08, la società GNL Italia ha quindi trasmesso all'Autorità la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione di GNL presso il terminale di Panigaglia, mentre la società Terminale GNL Adriatico ha trasmesso quella per il servizio di rigassificazione presso il nuovo terminale di Rovigo. Successivamente alla verifica delle informazioni rice-

TAV. 3.37

Tariffa di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali di Panigaglia e Rovigo per l'anno termico 2008-2009

CORRISPETTIVO	PANIGAGLIA		ROVIGO	
	SERVIZIO CONTINUATIVO(A)	SERVIZIO SU BASE *SPOT*(B)	SERVIZIO CONTINUATIVO(A)	SERVIZIO SU BASE *SPOT*(B)
C_{qs} – Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL (€/m^3 liquido)	4,718073	3,302651	20,655380	14,458766
C_{na} – Corrispettivo unitario associato agli approdi (€/approdo)	32.036,306155	32.036,306155	375.813,170087	375.813,170087
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati (€/GJ)				
CVL	0,026508	0,026508	0,118353	0,118353
CVL^P	0,003174	0,003174	-	-
Quota a copertura di consumi e perdite corrisposta dall'utente del terminale per metro cubo consegnato	1,7%	1,7%	1,5%	1,5%

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

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

vute, con la delibera ARG/gas 118/08, l'Autorità ha approvato la proposta tariffaria di GNL Italia in via definitiva (Tav. 3.37), mentre quella di Terminale GNL Adriatico è stata approvata in via provvisoria, in attesa della corretta definizione dei costi operativi. Una volta completata l'attività istruttoria, con la delibera 9 marzo 2009, ARG/gas 28/09, l'Autorità ha approvato in via definitiva la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009 presso il terminale di Rovigo (Tav. 3.37).

Stoccaggio

I corrispettivi unici nazionali della tariffa di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010 sono stati stabiliti dall'Autorità il 30 marzo 2009, con la delibera ARG/gas 30/09, a seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano in questa fase: Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio. I corrispettivi sono elencati in dettaglio nella tavola 3.38.

TAV. 3.38

Corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa per l'anno termico 2008-2009

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Corrispettivo unitario di spazio f_S	€/GJ/anno	0,182324
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	€/GJ/giorno	9,011258
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	€/GJ/ giorno	11,989093
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas C_{VS}	€/GJ	0,105084
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	€/GJ/anno	0,169729
Componente π	€/GJ	-0,019711

Distribuzione

Nel dicembre 2008 si è concluso il secondo periodo di regolazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas che è stato caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo (la scadenza era originariamente prevista per il mese di settembre, ma è stata prorogata sino al 31 dicembre con la delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08). Nel corso del 2008 si è quindi svolto il procedimento per la definizione dei nuovi criteri di regolazione in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione che, iniziato dal 1° gennaio 2009, si concluderà il 31 dicembre 2012. La riforma è stata adottata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, che contiene appunto le nuove disposizioni in materia di regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (per una descrizione in dettaglio delle nuove disposizioni si rinvia al Capitolo 3 del secondo Volume).

Il sistema tariffario per il terzo periodo di regolazione prevede la determinazione di una tariffa obbligatoria, applicata ai clienti finali, e di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto. Un meccanismo di perequazione consente poi di coprire gli squilibri tra i ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento e i ricavi effettivi ottenuti applicando la tariffa obbligatoria. Sul piano della struttura tariffaria, la nuova tariffa obbligatoria applicata agli utenti della rete, in sostanziale continuità con la regolazione precedente, è binomia, con una quota fissa e una quota variabile. La componente fissa della tariffa è articolata per 6 diverse aree geografiche. La componente variabile della tariffa di distribuzione, riferita ai metri cubi standard distribuiti, è articolata in 8 scaglioni (Tav. 3.39), invece dei 7 precedenti.

Per dare modo alle imprese distributrici di formulare le proprie proposte tariffarie in base ai nuovi criteri, la delibera ARG/gas 159/08 ha previsto che fino al 30 giugno 2009 esse applichino a titolo d'acconto le tariffe di distribuzione approvate dall'Autorità per l'anno termico 2007-2008 e che, successivamente al 30 giugno 2009, procedano ai conguagli tariffari; ciò, tenuto conto delle esigenze delle imprese di vendita, applicando retroattivamente dall'1 gennaio 2009 le tariffe obbligatorie che saranno pubblicate dall'Autorità entro il 30 giugno 2009.

TAV. 3.39

Articolazione della struttura tariffaria per la quota variabile della tariffa di distribuzione

SCAGLIONE DI CONSUMO	LIMITE INFERIORE Sm^3/anno	LIMITE SUPERIORE m^3/anno	QUOTA VARIABILE c€/m^3
1	0	120	0
2	121	480	11,06
3	481	1.560	6,93
4	1.561	5.000	5,78
5	5.001	80.000	4,39
6	80.001	200.000	2,35
7	200.001	1.000.000	1,00
8	1.000.001	infinito	0,19

Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2008 evidenzia che lo scorso anno 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 stato pari a 39,24 c€/m^3 (Tav. 3.40). Lo stesso prezzo nel 2007 era risultato pari a 32,29 c€/^{3}. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è rincarato in Italia del 21,5%: un valore elevato, ma atteso, stante la forte crescita del prezzo del petrolio – che nello stesso periodo è aumentato del 33,8% – cui il prezzo del gas è fortemente legato.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 47,46 c€/m^3, mentre 36,01 c€/m^3 è il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il confronto con gli stessi dati relativi al 2007 mostra che i clienti dei due mercati hanno subito aumenti molto differenziati; a fronte di un rincaro medio del 10% del gas venduto sul mercato tutelato, il gas venduto sul mercato libero ha evidenziato un aumento assai più consistente, pari al 28%. L'entità della differenza non dipende tanto dal tipo di mercato (tutelato *vs* libero), quanto piuttosto dalla dimensione media dei clienti. Anche questo risultato non si discosta dalle attese, in quanto uno dei fini perseguiti dal meccanismo di tutela creato dall'Autorità era quello di calmierare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; tuttavia, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m^3/anno, risultano pagare mediamente 48,66 c€/m^3. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per il cliente domestico tipo che consuma 2.700 m^3/anno (illustrato nel paragrafo successivo), che nell'anno 2008 era pari a 46,83 c€/m^3 (e, comprensivo di imposte, pari a 74,38 c€/m^3). Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente fino a un consumo di 2 M(m^3)/anno; nel caso della classe di consumo più elevata i clienti risultano aver pagato in media 38,89 c€/m^3, praticamente lo stesso prezzo della classe precedente. Il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 4,99 sino a 9,77 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m^3. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m^3), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e

prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m^3 è dovuta all'esistenza 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 protette dall'Autorità. Peraltro, come si è già detto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno assottigliando nel tempo: nel 2008, a fronte di oltre 19 G(m^3) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m^3, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi superiori a tale soglia erano pari a 202 M(m^3) (Tav. 3.29).

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 9,73 c€/m^3 in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 34,90 c€/m^3. Come già segnalato lo scorso anno, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo.

TAV. 3.40

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m^3

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	VAR. %
MERCATO TUTELATO	**33,65**	**35,36**	**41,57**	**43,15**	**47,45**	**10,0**
Consumi inferiori a 5.000 m^3	35,32	37,01	43,32	44,59	48,66	9,1
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m^3	30,44	32,12	37,94	39,16	43,66	11,5
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m^3	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,75	28,97	15,5
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m^3	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,28	38,89	16,9
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**	**36,01**	**28,0**
Consumi inferiori a 5.000 m^3	32,99	31,95	41,99	41,01	44,64	8,9
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m^3	27,24	29,76	35,53	37,10	42,27	14,0
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m^3	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	30,86	37,41	21,2
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m^3	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	27,85	35,13	26,1
Consumi superiori a 20.000.000 m^3	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	26,39	34,90	32,2
TOTALE	**23,13**	**26,89**	**32,61**	**32,28**	**39,24**	**21,5**

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m^3. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 3.41. Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; anche all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Nei segmenti sia d'uso domestico, sia del commercio e servizi le differenze tra mercato libero e tutelato sono meno rilevanti, almeno sino a un consumo di 2 M(m^3)/anno. Oltre questo volume e negli altri settori (industria e termoelettrico) le differenze sono più sensibili. Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi: il cliente domestico tutelato paga mediamente 4,25 c€/m^3 in più di un domestico libero; il cliente commerciale tutelato paga 3,65 c€/m^3 in più di quello libero; il cliente industriale tutelato paga 7,39 c€/m^3 in più di quello libero; infine, il generatore elettrico tutelato (si tratta di pochi soggetti di medio-piccola dimensione) paga 6,87 c€/m^3 in più di un analogo consumatore servito sul mercato libero.

TAV. 3.41

Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti

c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m³)					
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	TOTALE
Domestico	48,68	44,20	41,50	47,33	-	48,02
Commercio e servizi	48,05	43,07	38,79	36,20	-	44,24
Industria	47,57	42,89	35,17	39,03	-	42,98
Generazione elettrica	50,81	43,04	40,73	-	-	41,94
PREZZO MEDIO NEL MERCATO TUTELATO	48,66	43,66	38,97	38,89	-	47,45
Domestico	44,09	44,50	41,76	39,14	36,10	43,77
Commercio e servizi	46,16	42,26	37,91	35,54	34,16	40,59
Industria	41,25	40,61	36,96	34,97	34,73	35,59
Generazione elettrica	35,34	38,90	38,29	36,12	34,95	35,07
PREZZO MEDIO NEL MERCATO LIBERO	44,64	42,27	37,41	35,13	34,90	36,01
PREZZO MEDIO TOTALE	48,33	43,07	37,45	35,16	34,90	39,24

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come ampiamente descritto nel Capitolo 1 di questo Volume, la permanente (e ripida) ascesa che le quotazioni internazionali del petrolio e dei prodotti petroliferi hanno registrato dall'inizio del 2007, si è interrotta a partire dalla seconda metà del 2008. Dopo essere più che raddoppiato, passando da valori attorno a 70 $/barile nell'estate del 2007 ai quasi 150 $/barile del picco registrato a luglio 2008, con il manifestarsi della crisi economica globale, il prezzo del petrolio Brent è sceso sotto i 40 $/barile nei tre mesi successivi. Toccato il minimo in dicembre 2008, è tornato poi a risalire nel primo trimestre del 2009. A fronte di questi andamenti internazionali, scontando i ritardi dovuti ai meccanismi di indicizzazione, il prezzo del gas ha cominciato a crescere a tassi sostenuti dall'autunno del 2007 e ha mantenuto il trend di ascesa sino all'inizio del 2009.

La dinamica dell'indice elementare del gas raccolto mensilmente dall'Istat nell'ambito del paniere di rilevazione dell'inflazione[6] è illustrata nella tavola 3.42.

A partire dal quarto trimestre 2007 il gas ha registrato ripetuti e notevoli incrementi: all'1,1% dell'ottobre 2007 sono seguiti, infatti, il 3,9% di gennaio 2008, il 3,1% di aprile, il 2,8% di luglio, il 3,1% di ottobre e il 2,1% di dicembre, per citare solo quelli superiori all'1%. Il relativo tasso d'inflazione, che nel dicembre 2007 ha toccato un punto di minimo relativo, pari a -1,9% (più che altro grazie agli incrementi maggiori registrati negli stessi mesi del 2006), ha ripreso così a salire per arrivare a dicembre 2008 al 17,4%.

6 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 2009 il peso dell'indice elementare del gas nel paniere al netto dei tabacchi è tornato al livello del 2007, vale a dire al 2,3%, dal 2,0% che possedeva nel 2008.

TAV. 3.42

Indici mensili Istat dei prezzi del gas

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

MESI	2007				2008			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE[A]	VAR. % 2007-2006	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2008-2007	PREZZO REALE[A]	VAR. % 2008-2007
Gennaio	154,9	*6,7*	119,1	*5,0*	156,1	*0,8*	116,6	*-2,1*
Febbraio	154,9	*5,5*	118,7	*3,7*	157,3	*1,5*	117,2	*-1,3*
Marzo	153,7	*3,7*	117,7	*2,0*	156,7	*2,0*	116,2	*-1,3*
Aprile	150,1	*0,5*	114,7	*-0,9*	161,6	*7,7*	119,5	*4,2*
Maggio	149,0	*0,7*	113,5	*-0,9*	162,2	*8,9*	119,3	*5,1*
Giugno	149,1	*1,0*	113,4	*-0,6*	162,3	*8,9*	118,8	*4,8*
Luglio	148,0	*-2,7*	112,2	*-4,3*	166,9	*12,8*	121,6	*8,4*
Agosto	147,4	*-3,4*	111,6	*-4,9*	166,9	*13,2*	121,5	*8,9*
Settembre	147,4	*-3,5*	111,6	*-5,1*	166,9	*13,2*	121,8	*9,2*
Ottobre	149,0	*-2,7*	112,5	*-4,7*	172,1	*15,5*	125,6	*11,7*
Novembre	149,8	*-2,2*	112,6	*-4,5*	172,7	*15,3*	126,5	*12,3*
Dicembre	150,2	*-1,9*	112,6	*-4,4*	176,3	*17,4*	129,3	*14,9*
Media annua	**150,3**	*0,1*	**114,2**	*-1,7*	**164,8**	*9,7*	**121,2**	*6,1*

(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.

In ragione d'anno, il prezzo del gas per le famiglie italiane è cresciuto dello 0,1% nel 2007 e del 9,7% nel 2008. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è aumentato, il rincaro del gas è inferiore se valutato in termini reali; nel 2008, infatti, esso risulta pari al 6,1%.

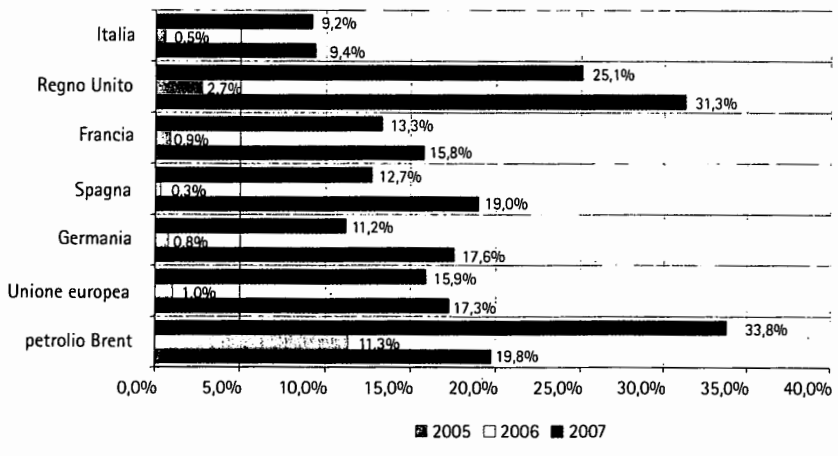
L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere osservato anche tramite il confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 3.9).

Quest'analisi mostra che gli aumenti subiti dalle famiglie italiane negli ultimi due anni, seppure rilevanti, sono quelli meno elevati in Europa: tutti gli altri Paesi considerati, eccettuando la Spagna per il solo anno 2007, hanno evidenziato infatti aumenti superiori. Nel 2007, a fronte di un rincaro del petrolio dell'11,3%, con un lieve incremento di mezzo punto percentuale, la *performance* del prezzo italiano è risultata la seconda migliore dopo quella della Spagna, che ha evidenziato un aumento dello 0,3%. Nella media dei 27 Paesi

FIG. 3.9

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

Variazioni percentuali sull'anno precedente

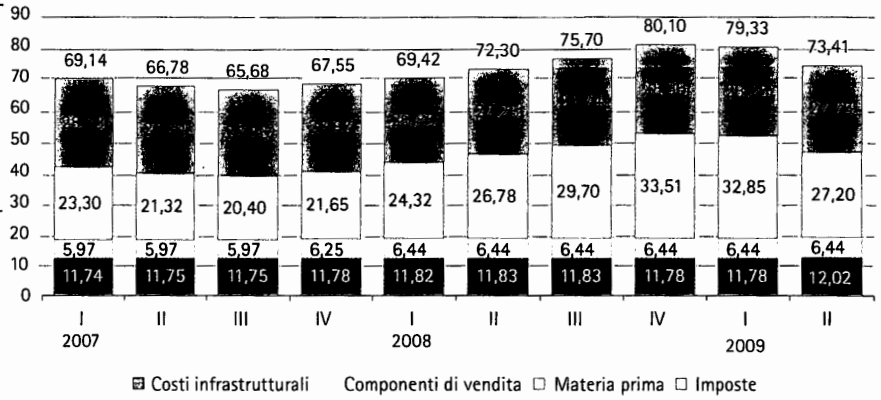


Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

FIG. 3.10

Prezzo medio nazionale del gas naturale per un consumatore domestico tipo

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



dell'Unione europea il gas è rincarato del doppio (1%). Nel 2008 il prezzo italiano ha evidenziato, invece, una variazione nettamente inferiore a quella degli altri Paesi europei considerati: il 9,2% della crescita italiana si confronta infatti con l'11,2% della Germania, il 12,7% della Spagna, il 13,3% della Francia, il 25,1% del Regno Unito. Il dato medio europeo, relativo ai 27 Paesi dell'Unione, pari al 15,9%, risulta anche nel 2008 quasi doppio rispetto al nostro dato nazionale, seppure pari alla metà circa del rincaro del petrolio nello stesso anno (33,8%).

Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo medio nazionale per un consumatore domestico tipo, caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo (Fig. 3.10). Tale prezzo è calcolato dall'Autorità (per il consumatore puntuale indicato) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura, differenziate localmente, definite dalla stessa Autorità con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03, e che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni.

Nel 2008 il prezzo per la famiglia media, pari a 74,38 c€/m³, è risultato più elevato del 10,5% rispetto al valore registrato nel 2007, pari a 67,29 c€/m³.

Le turbolenze registrate dai prezzi internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi per metà del 2007 e per tutto il 2008 hanno spinto verso l'alto la componente relativa al costo di acquisto della materia prima (o componente QE) a partire dal quarto trimestre 2007, sino a tutto il 2008. Il suo aggiornamento avviene, infatti, ogni trimestre in base a un sistema di indicizzazione (stabilito dall'Autorità) legato, seppure con un certo ritardo temporale, ai prezzi internazionali del petrolio e dei combustibili da esso derivati. All'aumento del 6,2% registrato dalla QE nell'ottobre 2007, sono seguiti altri quattro aumenti consecutivi: 12,3% in gennaio, 10,1% in aprile, 10,9% in luglio e ancora un 12,9% in ottobre. Da osservare che, a partire dal mese di aprile 2008, la componente QE include anche il Corrispettivo unitario variabile destinato ad alimentare il Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza (CFGUI), istituito con la delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, pari a 0,007788 €/GJ (equivalenti a 0,03 c€/m³ per il gas naturale con PCS di riferimento pari a 38,52 MJ/ m³).

All'inizio del 2009 il meccanismo di indicizzazione della QE ha cominciato a risentire del crollo che, a partire dal luglio 2008, hanno evidenziato i prezzi internazionali dei combustibili. A una prima modesta riduzione (-2%) ottenuta in gennaio, ha fatto seguito un caduta del 17,2% registrata nel secondo trimestre dell'anno.

Ai rincari della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima, verificatisi nel 2008, si sono aggiunti nel primo trimestre dell'anno sia quelli relativi alla revisione del costo di trasporto (1,2%), sia quelli relativi alla copertu-

ra dei costi di vendita al dettaglio (7,2%). Il costo di trasporto ha successivamente subito una revisione al ribasso (-1,2%), nell'ottobre 2008, e un nuovo rialzo (5,1%) ad aprile 2009, dovuto alle modifiche introdotte con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09. Tale delibera, in particolare, ha disposto la modifica del valore della componente destinata alla perequazione delle tariffe di trasporto regionali (applicate ai clienti in modo uniforme a livello nazionale), nonché l'introduzione di un corrispettivo per la compensazione degli oneri non recuperabili dalle imprese, derivanti dal cambiamento del meccanismo di aggiornamento della componente relativa alla materia prima introdotto alla fine del 2008 (con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08). Anche la componente a copertura dei costi di stoccaggio ha registrato un incremento (6,1%) ad aprile 2009.

Complessivamente, il prezzo medio per l'utente domestico tipo – 65,68 c€/m^3 nel terzo trimestre 2007 – ha, come si è visto, continuato a salire per tutto il 2008, sino a toccare il picco di 80,10 c€/m^3 nell'ultimo trimestre; dopo un primo lieve calo mostrato nel gennaio 2009, in aprile 2009, grazie a una caduta del 7,5% rispetto al mese precedente, è tornato quasi sui livelli di un anno prima, cioè a 73,41 c€/m^3.

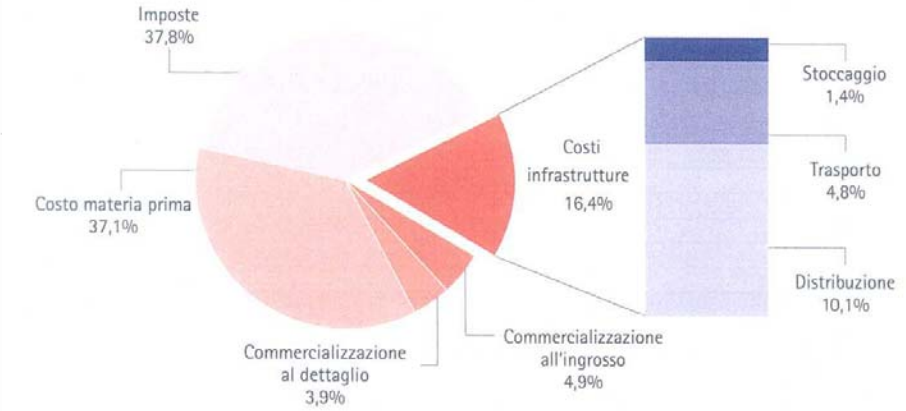


FIG. 3.11

Composizione percentuale al 1° aprile 2009 del prezzo medio nazionale del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m^3

Come illustra la figura 3.11 all'1 aprile 2009 il prezzo medio per la famiglia italiana che consuma 1.400 m^3 e possiede un impianto di riscaldamento individuale, risulta composto per il 62% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 38% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del gas per il 37%, i costi di commercializzazione per l'8,8% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 16,4%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture, la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, che incide per il 10% sul valore complessivo; il peso dei costi di trasporto è pari al 4,8%, mentre quello della componente per lo stoccaggio è dell'1,4%.

La tavola 3.43 mostra il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. Il valori dell'accisa ordinaria riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo sono quelli in vigore a partire dal 1° aprile 2009. Si tratta delle aliquote stabilite dal decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la Direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

Per tutto il 2008 e per i primi tre mesi del 2009, i valori di accisa, applicati nei territori al di fuori di quelli dell'ex Cassa del Mezzogiorno, sono stati ridotti (avvicinandoli ai valori validi per i territori agevolati) in funzione del completamento progressivo del processo di armonizzazione e di riavvicinamento delle aliquote di accisa applicate al gas naturale nelle diverse zone del Paese. Il Ministero dell'economia e delle finanze, per

il tramite dell'Agenzia delle dogane, ha però precisato che, tenuto conto dell'esiguità delle risorse destinate a tale abbattimento, non è stato possibile estendere la riduzione delle aliquote all'intero anno 2009, ma solo al primo trimestre.

TAV. 3.43

Imposte sul gas

c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA, in vigore dal II trimestre 2009

IMPOSTE	USI CIVILI			USI INDUSTRIALI		
Fascia di consumo	< 120 m³	120-480 m³	480-1.560 m³	< 1.560 m³	< 1,2 M(m³)	> 1,2 M(m³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno[A]	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE 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	1,9000	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	0,6249	0,5200
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	0,6249	0,5165
- altre zone	1,9000	2,3241	2,5823	2,5823	0,6249	0,5165
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	0,6249	0,5165
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 dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) Le Regioni a statuto speciale hanno posto l'addizionale regionale pari a 0; l'imposta non è più dovuta dal 2002 anche in Lombardia (LR 18/12/2001, n. 27) e dal 2008 in Basilicata (LR 28/12/2007, n. 28).

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota sale al 20%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

L'analisi dei dati relativi alla qualità del servizio reso ai clienti finali comunicati dagli esercenti all'Autorità ai sensi della delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, evidenzia anche per l'anno 2008 un complessivo 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 illustrano le *performance* delle imprese con un numero di clienti finali maggiore di 100.000. In particolare si rileva che il numero di distributori, pari a 36, è aumentato di 3 unità rispetto allo scorso anno. Ciò testimonia un evidente fenomeno di aggregazione fra distributori.

Il grafico in 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 percentuale di rete ispezionata si attesta su valori pari all'incirca al 40%. A partire dal 2006 l'ispezione registra un buon incremento raggiungendo valori, sia per la alta sia per la bassa pressione, maggiori del 45%. Nel 2008 complessivamente l'ispezione effettuata dell'intero settore gas rispetta ampiamente gli obblighi di servizio fissati dalla delibera n. 168/04. In riferimento ai livelli minimi individuati dall'Autorità, 20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione, i valori riscontrati si attestano intorno al 50%.

Per quanto riguarda le chiamate di pronto intervento (Fig. 3.13), si registra che il tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla delibera n. 168/04, pari a 60

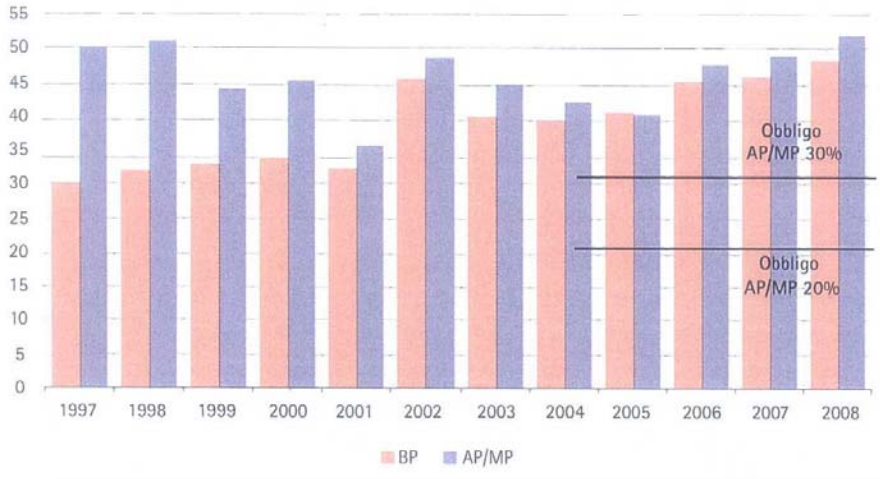


FIG. 3.12

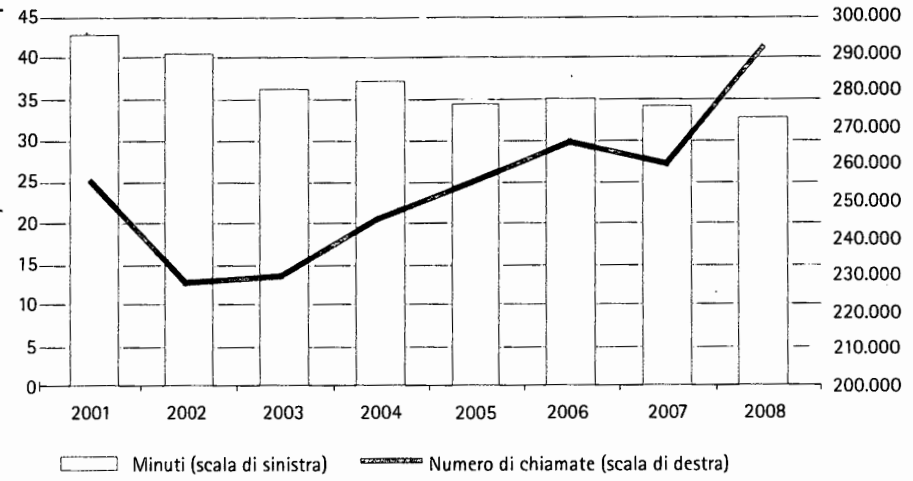
Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2008

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.13

Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione

Anni 2001-2008; tempo medio effettivo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.44

Numero annuo di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

ESERCENTI	ESTENSIONE DELLA RETE (km)			NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE SU SEGNALAZIONE DI TERZI			NUMERO DISPERSIONI LOCALIZZATE SU SEGNALAZIONE DI TERZI PER km DI RETE		
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Grandi	155.767	167.257	180.305	13.911	14.821	14.147	0,08	0,08	0,07
Medi	56.566	50.078	45.267	3.271	2.929	2.817	0,05	0,05	0,06
Piccoli	13.039	11.194	10.762	277	249	259	0,02	0,02	0,02
TOTALE	**225.374**	**228.530**	**236.335**	**17.459**	**17.999**	**17.223**	**0,07**	**0,07**	**0,07**

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

minuti. Il grafico evidenzia come a fronte di un aumento in valore assoluto del numero di chiamate di pronto intervento sull'impianto di distribuzione, il tempo di arrivo sul luogo di chiamata sia progressivamente diminuito fino al valore medio nazionale di 33 minuti.

La tavola 3.44 riepiloga il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi e suddivise per tipologia dimensionale degli esercenti. Si può osservare come l'incidenza delle dispersioni a seguito di segnalazione di terzi rimanga pressoché invariata a livello sia del totale nazionale, sia della tipologia dimensionale dei distributori. Più nel dettaglio, per i grandi distributori si è rilevato che il numero di dispersioni localizzate per kilometro di rete è diminuito, passando dallo 0,08 del 2006 e del 2007 allo 0,07 del 2008.

La tavola 3.45 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento per l'anno 2008, relative ai grandi esercenti.

Le tavole 3.46 e 3.47 forniscono il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete e di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2008, relative ai grandi distributori.

La tavola 3.48 fornisce il riepilogo generale delle attività di protezione catodica, relative ai grandi esercenti per l'anno 2008.

TAV. 3.45

Pronto intervento dei grandi esercenti nel 2008

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	4.957.639	70.385	15	4.215	0,93	74.600
Enel Rete Gas	2.082.203	30.753	15	1.674	0,83	32.427
Hera	1.086.886	17.511	17	1.201	1,20	18.712
A2A Reti Gas	833.675	23.539	28	2.056	2,48	25.595
Napoletana Gas	716.224	12.818	18	198	0,28	13.016
Italcogim Reti	672.076	10.368	16	1.140	1,75	11.508
Toscana Energia	655.110	9.400	15	449	0,70	9.849
Azienda Energia e Servizi	472.088	8.835	19	1.177	2,50	10.012
Enia	387.035	6.157	16	155	0,41	6.312
Asm Reti	382.333	3.100	8	982	2,59	4.082
Genova Reti	327.635	4.657	14	228	0,70	4.885
Ascopiave	326.955	2.537	8	413	1,29	2.950
AcegasAps	262.229	1.997	8	427	1,64	2.424
Arcalgas Progetti	260.381	5.876	23	786	3,10	6.662
Linea Distribuzione	235.003	2.389	15	374	2,31	2.763
Consiag Reti	183.250	2.401	13	244	1,35	2.645
Gelsia Reti	177.589	2.000	22	233	2,54	2.233
SGR Reti	164.022	900	6	132	0,82	1.032
E.On Rete Laghi	159.931	2.605	17	194	1,23	2.799
E.On Rete Padana	142.924	3.157	22	225	1,56	3.382
Acsm – Agam	142.170	1.580	19	125	1,50	1.705
Gas Natural Distribuzione Italia	142.111	7.145	53	1.337	9,96	8.482
Edison DG	140.442	1.793	13	183	1,34	1.976
AMG Energia	139.071	3.960	29	627	4,58	4.587
E.On Rete Mediterranea	136.664	2.016	15	109	0,82	2.125
Agsm Rete Gas	135.810	2.429	19	303	2,33	2.732
Amga Azienda Multiservizi	129.204	955	9	231	2,26	1.186
GEI Gestione Energetica Impianti	128.455	1.519	13	78	0,64	1.597
Dolomiti Energia	124.568	427	4	237	1,95	664
Erogasmet	123.625	1.869	15	225	1,86	2.094
AS Retigas	121.744	1.376	11	102	0,85	1.478
AMG Gas	116.249	1.525	14	9	0,08	1.534
Multiservizi	115.018	2.411	21	120	1,05	2.531
Coingas	114.059	1.818	16	228	2,04	2.046
Acam	109.093	1.958	18	217	2,01	2.175
Intesa Distribuzione	105.349	995	10	389	3,81	1.384
TOTALE	**16.508.820**	**255.161**	**15,5**	**21.023**	**1,3**	**276.184**

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.46

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel 2008

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	26.087	10.188	39,1	19.299	8.536	44,2
Enel Rete Gas	18.784	9.885	52,6	11.755	6.284	53,5
Hera	4.933	3.143	63,7	8.062	5.785	71,7
A2A Reti Gas	2.367	1.963	82,9	487	478	98,1
Napoletana Gas	3.306	1.611	48,7	1.593	599	37,6
Italcogim Reti	5.187	2.602	50,2	3.870	1.894	48,9
Toscana Energia	3.708	1.279	34,5	2.706	1.173	43,3
Azienda Energia e Servizi	1.113	379	34,1	207	36	17,7
Enìa	2.823	1.249	44,2	2.767	1.121	40,5
Asm Reti	3.373	1.217	36,1	1.376	648	47,1
Genova Reti	1.198	396	33,1	408	139	34,0
Ascopiave	4.311	1.368	31,7	2.096	710	33,9
AcegasAps	1.703	1.569	92,2	417	376	90,1
Arcalgas Progetti	2.094	1.376	65,7	2.887	1.941	67,2
Linea Distribuzione	1.868	995	53,3	751	439	58,4
Consiag Reti	996	348	34,9	550	277	50,3
Gelsia Reti	1.211	612	50,6	260	254	97,8
SGR Reti	1.245	444	35,7	1.369	550	40,2
E.On Rete Laghi	1.322	489	37,0	699	210	30,1
E.On Rete Padana	1.420	575	40,5	1.014	436	43,0
Acsm - Agam	812	401	49,4	218	140	64,0
Gas Natural Distribuzione Italia	2.740	1.301	47,5	1.927	694	36,0
Edison DG	1.382	1.137	82,2	1.078	754	69,9
AMG Energia	509	509	100,0	257	257	100,0
E.On Rete Mediterranea	1.205	372	30,9	1.204	465	38,6
Agsm Rete Gas	825	524	63,6	292	152	52,0
Amga Azienda Multiservizi	1.540	514	33,4	586	195	33,3
GEI Gestione Energetica Impianti	1.512	683	45,2	631	257	40,7
Dolomiti Energia	1.092	245	22,4	494	131	26,6
Erogasmet	1.020	1.020	100,0	449	449	100,0
AS Retigas	941	284	30,1	1.104	349	31,6
AMG Gas	430	135	31,4	120	36	30,3
Multiservizi	540	262	48,5	589	251	42,5
Coingas	1.060	1.060	100,0	693	693	100,0
Acam	1.119	361	32,3	294	123	41,8
Intesa Distribuzione	896	372	41,5	838	350	41,8
TOTALE	**106.673**	**50.867**	**50,0**	**73.349**	**37.178**	**50,0**

(A) L'estensione della rete è comprensiva di quella degli impianti dei comuni in avviamento, in subentro e persi in corso d'anno. Inoltre sono stati considerati gli impianti per i quali l'esercente si è avvalso della deroga ai sensi dell'art. 11, comma 11.3, della delibera n. 168/04.

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.47

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2008

ESERCENTE	METRI DI RETE PER CLIENTE FINALE	LUNGHEZZA RETE (km)	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA (km)	DA RETE ISPEZIONATA (km)(*)	NUMERO DISPERSIONI PER km RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER km SEGNALAZIONE DA TERZI
Società Italiana per il Gas	9,16	45.386	18.724	1.448	0,08	30.765	0,68
Enel Rete Gas	14,68	30.538	16.168	280	0,02	14.226	0,47
Hera	11,94	12.995	8.927	680	0,08	9.643	0,74
A2A Reti Gas	3,42	2.854	2.441	197	0,08	16.134	5,65
Napoletana Gas	6,84	4.899	2.210	62	0,03	7.685	1,57
Italcogim Reti	13,48	9.057	4.496	15	0,00	4.824	0,53
Toscana Energia	9,80	6.414	2.452	108	0,04	5.048	0,79
Azienda Energia e Servizi	2,79	1.319	416	34	0,08	4.220	3,20
Enia	14,49	5.591	2.370	24	0,01	3.389	0,61
Asm Reti	12,45	4.749	1.865	102	0,05	1.503	0,32
Genova Reti	4,90	1.606	535	774	1,45	3.425	2,13
Ascopiave	19,60	6.407	2.078	39	0,02	1.143	0,18
AcegasAps	8,08	2.120	1.945	137	0,07	1.075	0,51
Arcalgas Progetti	19,14	4.981	3.316	92	0,03	3.118	0,63
Linea Distribuzione	11,14	2.619	1.434	42	0,03	1.286	0,49
Consiag Reti	8,44	1.547	625	16	0,03	904	0,58
Gelsia Reti	8,28	1.470	866	15	0,02	958	0,65
SGR Reti	15,93	2.614	994	16	0,02	695	0,27
E.On Rete Laghi	12,64	2.022	699	54	0,08	1.432	0,71
E.On Rete Padana	16,43	2.434	1.011	37	0,04	1.848	0,76
Acsm - Agam	7,25	1.031	541	6	0,01	809	0,78
Gas Natural Distribuzione Italia	12,61	4.666	1.994	350	0,18	3.014	0,82
Edison DG	17,52	2.460	1.890	63	0,03	919	0,37
AMG Energia	5,51	766	766	1	0,00	2.801	3,66
E.On Rete Mediterranea	18,34	2.410	837	17	0,02	922	0,38
Agsm Rete Gas	8,23	1.117	676	23	0,03	1.066	0,95
Amga Azienda Multiservizi	15,96	2.126	709	26	0,04	492	0,23
GEI Gestione Energetica Impianti	16,68	2.143	939	1	0,00	1.157	0,54
Dolomiti Energia	12,73	1.586	376	8	0,02	207	0,13
Erogasmet	11,88	1.469	1.469	149	0,10	1.277	0,87
AS Retigas	16,80	2.045	632	6	0,01	730	0,36
AMG Gas	4,73	550	171	1.579	9,23	761	1,38
Multiservizi	9,82	1.129	513	13	0,03	677	0,60
Coingas	15,36	1.752	1.752	32	0,02	638	0,36
Acam	13,13	1.413	484	94	0,19	771	0,55
Intesa Distribuzione	16,49	1.734	722	34	0,05	528	0,30
TOTALE	**10,76**	**180.022**	**88.045**	**6.574**	**0,02**	**130.890**	**0,36**

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.48

Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2008

Estensione reti in km

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	45.386	35.047	33.989	1.058	97,0%
Enel Rete Gas	30.538	27.856	20.831	7.026	74,8%
Hera	12.995	10.995	10.458	536	95,1%
A2A Reti Gas	2.854	1.053	670	383	63,7%
Napoletana Gas	4.899	3.658	3.283	375	89,8%
Italcogim Reti	9.057	7.845	7.845	0	100,0%
Toscana Energia	6.414	5.224	4.669	555	89,4%
Azienda Energia e Servizi	1.319	508	491	17	96,7%
Enìa	5.591	5.345	5.143	202	96,2%
Asm Reti	4.749	3.238	2.612	626	80,7%
Genova Reti	1.606	422	78	344	18,5%
Ascopiave	6.407	6.319	6.319	-	100,0%
AcegasAps	2.120	687	482	206	70,1%
Arcalgas Progetti	4.981	3.263	3.263	-	100,0%
Linea Distribuzione	2.619	2.263	1.964	299	86,8%
Consiag Reti	1.547	1.451	1.446	6	99,6%
Gelsia Reti	1.470	1.455	1.182	273	81,2%
SGR Reti	2.614	2.589	2.589	-	100,0%
E.On Rete Laghi	2.022	1.871	1.854	17	99,1%
E.On Rete Padana	2.434	2.390	2.390	-	100,0%
Acsm – Agam	1.031	1.008	1.008	-	100,0%
Gas Natural Distribuzione Italia	4.668	4.124	4.124	-	100,0%
Edison DG	2.460	1.516	1.516	-	100,0%
AMG Energia	766	250	250	-	100,0%
E.On Rete Mediterranea	2.410	1.950	1.950	-	100,0%
Agsm Rete Gas	1.117	811	776	35	95,7%
Amga Azienda Multiservizi	2.126	1.729	1.616	113	93,5%
GEI Gestione Energetica Impianti	2.143	2.099	2.099	-	100,0%
Dolomiti Energia	1.586	1.520	1.520	-	100,0%
Erogasmet	1.469	1.469	1.469	-	100,0%
AS Retigas	2.045	1.925	1.925	-	100,0%
AMG Gas	550	525	457	68	87,0%
Multiservizi	1.129	937	928	9	99,0%
Coingas	1.752	1.746	1.746	-	100,0%
Acam	1.413	1.321	871	450	65,9%
Intesa Distribuzione	1.734	1.168	1.168	-	100,0%
TOTALE	**180.022**	**147.578**	**134.980**	**12.598**	**91,5%**

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

Servizio di distribuzione del gas naturale

L'anno 2008 conferma il trend già registrato nel 2007, caratterizzato dalla tempestività della corresponsione degli indennizzi. La tavola 3.49 evidenzia, infatti, la quasi corrispondenza tra il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero dei rimborsi effettivamente pagati dagli esercenti nell'anno di riferimento. Si registra, pertanto, un significativo miglioramento del servizio in termini di diminuzione dei fuori standard rispetto all'anno 2007 e una tempestività di corresponsione degli indennizzi nel rispetto delle regole fissate dall'Autorità con la delibera n. 168/04. Più specificatamente, la prestazione che ha generato il maggior numero di fuori standard e quindi di indennizzi corrisposti è l'esecuzione di lavori semplici. La categoria più numerosa è l'attivazione della fornitura che copre da sola quasi il 41% del totale; segue la preventivazione per lavori semplici. La tipologia di utenza con misuratore fino alla classe G6 (utenza domestica) ha generato la quasi totalità delle richieste di prestazioni. Conseguentemente tale tipologia è quella maggiormente tutelata dalla regolazione introdotta dall'Autorità.

TAV. 3.49

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

Anni 1997-2008; operatori con più di 5.000 clienti finali

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE							
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
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	19.954
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	19.265

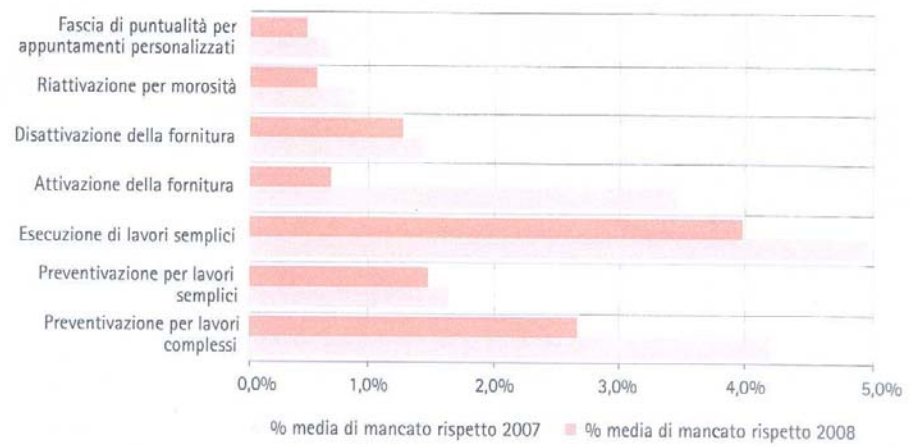
Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda la percentuale di mancato rispetto (Fig. 3.14), nel 2008 si osserva un miglioramento in confronto all'anno 2007. L'esecuzione dei lavori semplici, pur confermandosi la prestazione con la percentuale di mancato rispetto più elevata, registra rispetto al 2007 una flessione pari all'1%. Va evidenziato, inoltre, che il tempo effettivo registrato per tutte le prestazioni per i clienti con misuratore fino a G6 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità (Fig. 3.15).

FIG. 3.14

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

Anni 2005-2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali

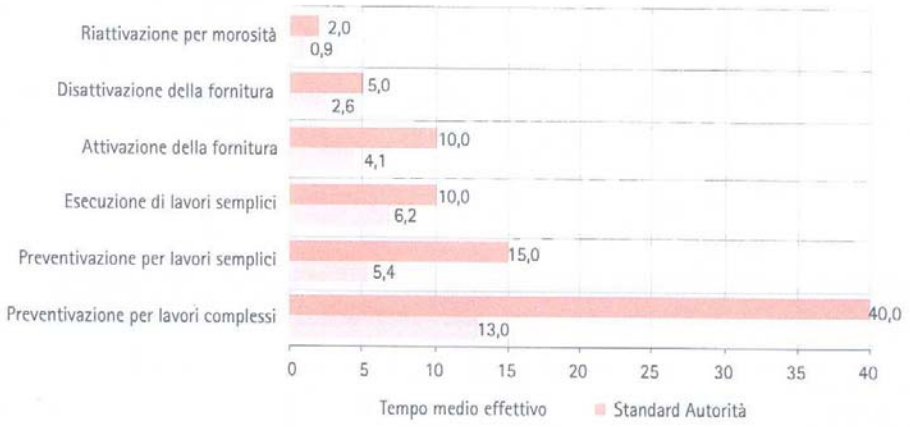


Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.15

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

Anno 2008; esercenti con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Con riferimento alla tipologia di utenza più diffusa, costituita dai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tavola 3.50 presenta, per gli anni 2007 e 2008, i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. Va sottolineato, per ciascuna prestazione, un sostanziale rispetto degli standard.

TAV. 3.50

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

Anni 2007-2008

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2007 NUMERO DI RICHIESTE	ANNO 2007 TEMPO MEDIO EFFETTIVO	ANNO 2007 NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI	ANNO 2008 NUMERO DI RICHIESTE	ANNO 2008 TEMPO MEDIO EFFETTIVO	ANNO 2008 NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per lavori semplici	15 giorni lavorativi	265.788	5,4	5.032	239.729	5,4	2.801
Preventivazione per lavori complessi	40 giorni lavorativi	10.732	12,9	369	10.544	13,0	197
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	204.557	7,3	8.605	184.981	6,2	5.573
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	725.210	4,7	22.963	678.298	4,1	4.842
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	316.572	2,6	4.170	330.501	2,6	3.988
Riattivazione per morosità	2 giorni feriali	66.715	0,8	530	64.681	0,9	385
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	146.175	-	1.009	146.826	-	588
TOTALE	-	**1.735.749**	-	**33.822**	**1.640.560**	-	**18.374**

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Servizio di vendita del gas naturale

La tavola 3.51 evidenzia il numero complessivo di rettifiche di fatturazione gestite dai venditori nonché il tempo medio di attesa e il numero di indennizzi corrisposti. Anche per questa prestazione, soggetta a indennizzo automatico, si è riscontrato un rispetto dello standard fissato dall'Autorità con la delibera n. 168/04. Più nel dettaglio va sottolineato come il numero di indennizzi corrisposti sia lievemente maggiore dei casi di mancato rispetto per causa dell'esercente e come il tempo medio effettivo di attesa della rettifica di fatturazione, pur attestandosi al di sotto dello standard fissato dall'Autorità pari a 90 giorni solari, sia passato dai 22,93 giorni del 2007 ai 28,42 giorni del 2008.

La figura 3.16 presenta l'andamento, per il 2008, della gestione dei reclami scritti o delle richieste scritte di informazioni pervenuti ai venditori con più di 100.000 clienti finali, relativamente alla tipologia di utenza più diffusa, ovvero i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6.

TAV. 3.51

Rettifiche di fatturazione per clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

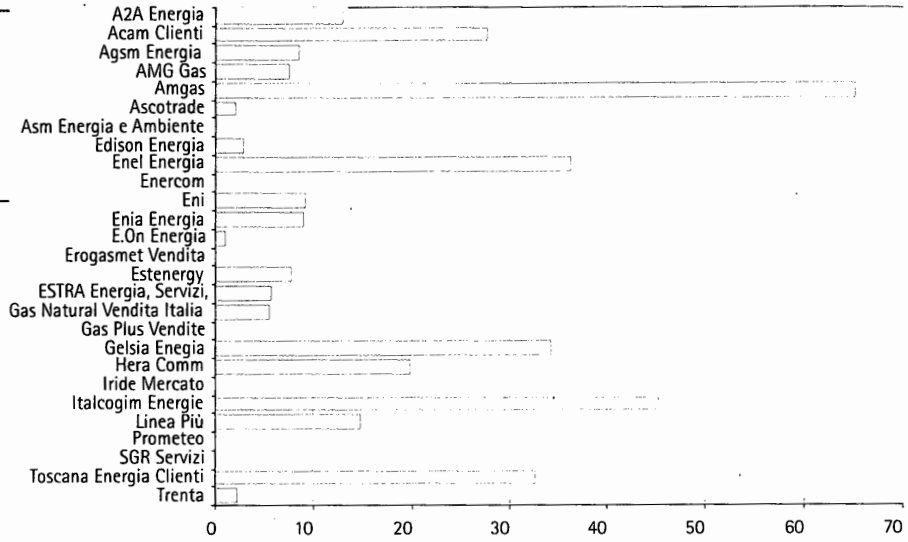
PRESTAZIONE	ANNO	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO FUORI STANDARD	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO INDENNIZZI AUTOMATICI
Rettifica di fatturazione	2006	90 giorni solari	125.858		15,9	1.897
	2007	90 giorni solari	88.939	926	22,9	1.016
	2008	90 giorni solari	48.064	1.345	28,4	1.412

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

FIG. 3.16

Tempo di risposta ai reclami dei clienti finali alimentati in BP e con gruppo di misura fino alla classe G6

Anno 2008; giorni



Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Qualità telefonica

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di gas è confluita in un unico *Testo integrato* (TIQV, approvato con la delibera dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08) per i settori gas ed elettrico. Pertanto, essendo la regolazione bisettoriale, le *performance* ottenute dalle imprese di vendita di gas in tema di qualità dei *call center* dei venditori (già disciplinata con la delibera 19 giugno 2007, n. 139/07) sono descritte e illustrate nel paragrafo relativo alla qualità del settore elettrico (vedi il Capitolo 2 di questo Volume).

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

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Nel periodo 1° ottobre 2007 – 30 settembre 2008, quarto anno di attuazione della delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, gli impianti di utenza nuovi accertati sono più di 450.000 (Tav. 3.52). Ancora una volta l'attuazione del regolamento emanato dall'Autorità ha prodotto effetti significativi; infatti, anche per l'anno termico 2007-2008 si registra un incremento del nume-

ro degli accertamenti effettuati rispetto all'anno precedente, pari al 5%.

Più specificatamente si osserva che circa il 96% degli impianti ha ottenuto subito l'approvazione all'attivazione, in esito a un positivo riscontro di tutta la documentazione richiesta dalla legge n. 46 del 5 marzo 1990. Di contro, quasi 18.074 primi accertamenti hanno invece dato esito negativo, determinando la necessità di un nuovo accertamento; i distributori, infatti, 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. Va comunque segnalato che il numero di accertamenti con esito negativo registra, per il primo anno termico, una significativa flessione rispetto all'anno termico 2006-2007, pari all'8% circa. Inoltre si è registrata una percentuale degli accertamenti impediti per mancato invio della documentazione richiesta, circoscritta al 4%. Nelle tavole contenenti i riepiloghi dei dati commentati è evidenziata la ripartizione in funzione sia della tipologia dell'impianto di utenza sia della dimensione dei distributori di gas.

TAV. 3.52

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

Anno termico 2007-2008

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 34,8 kW	411.109	16.484	16.090
> 34,8 kW e ≤ 116 kW	32.662	1.782	1.533
> 116 kW	8.106	500	451
TOTALE	451.877	18.766	18.074

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.53

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

Anno termico 2007-2008

DISTRIBUTORI	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grandi	340.767	15.405	14.906
Medi	93.959	2.833	2.641
Piccoli	17.151	528	527
TOTALE	**451.877**	**18.766**	**18.074**

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

Qualità del trasporto

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, l'Autorità ha approvato le disposizioni generali in tema di qualità del gas naturale al fine di favorire una regolazione più puntuale della misura del PCS e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva; inoltre stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità. Ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura, il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la

delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Anche per l'anno termico 2007-2008 i trasportatori di gas naturale hanno fornito le informazioni relative ai punti di misura di un'area omogenea di prelievo (AOP) e ai punti di misura in ingresso della rete di trasporto. In particolare si evidenzia che i punti sono dotati di 147 gascromatografi di cui 123 risultano di proprietà dei trasportatori e 24 di proprietà di terzi.

Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

In ottemperanza al comma 3.3 della delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03, 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 2007 al 30 settembre 2008. Il numero totale delle denunce di sinistro è stato pari a 45.

Dalla rilevazione statistica degli incidenti da gas combustibile, elaborata dal CIG in ottemperanza alla delibera n. 168/04, per l'anno termico 2007-2008 risultano 157 sinistri a valle del punto di consegna, riconducibili alla definizione di cui alla delibera n. 152/03. Va comunque evidenziata una diminuzione dei sinistri pari all'8% circa rispetto all'anno termico 2006-2007.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità e l'Istat hanno stipulato 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. Per i servizi gas, l'indagine raggiunge oltre 187.000 famiglie, monitorando a livello regionale la soddisfazione delle stesse relativamente agli aspetti oggetto di regolazione della qualità come, per esempio, la frequenza di lettura dei contatori, la comprensibilità della bolletta e il giudizio sull'informazione riguardo ai servizi. Si tratta di un'indagine iniziata nel 1998 e ripetuta ogni anno: a tal proposito si evidenzia che non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004, in quanto dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 l'indagine veniva svolta nel corso del mese di novembre. Per gli aspetti di natura generale si rimanda al paragrafo del Capitolo 2, relativo alla rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici della qualità del settore elettrico.

Nel 2008 il livello generale di soddisfazione dell'utenza rispetto all'anno passato ha subìto una flessione di 2,5 punti percentuali. A eccezione dell'anno 2007, negli ultimi anni è stata registrata una progressiva diminuzione del grado di soddisfazione complessiva (Tav. 3.54).

TAV. 3.54

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	2008
Nord-Ovest	94,9	95,0	94,6	94,7	95,4	94,7	94,7	92,9	94,2	92,4
Nord-Est	94,5	94,8	94,0	94,5	93,1	94,3	92,3	91,5	91,1	88,1
Centro	94,3	95,7	94,9	94,3	95,0	94,6	92,9	92,7	93,7	91,6
Sud	94,5	95,1	94,9	96,0	94,0	93,9	92,5	92,9	94,0	90,6
Isole	89,6	95,6	91,5	96,3	94,6	90,8	95,3	93,3	93,4	92,0
Italia	**94,5**	**95,2**	**94,5**	**94,9**	**94,6**	**94,3**	**93,4**	**92,6**	**93,4**	**90,9**

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2008.

TAV. 3.55

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio del gas

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

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Frequenza lettura	86,1	86,9	85,7	82,9	82,4	81,0	78,5	80,9	82,0	78,6
Comprensibilità bolletta	80,2	81,5	79,6	80,4	78,4	77,0	74,4	74,4	75,2	69,5
Informazioni sul servizio	79,4	81,1	79,5	79,0	77,3	75,8	72,9	73,2	74,8	69,2
Soddisfazione globale	**94,5**	**95,2**	**94,5**	**94,9**	**94,6**	**94,3**	**93,4**	**92,6**	**93,4**	**90,9**

Fonte: Indagine multiscopo Istat, anni 1998-2008.

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta

Redazione

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

Allea S.r.l.

Progetto grafico

Imago Media S.r.l.

Stampa e diffusione

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.a.
Stabilimento Salario – Roma

PAGINA BIANCA

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2009

VOLUME II Attività svolta

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Alessandro Ortis	*presidente*
Tullio Fanelli	*componente*

1. Indirizzi di politica energetica e rapporti istituzionali

PAGINA BIANCA

Evoluzione della legislazione europea

Nell'anno appena trascorso il dibattito a livello europeo e fra le istituzioni comunitarie si è concentrato sui due principali pacchetti di misure proposti dalla Commissione europea per il completamento del mercato interno (il c.d. "terzo pacchetto") e per il contenimento delle emissioni di carbonio (il c.d. "pacchetto 20-20-20"), che rappresentano lo sviluppo coerente del Piano d'azione per l'energia 2007-2009, adottato dagli Stati membri in occasione del Consiglio europeo di marzo 2007. Inoltre la Commissione, sempre su mandato del Consiglio, ha pubblicato nel novembre 2008 un riesame strategico complessivo di medio e lungo termine della politica energetica europea.

Il dibattito sul "terzo pacchetto" per il mercato interno

Il "terzo pacchetto" di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas, reso pubblico dalla Commissione europea il 19 settembre 2007, è articolato in 5 proposte legislative che contengono emendamenti alle Direttive del 2003 per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas (Direttiva CE/54/03 e Direttiva CE/55/03) e ai Regolamenti elettrico e gas

(rispettivamente 1228/03 e 1775/05), oltre che un nuovo Regolamento che istituisce l'Agenzia europea dei regolatori dell'energia. Per una illustrazione dettagliata delle proposte si rinvia alla *Relazione Annuale* dello scorso anno.

L'adozione del "terzo pacchetto" ha richiesto la procedura di codecisione che coinvolge al contempo il Parlamento e il Consiglio europeo. Nell'estate 2008 il Parlamento europeo ha concluso il dibattito in prima lettura e nell'ottobre 2008 è stato raggiunto un accordo politico in sede di Consiglio, ratificato poi da una posizione comune adottata nel gennaio 2009. Il trilogo interistituzionale fra Commissione, Parlamento e Consiglio avviato nella primavera 2009 ha permesso un raccordo delle rispettive posizioni e quindi il voto in seconda lettura da parte del Parlamento europeo nell'aprile 2009. L'adozione finale del pacchetto di misure è prevista nel secondo semestre 2009 con l'approvazione definitiva da parte del Consiglio.

Il nuovo quadro regolatorio europeo derivante dall'adozione del "terzo pacchetto" di misure per il mercato interno sarà caratterizzato in sintesi da:

- nuove misure di separazione delle reti dei sistemi di trasmissione dalla produzione e dalla fornitura di energia elettrica e gas con clausole di reciprocità per i Paesi membri e di salvaguardia nei confronti di possibili investimenti di Paesi terzi;
- un rafforzamento sostanziale delle competenze, dei poteri e dell'indipendenza dei regolatori nazionali;
- la creazione di un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia a tutela dell'interesse pubblico, volta a favorire l'armonizzazione dei mercati nazionali e a colmare il gap regolatorio sulle questioni transfrontaliere;
- la creazione di organismi europei di cooperazione fra i gestori di reti di trasporto di energia elettrica e gas (ENTSO – *European Network Trasmission system Operators*) per lo sviluppo e la gestione delle reti nell'ottica di una rete unica europea;
- la definizione di Codici di rete europei per la gestione armonizzata dei diversi aspetti tecnici e di mercato della trasmissione e di piani di investimento decennali per le reti europee.

I principali nodi del dibattito fra istituzioni comunitarie svoltosi nell'anno appena trascorso hanno riguardato: la separazione effettiva delle reti di trasporto e le connesse clausole di reciprocità e salvaguardia; l'indipendenza e i poteri dei regolatori nazionali; il ruolo e la *governance* dell'Agenzia dei regolatori; il processo di adozione di Codici di rete europei; il ruolo degli organismi di cooperazione fra gestori di rete. Su questi e altri punti il Parlamento europeo e il Consiglio, rispettivamente in prima lettura e in sede di posizione comune, hanno raggiunto posizioni anche significativamente divergenti poi composte in sede di trilogo interistituzionale.

Le proposte per una separazione effettiva delle reti elaborate dalla Commissione, che proponeva l'alternativa fra la separazione proprietaria e la creazione di un gestore di rete indipendente secondo il modello *Independent System Operator* (ISO)[1], sono state oggetto di un intenso dibattito creando fra Stati membri schieramenti contrapposti. A fine gennaio 2008 Francia, Germania e altri 6 Stati membri si sono ufficialmente fatti portavoce di una proposta alternativa, la c.d. "terza via" (*Independent Trasmission Operator* – ITO) basata su un modello di separazione societaria e funzionale supportato da severe regole di *governance* e con un ruolo molto pervasivo di garanzia e controllo da parte del regolatore nazionale[2]. Nel primo semestre 2008 il lavoro congiunto di mediazione della Presidenza di turno slovena e della Commissione sulla definizione di una soluzione ITO con maggiori garanzie di indipen-

1 Secondo il modello ISO, il gestore di rete indipendente deve essere separato dalla nuda proprietà della rete, che può restare in capo all'impresa verticalmente integrata purché separata legalmente e funzionalmente dalle altre attività. La scelta operata dalla Commissione è quindi per un modello di *deep* ISO in cui all'operatore di rete sono attribuite tutte le competenze per la gestione, la manutenzione e l'investimento nella rete. 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.

2 Nel modello ITO, gli operatori verticalmente integrati possono mantenere la proprietà della rete di trasporto delegandone la gestione operativa a una filiale con *management* indipendente, uffici e *brand* distinto in grado di pianificare gli investimenti necessari e con una certa disponibilità di risorse finanziarie, ma pur sempre soggetta, sotto il profilo finanziario, all'approvazione della casa madre. L'ITO definisce ogni 2 anni un piano di investimenti decennali soggetto ad approvazione da parte del regolatore previa consultazione pubblica. Nel disegno dell'ITO, al regolatore sono attribuiti: un potere di controllo indiretto (*i.e.* veto) sulle nomine degli organi di governo dell'impresa, cioè l'*Executive Board* (organo di gestione) e il *Supervisory Board* (organo di supervisione), oltre che il potere di imporre, laddove necessari, investimenti urgenti, verificati attraverso un opportuno processo di consultazione, anche utilizzando finanziamenti di terzi. A garanzia dell'equo e trasparente accesso dei terzi alle infrastrutture di trasporto viene definito un *Compliance Programme*, approvato dal regolatore nazionale (dotato di poteri di sanzione nel caso di mancato rispetto) che viene garantito da un *Compliance Officer* indipendente nominato dall'*Executive Board* dell'ITO.

denza dell'operatore del sistema di trasmissione (*Transmission System Operator* – TSO), ha condotto a un accordo politico perfezionato poi dal Consiglio europeo di ottobre. Questo in sintesi include l'opzione ITO quale una delle 3 opzioni per una separazione effettiva delle reti per ambedue i settori, soggetta però a verifica in termini di reale indipendenza dei TSO entro 2 anni. Il Parlamento europeo in prima lettura ha invece optato per un diverso trattamento per i due settori: separazione proprietaria netta senza alternative per l'energia elettrica e alternativa fra i 3 modelli di separazione per il gas.

Il trilogo interistituzionale fra Parlamento, Consiglio e Commissione nella primavera 2009 ha condotto a soluzioni di compromesso sui diversi punti aperti e sgomberato la strada all'approvazione del pacchetto entro fine legislatura. Il 31 marzo 2009 la Commissione ITRE (*Industry Trade Research and Energy*) del Parlamento europeo ha approvato il compromesso che è stato poi votato in seconda lettura dall'assemblea plenaria il 22 aprile. L'accordo raggiunto prevede la possibilità per gli Stati membri di scegliere, in ambedue i settori, fra le 3 opzioni previste per la separazione delle reti di trasporto dalle attività di fornitura (separazione proprietaria, ISO e ITO). Il ruolo dei regolatori nazionali nel monitoraggio e nell'implementazione effettiva delle soluzioni alternative alla separazione proprietaria resta importante in particolare per quanto riguarda l'ITO. Nell'attuazione effettiva di questa opzione che disegna una soluzione senza precedenti, il regolatore, oltre ad approvarne il piano di investimenti decennale, svolgerà un ampio e oneroso ruolo di controllo in particolare per quanto riguarda gli investimenti nella rete, il loro finanziamento e gli organi di governance e garanzia dell'ITO.

Le misure di separazione effettiva delle reti di trasporto sono accompagnate, all'interno dell'Unione europea, da una clausola di reciprocità per i Paesi che optano per la separazione proprietaria: questa prevede il divieto di controllo di un TSO separato proprietariamente da parte di operatori della generazione/fornitura di altri Paesi membri. Quanto all'estensione del divieto di controllo dei gestori di rete da parte di investitori di Paesi terzi (un altro aspetto controverso nel dibattito intercorso), tale norma è stata mantenuta ma demandata in ultima istanza alle singole Autorità di regolazione degli Stati membri, previo parere della Commissione sulla base anche di criteri di sicurezza.

Per il GNL e lo stoccaggio, l'accordo raggiunto rafforza la separazione funzionale mentre mantiene la possibilità di scelta, da parte degli Stati membri, tra accesso regolato e negoziato.

Per quanto riguarda le nuove infrastrutture nel pacchetto approvato, permane la possibilità di esenzione dall'accesso dei terzi accordata dai regolatori nazionali con il vaglio della Commissione. Per infrastrutture che attraversano più Stati membri, nel caso di mancanza di accordo fra regolatori nazionali o su loro richiesta, la decisione è demandata all'Agenzia di cooperazione dei regolatori. Relativamente ai regolatori nazionali, il pacchetto approvato, soprattutto grazie all'azione del Parlamento europeo afferma il principio dell'indipendenza anche dal potere politico, sottolinea il ruolo dell'autonomia finanziaria e amplia significativamente le competenze e i poteri allineandoli a quelli dei regolatori più avanzati in Europa, come, per esempio, quello italiano.

Come prevede il testo di accordo, l'Agenzia di cooperazione dei regolatori europei svolgerà un ruolo di primaria importanza nel coordinare e armonizzare l'azione dei regolatori nazionali. Anche se i suoi poteri decisionali restano limitati ai citati casi controversi relativi alle nuove infrastrutture, l'Agenzia avrà funzioni primariamente consultive ma di ampia portata nella definizione del quadro regolatorio europeo degli anni a venire, con particolare riferimento al processo di definizione dei Codici europei di rete. L'Agenzia, su invito della Commissione, emana infatti le *Linee guida* non vincolanti a cui i Codici europei proposti dagli ENTSO dovranno adeguarsi per essere approvati. Essa ne verifica la conformità ed eventualmente ne raccomanda l'adozione vincolante da parte della Commissione. Nel testo approvato relativamente ai meccanismi di *governance* dell'Agenzia viene riconosciuto, infine, un ruolo al Parlamento europeo che amplia la base di rendicontazione della nuova istituzione.

L'accordo raggiunto fra Parlamento e Consiglio introduce nel pacchetto significative misure volte a rafforzare la tutela e i diritti dei consumatori in materia di *switching*, rimborsi, risoluzione delle controversie, informazione e trasparenza delle fatturazioni, consumatori vulnerabili o disagiati.

Il "pacchetto 20-20-20" approvato dal Consiglio e dal Parlamento europeo

Nel gennaio 2008 la Commissione europea ha presentato il c.d. "pacchetto 20-20-20" o *Green Package* ovvero le misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere nel 2020 simultaneamente l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili (20% sul totale dei consumi di energia con un minimo del 10% per l'utilizzo di biocombustibili nel trasporto) e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-20% rispetto al livello del 1990). Il *Green Package* risponde agli impegni presi dal Consiglio europeo nel marzo 2007 in materia e comprende principalmente le seguenti misure:

- proposta di revisione della Direttiva 2003/87/EC sull'*Emission Trading*[3] (EU ETS);
- proposta di decisione del Parlamento europeo e del Consiglio per la riduzione delle emissioni per i settori non soggetti all'EU ETS (*Effort Sharing*);
- proposta di Direttiva per la promozione dell'utilizzo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili;
- proposta di Direttiva sullo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (CCS).

La procedura di adozione delle proposte della Commissione è stata quella della codecisione che ha richiesto un accordo fra Consiglio e Parlamento europeo. Nel corso del 2008 si è sviluppato un intenso dibattito e, grazie anche all'impegno profuso dalla Presidenza francese dell'Unione europea, di turno nel secondo semestre, si è arrivati nel dicembre 2008 al voto in Parlamento del testo approvato dal Consiglio.

Mentre per un descrizione dettagliata delle proposte si rinvia alla *Relazione Annuale* dello scorso anno, si dà conto di seguito delle principali caratteristiche dell'accordo raggiunto fra il Consiglio e il Parlamento in materia di riduzione delle emissioni e di obiettivi per le energie rinnovabili.

La nuova Direttiva EU ETS, che sarà in vigore dal 2013 al 2020, in sintesi:

- definisce il target di riduzione del 21% delle emissioni di CO_2 nel 2020 rispetto alle emissioni del 2005 a livello dell'Unione europea, con l'impegno di aumentare la riduzione delle emissioni complessive al 30% a condizione che al prossimo negoziato UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) di Copenhagen (post Kyoto) gli altri Paesi sviluppati e i Paesi con economie in grande crescita (Cina, India, Brasile, Sudafrica e Messico) assumano impegni di riduzione delle emissioni;
- assegna con asta l'88% dei permessi totali a pagamento agli Stati membri sulla base delle emissioni effettive del 2005; il 10% dei permessi viene redistribuito dai Paesi a più elevato reddito *pro capite* ai Paesi a più basso reddito e il rimanente 2% viene assegnato agli Stati membri che nel

3 L'attuale sistema europeo di scambio delle emissioni di gas a effetto serra, in vigore sino al 2012, impone alle imprese di restituire i diritti di emissione equivalenti alle loro emissioni di CO_2, assegnati per lo più a titolo gratuito dagli Stati membri, previa approvazione dei piani nazionali di allocazione da parte della Commissione; istituisce inoltre un mercato di scambio di detti diritti. Le imprese che investono per ridurre le emissioni fruiscono quindi 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 CO_2 e del 40% delle emissioni totali di gas a effetto serra dell'Unione europea (il restante 60% è relativo agli altri settori industriali e viene coperto dall'*Effort Sharing*, vedi oltre). Da una revisione del sistema ETS in vigore (Direttiva 2003/87/EC) è emersa l'esigenza di rafforzarlo e adeguarlo ai nuovi obiettivi. L'iniziale efficacia del sistema attuale si è infatti ridotta perché nella prima fase (2005-2007) i permessi sono stati concessi generosamente. La struttura del sistema, con i piani nazionali di assegnazione, inoltre, 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 efficacia rispetto all'obiettivo di riduzione delle emissioni.

2005 avevano raggiunto una riduzione del 20% rispetto al 1990 (*i.e.* Stati membri dell'Est Europa); ovvero il 12% dei permessi viene assegnato con finalità redistributive;

- stabilisce aste a titolo oneroso per l'assegnazione completa dei permessi di emissione al settore termoelettrico con possibili deroghe per Paesi con PIL *pro capite* basso e in cui la generazione elettrica dipende per oltre il 30% da un singolo combustibile fossile;
- attribuisce una quota del 20% dei permessi da assegnare a titolo oneroso ai settori industriali non soggetti a *carbon leakage* nel 2013 e che dovrebbe salire al 70% nel 2020 per raggiungere il 100% nel 2027;
- prevede che la Commissione identifichi entro il dicembre 2009 la lista dei settori *energy intensive* soggetti a *carbon leakage* sulla base di criteri definiti (*i.e.* percentuale sul valore aggiunto di costi diretti e indiretti conseguenti all'applicazione della Direttiva ed esposizione internazionale del fatturato) ai quali vengono assegnate quote gratuite fino al 100%;
- prevede che i crediti derivanti dai progetti CDM/JI (*Clean Development Mechanisms* e *Joint Implementation*)[4] potranno essere utilizzati, accanto ai crediti ETS, anche nella terza fase della Direttiva ETS fino a un massimo del 50% della riduzione complessiva delle emissioni a livello dell'Unione europea nel periodo 2008-2020; per i settori già soggetti alla Direttiva ciò corrisponde a circa 1,6 miliardi di crediti.

Per i settori non soggetti all'EU ETS, il testo della decisione approvato conferma la proposta di un obiettivo di riduzione delle emissioni a livello dell'Unione europea del 10% rispetto al 2005, con ripartizione dell'obiettivo tra gli Stati membri in base al PIL *pro capite*. Questo prevede inoltre la possibilità di utilizzare i crediti derivanti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto fino al 3% delle emissioni verificate nel 2005. Tuttavia i Paesi con un target di riduzione o di aumento fino al 5% nell'ambito della decisione *Effort Sharing*[5] potranno utilizzare un credito addizionale dell'1% per progetti realizzati nei Paesi in via di sviluppo (*i.e.* Austria, Finlandia, Danimarca, Italia, Spagna, Belgio, Lussemburgo, Portogallo, Slovenia, Irlanda, Cipro e Svezia).

La Direttiva riguardante energie rinnovabili per raggiungere l'obiettivo del 20% dei consumi energetici entro il 2020 ripartisce l'onere fra gli Stati membri con precisi obiettivi nazionali. La proposta di ripartizione dell'onere prevede che il 50% dello sforzo aggiuntivo venga ripartito equamente tra gli Stati membri, mentre l'altra metà venga modulata in base al PIL *pro capite*. Inoltre gli obiettivi vengono modificati per tenere conto di una 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. Al centro del dibattito politico in sede di Consiglio sono stati i temi dell'onere complessivo degli obiettivi per gli Stati membri, la flessibilità degli obiettivi e le clausole di revisione. Nell'accordo raggiunto fra Consiglio e Parlamento europeo nel dicembre 2008:

- l'obiettivo generale al 2020, così come i singoli obiettivi nazionali, sono vincolanti e confermati; gli obiettivi intermedi inseriti nella proposta della Direttiva diventano invece indicativi e sono collegati a Piani d'azione nazionali;
- gli Stati membri dovrebbero poter contribuire allo sforzo complessivo dell'Unione europea nel settore delle energie rinnovabili, anche fuori dai propri confini, tramite un sistema di cooperazione fra Stati membri e con i Paesi della Comunità energetica del Sud-Est Europa, disegnato in modo tale da non interferire con i meccanismi di incentivazione nazionali;
- è prevista una clausola di revisione della Direttiva nel 2014 che riguarda in particolare il funzionamento dei meccanismi di cooperazione fra Stati membri per il raggiungimento degli obiettivi (ovvero la possibilità di scambiare fra loro energia prodotta da fonti rinnovabili, contabilizzandola nel Paese di acquisto). La clausola non potrà tuttavia modificare l'obiettivo generale al 2020, né i sotto obiettivi nazionali che restano vincolanti;
- gli Stati membri devono garantire l'accesso prioritario o la garanzia di accesso alla rete all'energia prodotta da fonti

4 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 quelli in via di sviluppo, nel quadro degli investimenti per lo sviluppo pulito (CDM). È anche prevista l'attuazione congiunta per i progetti riguardanti altri Paesi industrializzati nel quadro degli obiettivi di Kyoto.

5 Proposta di riduzione delle emissioni per i settori non soggetti al meccanismo EU ETS.

rinnovabili e poter richiedere che siano i gestori dei servizi di trasmissione e distribuzione a sostenerne i costi;

- le esenzioni rispetto agli obiettivi sono previste solo per casi di forza maggiore e nel caso che la percentuale di combustibile per l'aviazione nell'*energy mix* sia superiore del 150% della media dell'Unione europea.

Second Strategic Energy Review

Il 13 novembre 2008 la Commissione, su mandato del Consiglio, ha pubblicato un ampio riesame strategico della politica energetica europea in un'ottica di medio-lungo periodo, il *Second Strategic Energy Review* (SER II), che affronta primariamente il tema della sicurezza energetica e definisce le priorità in tema di politica energetica nel medio-lungo periodo. Il primo *Strategic Energy Review*, avviato nel 2006, aveva posto le basi per lo sviluppo della nuova politica per l'energia e l'ambiente, condivisa dal Consiglio del marzo 2007 e articolata attorno agli obiettivi di sostenibilità, competitività e sicurezza delle forniture. Per implementare tali obiettivi la Commissione ha avanzato, fra il settembre 2007 e il gennaio 2008, nuove proposte legislative che hanno impegnato per gran parte dell'anno le istituzioni comunitarie nel dibattito per la loro approvazione. Tra queste, le misure per l'implementazione ulteriore del mercato interno ("terzo pacchetto"), la definizione di nuovi obiettivi vincolanti per le energie rinnovabili, le emissioni di gas serra e i provvedimenti volti alla riduzione dei consumi energetici (il c.d. "pacchetto 20-20-20"), nonché il piano strategico per lo sviluppo di tecnologie energetiche pulite (*Strategic Energy Technology Plan*). Lo stesso Consiglio del marzo 2007 invitava la Commissione a pubblicare annualmente una revisione strategica della politica energetica europea.

Il tema della sicurezza energetica è al centro del SER II in quanto nel medio-lungo termine l'integrazione dei mercati e delle infrastrutture energetiche aumenta l'interdipendenza fra i Paesi e rende le soluzioni nazionali insufficienti. L'implementazione della strategia "20-20-20" orienta il sistema energetico europeo verso un'ampia varietà di approvvigionamenti da fonti non fossili e di infrastrutture più flessibili che richiedono un riesame attento del concetto stesso di sicurezza energetica. Infine, l'alto e crescente grado di dipendenza dalle importazioni richiede nel breve termine un'azione coordinata nella gestione delle crisi per diminuire la vulnerabilità del sistema Europa agli *shock* di forniture energetiche.

Gli elementi essenziali del riesame strategico della politica energetica della Commissione contenuti nel SER II sono riassunti nel Piano d'azione dell'Unione europea per la sicurezza e la solidarietà[6], una Comunicazione della Commissione articolata in 5 punti che riguardano:

- le priorità di sviluppo infrastrutturale per la diversificazione delle forniture;
- le relazioni esterne in ambito energetico;
- le riserve di petrolio e di gas e i meccanismi di risposta alle crisi;
- l'efficienza energetica;
- la valorizzazione delle risorse energetiche europee.

Relativamente al primo punto, la Commissione individua per gli anni a venire le 6 aree progettuali di intervento infrastrutturale

6 Il Piano d'azione proposto dalla Commissione è accompagnato da 12 documenti che affrontano diversi temi della sicurezza energetica europea nel medio-lungo periodo, fra cui anche il Libro verde *Verso una rete europea sicura, sostenibile e competitiva.*

prioritarie per garantire il grado di interconnessione richiesto da un mercato veramente integrato, e una diversificazione degli approvvigionamenti in modo tale da permettere l'attivazione di meccanismi di solidarietà fra stati nel caso di crisi energetiche:

- lo sviluppo di un *Piano di interconnessione del Baltico* comprendente gas, elettricità e stoccaggio da avviare nell'ambito di un vertice regionale da tenersi nella seconda metà del 2009;
- lo sviluppo di un *corridoio meridionale di trasporto del gas* per l'adduzione di forniture dal Medio Oriente e dalla regione del Caspio (e nel medio-lungo termine anche da altri Paesi fra cui l'Iran) per aumentare la sicurezza delle forniture gas all'Unione europea; il progetto prevede anche la possibilità di istituire un meccanismo di acquisto in blocco del gas caspico e sarà oggetto di una specifica Comunicazione al Consiglio e al Parlamento nel 2009;
- un *Piano d'azione per lo sviluppo del GNL* e di adeguata capacità di stoccaggio per garantire che tutti gli Stati membri, in particolare quelli attualmente dipendenti da un solo fornitore, abbiano accesso diretto o indiretto a questa importante opportunità di diversificazione delle forniture;
- il completamento dell'*anello Mediterraneo dell'energia*, che colleghi l'Europa con la sponda meridionale del Mediterraneo, attraverso connessioni gas ed elettricità, per aumentare la sicurezza e sfruttare il vasto potenziale della regione in materia di energia solare ed eolica; entro il 2010 è prevista una Comunicazione sui collegamenti mancanti;
- lo sviluppo di *interconnessioni Nord-Sud* di gas ed elettricità nell'Europa centrale e sud-orientale, rafforzando i propositi in tal senso della Comunità dell'energia del Sud-Est Europa, da attuare entro il 2010 nell'ambito del Piano di sviluppo decennale delle infrastrutture previsto dal "terzo pacchetto" energia in collaborazione con i regolatori e i gestori dei sistemi di trasporto;
- lo sviluppo di un *progetto di rete di trasmissione offshore nel Mare del Nord*, coerente con la Comunicazione sull'energia eolica allegata al SER II, per collegare tra loro le reti dell'elettricità dell'Europa nord-occidentale e inserirvi i numerosi progetti previsti in materia di energia eolica *offshore*.

Lo sviluppo e il finanziamento di questi interventi infrastrutturali, che si iscrive pienamente nella risposta dell'Unione europea all'attuale crisi finanziaria, richiederà negli anni a venire un impegno coordinato delle istituzioni comunitarie, dei regolatori, dei gestori di rete e di tutti i soggetti interessati, nonché la definizione di nuovi strumenti di intervento. In un apposito Libro verde, parte della documentazione SER II, la Commissione evidenzia infatti i limiti dell'attuale programma europeo per lo sviluppo delle infrastrutture, il *Trans European Energy Networks* (TEN-E), concepito per un'Europa più piccola con problematiche energetiche meno complesse, e propone dal 2010 un nuovo strumento per l'infrastruttura e la sicurezza energetica che si prefigga quali obiettivi: il completamento del mercato interno; lo sviluppo di una rete di trasmissione che permetta il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione europea in materia di energie rinnovabili; la sicurezza delle forniture.

Il secondo punto del Piano d'azione pone l'enfasi sulla necessità di sviluppare una politica energetica esterna comune coerente, efficace e funzionale agli sviluppi infrastrutturali sovracitati. È necessario pertanto rafforzare la collaborazione con l'Area economica europea e in particolare la Norvegia, oltre che con la Comunità energetica del Sud-Est Europa, cui potrebbero accedere in prospettiva importanti Paesi di transito e limitrofi all'Unione come la Turchia, la Moldavia e l'Ucraina. Con i Paesi produttori extra europei, in particolare la Russia e i Paesi del Caspio, è necessario che l'Unione europea sviluppi accordi di partenariato di ampia portata di mutuo interesse, data l'interdipendenza esistente fra bacini di produzione e di consumo. Sulla stessa linea è necessario rafforzare il dialogo con i Paesi africani e con i Paesi OPEC.

Il terzo punto del Piano d'azione, che affronta il tema dei meccanismi di risposta alle crisi di fornitura, propone una revisione della normativa europea sulle scorte petrolifere strategiche di emergenza in linea con i dettami dell'Agenzia internazionale dell'energia (AIE), nonché la pubblicazione, a cadenza regolare, dei dati sulle riserve commerciali di petrolio detenute dalle imprese europee; ciò per aumentare il livello di trasparenza del mercato e limitare speculazioni infondate. Il riesame dell'applicazione e dell'efficacia della Direttiva sulla sicurezza delle forniture di gas (2004/67/CE) evidenzia ampi margini di miglioramento (una sua revisione è prevista entro il 2010), in particolare relativamente all'armonizzazione della sicurezza degli approvvigionamenti e alle misure di emergenza a livello regionale e dell'Unione europea. Per fronteggiare casi di crisi viene esclusa la possibilità di imporre scorte strategiche obbligatorie per il gas, considerate troppo onerose rispetto ad altre misure

più flessibili basate sulla gestione coordinata e attenta degli stoccaggi, la diversificazione delle forniture, il ricorso mirato al GNL, i contratti interrompibili e il passaggio ad altri combustibili specialmente per la produzione di energia elettrica.

Il quarto punto del Piano riguarda l'efficienza energetica e in buona misura prospetta un rilancio delle misure volte a permettere ai Paesi dell'Unione europea ulteriori progressi verso l'obiettivo condiviso di un incremento del 20% dell'efficienza energetica entro il 2020. Il nuovo pacchetto propone una revisione della Direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia, l'etichettatura energetica degli elettrodomestici, nonché un'implementazione intensiva delle Direttive sull'ecodesign e la cogenerazione. È prevista anche una revisione della normativa fiscale sui prodotti energetici in questa chiave nonché, in collaborazione con la Banca europea degli investimenti, un rilancio degli strumenti finanziari per le energie sostenibili.

Infine, il quinto punto del Piano d'azione riguarda il sostegno e gli incentivi alla produzione delle risorse energetiche europee, che soddisfano comunque il 46% del fabbisogno, e in particolare le energie rinnovabili e a basso contenuto di carbonio. Per quanto riguarda le nuove tecnologie, il sostegno della Commissione va all'obiettivo di costruire, entro il 2015, 12 grandi impianti europei dimostrativi di cattura e stoccaggio di carbonio. Mentre l'opzione nucleare resta una scelta nazionale, la Commissione annuncia la revisione della normativa europea per l'armonizzazione e il rafforzamento delle regole di sicurezza nucleare.

Il *Second Stategic Energy Review* è stato approvato nel mese di febbraio 2009 dal Parlamento europeo. Votata a ridosso della soluzione dell'ennesima crisi del gas fra Russia e Ucraina, la relazione parlamentare approvata ha richiesto alla Commissione e alla Presidenza di turno dell'Unione europea: una maggiore attenzione anche politica allo sviluppo dei corridoi di approvvigionamento con la regione del Mar Caspio; una revisione della Direttiva del 2004 sulla sicurezza degli approvvigionamenti gas; l'integrazione e il completamento della rete europea del gas; l'introduzione di clausole di salvaguardia negli accordi con i Paesi produttori e di transito extra Unione europea. La relazione parlamentare ha anche richiesto l'integrazione nella nuova politica energetica europea di obiettivi più ambiziosi in tema di cambiamento climatico al 2050 che prevedano: una riduzione dell'80% delle emissioni; una quota di energie rinnovabili del 60% sul mix energetico europeo; un incremento dell'efficienza energetica del 35%.

Il SER II è stato approvato dal Consiglio energia di febbraio 2008 e dal Consiglio europeo di marzo 2009.

Coordinamento internazionale

Nell'anno trascorso l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha mantenuto il suo impegno a livello internazionale per il perseguimento degli obiettivi strategici delineati nel Piano di lavoro triennale 2008-2010 quali: la realizzazione di mercati transnazionali dell'elettricità e del gas; il sostegno di scelte pro concorrenziali; l'armonizzazione delle regole a livello dell'Unione europea; il supporto di *best practice* e l'adozione di iniziative per la formazione di regolatori europei ed extra europei.

Nel prossimo futuro è atteso un rilevante e nuovo impegno per l'avviamento e lo sviluppo dell'Agenzia europea di regolazione. Quest'ultima è prevista: per consolidare la cooperazione e la codecisione dei regolatori nazionali, rafforzati come ruolo e indipendenza, per la soluzione di eventuali problematiche transfrontaliere; a sostegno dello sviluppo infrastrutturale continentale e dei collegamenti con le aree limitrofe dell'Unione europea; a promozione di progressi circa l'apertura, l'efficienza

e l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Il futuro dell'Agenzia dei regolatori nazionali potrà contare sia su esperienze positive, sia su iniziative da tempo proattivamente consolidate e assunte volontariamente dai regolatori nazionali; potrà infatti giovarsi di una tradizione di collaborazione e cooperazione già maturata nell'ambito del *Council of European Energy Regulators* (CEER), fondato nel 2000 proprio su iniziativa dell'Autorità italiana, e dell'*European Regulators' Group for electricity and gas* (ERGEG)[7] creato assieme alla Commissione europea.

Sempre con riferimento alla necessaria collaborazione internazionale, è bene ricordare altre realtà e opportunità alle quali si sta dedicando l'Autorità, nella solida convinzione di contribuire doverosamente a una valorizzazione del sistema Italia, che comprende il sostegno regolatorio agli interscambi energetici e alle penetrazioni industriali all'estero. Proprio per questi scopi, l'Autorità ha assunto alcuni impegni che integrano le missioni più strettamente nazionali. Alcuni esempi sono: la Presidenza delle Iniziative regionali (messe a punto con la Commissione) per le aree regionali cui appartiene l'Italia; la partecipazione attiva all'ECRB (*European Community Regulatory Board*), il consiglio dei regolatori della Comunità energetica del Sud-Est Europa; la guida di MEDREG (*Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation*), associazione dei regolatori del Mediterraneo per l'elettricità e il gas, fondata con sede in Roma (già considerata con ruolo di osservatore permanente dalla *Parliamentary Assembly of the Mediterranean*). Ultimamente l'Autorità sta rafforzando anche alcuni importanti rapporti bilaterali con colleghi di Paesi non Unione europea, molto importanti per i nostri collegamenti transfrontalieri (Turchia, Algeria, Ucraina, Albania, Montenegro ecc.) e sta avviando un interessante dialogo tecnico con l'Assemblea parlamentare dell'iniziativa centro-europea grazie alla presidenza della delegazione italiana. I dettagli su tali iniziative multilaterali e bilaterali sono di seguito illustrati.

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Risposta CEER-ERGEG alle proposte di politica energetica dell'Unione europea

Il 2008 è stato un anno di grandi riforme del mercato europeo dell'energia. Il settore energetico è stato infatti al primo posto nell'agenda politica della Commissione europea con particolare riferimento a: "terzo pacchetto"; liberalizzazione; pacchetto clima; SER II.

Nel 2008 i regolatori europei hanno creato un gruppo di lavoro dedicato, denominato *Energy Package Working Group* (ENP

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 su base volontaria da 10 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 loro composizione è quasi identica; una differenza importante tra i due organismi è che alle riunioni di ERGEG partecipa la Commissione europea con rappresentanti ad alto livello e che di tale associazione fanno parte tutti i regolatori dell'Unione europea.

WG), per seguire attentamente le negoziazioni in atto tra Parlamento europeo e Consiglio, oltre che per predisporre una serie di emendamenti tesi a migliorare le proposte legislative iniziali della Commissione, con l'obiettivo di rafforzare il ruolo dell'Agenzia come istituzione effettivamente preposta a prendere decisioni vincolanti su tutte le questioni trasfrontaliere. I regolatori sono anche fermamente convinti che una rapida adozione e una accurata implementazione del pacchetto energia siano le condizioni necessarie per raggiungere gli obiettivi generali di competitività, sostenibilità e sicurezza degli approvvigionamenti, fissati dall'Unione europea. I regolatori europei, anche al fine di promuovere presso i legislatori europei il raggiungimento di un accordo sul pacchetto energia in tempi brevi, hanno lanciato a ottobre 2008 una consultazione pubblica su un documento contenente alcune proposte da adottare nella fase immediatamente seguente all'approvazione del pacchetto stesso. Tale consultazione aveva a oggetto le seguenti tematiche: priorità per l'elaborazione dei Codici di rete, modalità per assicurare il coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* nel lavoro della costituenda Agenzia e proposte concrete per migliorare il coordinamento a livello regionale.

L'Autorità italiana è stata fortemente impegnata su questo fronte attraverso: la partecipazione a numerosi incontri con i deputati della Commissione ITRE del Parlamento europeo volti a illustrare gli aspetti tecnici e regolamentari delle proposte; il distacco, nei primi 6 mesi del 2008, di un proprio funzionario presso il Segretariato CEER a Bruxelles, anche per dare supporto in maniera continua alla delegazione italiana dell'*Energy Working Party* del Consiglio europeo.

Nel 2008 è stato anche avviato il dibattito sul "pacchetto clima" approvato e pubblicato dalla Commissione europea a gennaio con lo scopo di realizzare, attraverso le misure proposte, gli obiettivi "20-20-20" concordati nel 2007 (cioè raggiungere entro il 2020: il 20% di produzione di energia da fonti rinnovabili, ridurre del 20% l'emissione di anidride carbonica e aumentare del 20% l'efficienza energetica) e prefissati l'anno prima. A maggio 2008 il CEER ha pubblicato un documento per esprimere un parere sulle proposte della Commissione incluse nel pacchetto clima, in particolare la proposta per il nuovo *Emission Trading Scheme* (ETS) e quella sulle rinnovabili. La proposta di raggiungere il 20% di produzione di energia da fonti rinnovabili richiederà un forte aumento degli investimenti in nuovi impianti di produzione e il potenziamento della rete di trasporto: il CEER ha espresso alcune perplessità sulla priorità di accesso incondizionato alla rete per l'energia elettrica proveniente da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e ha chiesto, invece, che sia posto in essere un approccio più flessibile che consenta agli Stati membri di tenere in considerazione le specificità locali per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. I regolatori hanno anche pubblicato un rapporto su tutti i meccanismi di supporto alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica esistenti nei vari Stati membri (*CEER Status Review of Renewables and Energy Efficiency Support Schemes in the EU*). Dal rapporto si evince che esistono considerevoli diversità relative sia alle modalità sia al livello dei meccanismi di sostegno per le energie rinnovabili. La maggior parte dei Paesi membri ha scelto lo schema di *feed-in-tariff*, la minoranza i certificati verdi. La valutazione che ne deriva sull'efficacia e sui costi dei due differenti meccanismi dipende evidentemente dai criteri usati.

I regolatori europei hanno condiviso l'analisi e le raccomandazioni della Commissione, formulata al fine di migliorare la sicurezza energetica dell'Unione europea, così come espresse nel SER II. A febbraio 2009 il CEER ha pubblicato il proprio contributo[8] alla consultazione della Commissione in cui sottolinea l'importanza di concludere le procedure di adozione del "terzo pacchetto" e la necessità di avere dei Codici legalmente vincolanti. Il CEER, inoltre, afferma che qualunque aggregazione regionale dei gestori di rete deve avere come precondizione l'*unbundling* effettivo della rete. Il CEER condivide l'obiettivo della Commissione di usare tutte le misure possibili e *cost-effective* per sviluppare l'utilizzo di risorse energetiche proprie dell'Unione europea.

Per quel che riguarda gli aspetti relativi alla politica energetica estera europea ai quali fa riferimento la Commissione europea, il CEER condivide il bisogno dell'Unione europea di rafforzare il suo peso collettivo attraverso la *single voice*, necessaria per creare certezza regolatoria e per stimolare gli investimenti. Il CEER è consapevole dell'importanza della dimensione internazionale; infatti dal 2007 ha creato un Gruppo di lavoro

8 Si veda il documento *CEER response to:*

- *the European Commission's Communication "Second Strategic Energy Review - An EU Energy Security and Solidarity Action Plan";*
- *the European Commission's Consultation on the Green Paper "Towards a secure, sustainable and competitive European Energy Network";*
- *the European Commission's Communication on Directive 2004/67/EC (concerning measures to safeguard security of natural gas supply).*

specifico, denominato *International Strategy Group* (ISG), per seguire la cooperazione internazionale sia tra i regolatori al di fuori dell'Unione europea sia tra le associazioni regionali di regolatori. Le attività di questo gruppo sono focalizzate maggiormente sullo scambio di informazioni su varie esperienze di regolazione e relative all'*institutional building*. I lavori dell'ISG nel 2008 si sono concentrati maggiormente su 3 aree: sostegno alla politica europea per assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti; supporto alla diffusione dell'*acquis* comunitario; avviamento del dialogo con gli altri regolatori nel mondo. All'interno di questo gruppo l'Autorità italiana ha assunto un ruolo chiave grazie al suo impegno in iniziative come MEDREG e IERN (*International Energy Regulators Network*) (vedi oltre) e alla partecipazione nei progetti di gemellaggio (l'ultimo in corso è con il regolatore ucraino NERC – *National Electricity Regulatory Commission*). Le associazioni regionali di regolatori con le quali l'ISG ha collaborato nel 2008 sono ARIAE (*Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*) e AFUR (*African Forum for Utility Regulators*). L'ISG è stato anche l'interfaccia europea per l'organizzazione della tavola rotonda tra regolatori dell'Unione europea e degli Stati Uniti che viene organizzata due volte l'anno. L'ultima si è svolta a New Orleans a novembre 2008.

Anche nel 2008 i regolatori europei, tra cui l'Autorità, hanno fornito alla Commissione i dati dei propri mercati nazionali necessari alla preparazione del *Rapporto Annuale* di monitoraggio del funzionamento dei mercati dell'energia previsto dalle due Direttive 2003/54/CE e 2003/55/EC: *ERGEG 2008 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework*. Il *Rapporto Annuale*, datato dicembre 2008, mette in evidenza: la mancanza quasi assoluta di concorrenza nei mercati al dettaglio di gas ed elettricità; il persistere di un livello insufficiente di *unbundling* delle reti di trasmissione e trasporto di energia elettrica e gas (che rimane un ostacolo importante al dispiegarsi effettivo della concorrenza e alla sicurezza degli approvvigionamenti); un'interferenza politica nel lavoro dei regolatori nazionali che danneggia l'efficacia del loro operato ed è dannosa per lo sviluppo di veri e propri mercati concorrenziali.

Iniziative regionali

È proseguita nel corso del 2008 l'attività di coordinamento e integrazione dei mercati all'ingrosso nell'ambito dell'iniziativa regionale per i mercati elettrici (ERI), avviata nel 2006 dall'ERGEG. In particolare, nella regione Centro-Sud, 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, si è operato su due fronti principali: il consolidamento e il miglioramento delle procedure di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera, il completamento del processo di integrazione dal punto di vista della *governance* del sistema.

In particolare, con riferimento alle modalità di allocazione, è stata riconfermata l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera attraverso aste esplicite gestite congiuntamente dalla società Terna (Rete elettrica nazionale) e dal gestore di rete di ciascuno dei Paesi confinanti; inoltre è stato reso operativo un meccanismo per la riassegnazione dei diritti di trasporto non nominati dagli operatori titolari (*Use it or sell it*).

Per quanto riguarda il futuro, i regolatori della regione hanno confermato la volontà di passare a un meccanismo basato su asta implicita per l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica del giorno prima. In questo contesto si inserisce il *Memorandum of Understanding* firmato del Gestore del mercato elettrico italiano (GME) e dalla società che gestisce la Borsa elettrica della Slovenia per l'avvio di un progetto pilota di *market coupling* delle due frontiere.

Infine, per quanto riguarda la *governance* il dibattito si è concentrato sulla modalità di attivazione e di funzionamento del *Single Auction Office* per garantire il coordinamento regionale previsto dalle *Linee guida* della Commissione europea per l'allocazione congiunta dei diritti di trasporto transfrontalieri. Operativamente, l'attuazione della nuova *governance* appare tuttavia difficoltosa, anche a seguito dell'opposizione di alcuni Paesi che non ritengono opportuno il trasferimento delle competenze a una singola entità sovranazionale.

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 (vedi il Capitolo 2 di questo Volume).

Oltre che sulla gestione delle congestioni, inoltre, i regolatori della regione Centro-Sud Europa hanno lavorato sul tema della trasparenza. In particolare, a febbraio 2009 è stato pubblicato il *Transparency Report*, documento che fornisce la base per l'armonizzazione e l'implementazione dei requisiti di trasparenza contenuti nelle *Linee guida* sulla gestione delle conge-

stioni (Decisione della Commissione del 9 Novembre 2006, 2006/770/CE, recante modifiche all'Allegato al Regolamento 1228/03 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica).

Oltre a specificare in dettaglio gli obblighi informativi, legalmente vincolanti, previsti dalle *Linee guida*, il Rapporto tiene conto del lavoro di ERGEG sulle *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency.*

Nel corso del 2008 è proseguita anche l'attività di coordinamento e integrazione 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 riguarda 3 mercati regionali: quello del Sud Europa (Francia, Spagna e Portogallo), quello del Nord-Ovest (Francia, Belgio, Paesi Bassi, Regno Unito, Danimarca, Svezia, Germania 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 5 incontri della *Regulatory Coordinating Committe* (RCC), 2 dell'*Implementing Group* (IG) e due dello *Stakeholder Group* (SG).

Nel 2008 il lavoro di identificazione delle barriere che occorre rimuovere per lo sviluppo di un mercato regionale è proseguito anche mediante la discussione e la consultazione dei risultati di uno studio commissionato allo scopo, all'impresa di consulenza PriceWaterhouseCoopers, mirato a una individuazione di dettaglio dei fattori che ostacolano nella regione lo sviluppo del mercato. Tale studio individua nell'armonizzazione e nello sviluppo delle regole per la gestione delle congestioni del trasporto del gas, anche attraverso meccanismi di mercato secondario delle capacità, un elemento cruciale per cogliere pienamente le possibilità di apertura del mercato correlate all'attuale disponibilità infrastrutturale del sistema. È proseguito il lavoro di coordinamento tra i soggetti che partecipano alle attività della regione attraverso la definizione di accordi di cooperazione. In particolare, il 9 giugno 2008 le Autorità di regolazione hanno sottoscritto un *Memorandum of Understanding* che promuove la cooperazione fra le medesime Autorità per il coordinamento e l'armonizzazione delle regole di mercato nella regione, prevedendo la facilitazione dello scambio di informazioni e la consultazione fra le Autorità per le questioni regolamentari che possono avere impatto a livello sovranazionale. Anche le imprese di trasporto della regione hanno definito un *Memorandum of Understanding* nello spirito di rafforzare la cooperazione e lo scambio di informazioni fra le imprese di trasporto della regione. Attualmente hanno aderito all'accordo 11 delle 12 imprese della regione.

È inoltre proseguito il lavoro di armonizzazione delle procedure di gestione delle interconnessioni fra le principali reti di trasporto della regione che ha portato, nei primi mesi del 2009, alla definizione dell'accordo per la gestione dell'interconnessione del nodo di Baumgarten in Austria, importante snodo per lo smistamento di volumi di gas naturale importati dalla Russia. Le Autorità di regolazione della regione intendono promuovere ulteriormente lo sviluppo di accordi di interconnessione e per il bilanciamento fra reti interconnesse, oltre che esaminare e monitorare nel dettaglio le previsioni contenute nell'accordo relativo al nodo di Baumgarten, affinché siano poste le condizioni regolamentari necessarie per cogliere pienamente le opportunità di sviluppo di mercati liquidi e trasparenti che ne possono derivare.

Al fine di definire e coordinare più efficacemente le attività della regione, è stato istituito un organismo consultivo, lo *strategic advisory panel*, composto da rappresentanti di alto livello dei soggetti coinvolti nell'iniziativa regionale; riunitosi per la prima volta nel gennaio 2009, tale organismo ha discusso e definito il Piano di lavoro per l'anno in corso.

Nel mese di gennaio 2009 la regione è stata pesantemente interessata dall'interruzione delle forniture provenienti dalla Russia attraverso l'Ucraina, cosa che ha evidenziato sia la sua vulnerabilità a questi tipi di eventi, sia la necessità di rafforzare il coordinamento regionale nella gestione della crisi. La regione ha iniziato l'esame di dettaglio delle modalità con le quali a livello nazionale sono state gestite la crisi e le sue ricadute, allo scopo di evidenziare le aree di miglioramento, dal punto di vista del coordinamento regolamentare e dello sviluppo infrastrutturale, necessarie per garantire maggiore sicurezza al mercato del gas della regione.

Altre attività CEER ed ERGEG

Oltre al lavoro di analisi e consulenza alle istituzioni europee, relative alle principali proposte di politica energetica presentate nel 2008 dalla Commissione europea, i regolatori membri di CEER ed ERGEG hanno concentrato parte della loro attività anche sul monitoraggio dell'implementazione delle regole esi-

stenti per il superamento di possibili individuati ostacoli al raggiungimento di un vero mercato interno dell'energia, garantendo che l'applicazione delle Direttive e dei Regolamenti comunitari sia il più possibile coerente e omogenea in tutti gli Stati membri.

Nel 2008 l'Autorità ha partecipato attivamente alla formazione delle decisioni in ambito CEER ed ERGEG, grazie sia al contributo tecnico e analitico degli Uffici, sia al contributo diretto del Presidente, che dal 2006 ricopre la carica di vicepresidente del CEER e di ERGEG, nonché di membro dei rispettivi organi direttivi *(Board of Directors)*.

Nel settore elettrico, anche nel 2008 la Commissione europea ha richiesto a ERGEG di preparare il secondo Rapporto sullo stato di ottemperanza al Regolamento 1228/03 nei vari Paesi dell'Unione europea, *2008 ERGEG Monitoring Report of Compliance with Electricity Regulation*. Questo secondo Rapporto ha evidenziato che le prescrizioni obbligatorie del Regolamento e delle *Linee guida* allegate, relative alla gestione delle congestioni, non sono state ancora pienamente implementate. Ciò evidenzia la necessità di emendare il testo vigente per ridurre la possibilità di interpretazioni arbitrarie. Il Rapporto, inoltre, raccomanda: un veloce e completo adeguamento verso l'alto dei poteri dei regolatori, necessario a chiarire e armonizzare l'implementazione del Regolamento; un'applicazione dell'accesso di terzi alle reti a tutte le *merchant line* esistenti; il miglioramento del coordinamento regionale a livello sia intraregionale sia interregionale; l'inclusione di meccanismi armonizzati per la gestione delle congestioni intragiornaliere. Oltre al Regolamento, anche le *Linee guida* allegate necessitano di emendamenti per includere, in caso di riduzioni della capacità allocata, prescrizioni più precise su quando e come utilizzare il ridispacciamento e il *counter trading* e sugli obblighi di pubblicazione delle informazioni dei TSO.

Per seguire l'implementazione pratica di tutti i principi contenuti nella vigente legislazione europea, l'Autorità italiana e tutti gli altri regolatori riuniti in ERGEG hanno redatto, in cooperazione con i vari *stakeholder*, delle *Linee guida* volontarie sulla sicurezza della gestione delle reti e sul trattamento delle perdite di rete. Nel 2008 sono state anche riviste le *Linee guida* esistenti sull'integrazione dei mercati di bilanciamento per includere le riserve automatiche e i mercati intragiornalieri.

L'inadeguatezza delle esistenti reti di trasporto rispetto agli attuali volumi scambiati di energia elettrica è considerata come uno dei maggiori ostacoli al raggiungimento di un mercato europeo effettivamente integrato ed è anche una minaccia alla sicurezza degli approvvigionamenti. I gestori delle reti di trasporto elettriche individuano nella lentezza delle procedure di autorizzazione la causa principale della mancanza di nuova capacità. Su richiesta della Commissione europea, ERGEG ha avviato un'indagine sullo stato attuale delle richieste di permessi per costruire nuove interconnessioni, concentrando l'analisi su alcuni *case study*. I risultati evidenziano che l'intervallo di tempo necessario per costruire una nuova linea è 5-6 anni. Pertanto i regolatori europei hanno inviato un parere alla Commissione chiedendo di proporre misure legislative in grado di accorciare i tempi di autorizzazione e di armonizzare i criteri tra i vari Stati membri. Un altro problema che influisce sulla quantità di capacità disponibile per gli scambi trasfrontalieri è la certezza dei diritti di trasmissione una volta nominata la capacità. Teoricamente, infatti, i gestori di rete potrebbero essere indirettamente incentivati a ridurre la quantità di capacità disponibile se dovessero sopportare costi finanziari molto elevati nel caso in cui non fossero in grado di rendere disponibile la quantità assegnata agli operatori. ERGEG a luglio 2008 ha pubblicato *Firmness of nominated transmission capacity – An ERGEG position paper* in cui propone dei criteri comuni a livello europeo da applicare alla capacità nominata.

L'Autorità è stata un punto di riferimento per i diversi regolatori europei che negli ultimi anni hanno introdotto la qualità del servizio come elemento fondamentale della regolazione incentivante. Fissare alcuni standard di continuità del servizio, premi o sanzioni richiede innanzitutto l'esistenza di dati affidabili che ERGEG ha raccolto nel *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* che include informazioni su 21 Paesi. Nel Rapporto sono analizzati 3 aspetti della qualità del servizio: continuità del servizio, voltaggio e servizi commerciali. Per quel che concerne la qualità del voltaggio i regolatori europei non sono soddisfatti delle norme attuali che ne definiscono le caratteristiche (EN 50160) e che i distributori europei sono tenuti a rispettare. ERGEG ha quindi iniziato a cooperare con il CENELEC (*European Committee for Electrotechnical Standardisation*) per rivederle.

Per quanto riguarda il settore del gas, nel marzo 2008 ERGEG ha pubblicato il documento per la consultazione *Draft Guidelines on Art. 22* con lo scopo finale di elaborare delle

Linee guida per l'interpretazione e la corretta applicazione dell'art. 22 della Direttiva 2003/55/CE. Tale articolo prevede una deroga all'applicazione obbligatoria del *Third Party Access* (TPA) per quegli investimenti infrastrutturali che rispettino alcune condizioni elencate dettagliatamente nello 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 mettendo a rischio la creazione di un mercato concorrenziale del gas. ERGEG ha quindi collaborato con la Commissione europea per cercare di elaborare un quadro di riferimento chiaro e armonizzato per le Autorità competenti chiamate a valutare l'opportunità di una richiesta di esenzione. Le *Draft Guidelines on Art. 22* fanno seguito a uno studio già realizzato da ERGEG nel 2007 che aveva evidenziato l'esistenza di un approccio diverso fra i vari regolatori nazionali rispetto all'art. 22. ERGEG sottolinea che nel settore del gas molti investimenti sono stati realizzati con regime di esenzione e che l'esperienza di un approccio diverso fra i vari regolatori nazionali, inoltre, rischia di favorire un fenomeno di *Forum Shopping*: gli investitori potrebbero decidere di investire solo nei Paesi dove i criteri per il rilascio delle esenzioni sono più favorevoli. I risultati della consultazione sulle *Draft Guidelines on Art. 22* sono stati inseriti nel documento della Commissione europea *Staff Working Paper on New Infrastructures Exemptions* presentato al *15th European Gas Regulatory Forum* svoltosi a Madrid nel novembre del 2008. Il 10 marzo 2009, inoltre, ERGEG ha pubblicato il documento *European Regulators Experience with Article 22 Exemptions of Directive 2003/55/CE* che fornisce un aggiornamento periodico sullo stato dei nuovi progetti infrastrutturali e sul grado di armonizzazione nell'applicazione dell'art 22.

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 e l'integrazione dei mercati. Nel corso del 2008 ERGEG ha avviato una procedura di consultazione pubblica per due *Monitoring Report* (pubblicati nel 2007) sull'ottemperanza dei TSO agli obblighi di trasparenza imposti dal Regolamento gas (1775/05). Dai risultati della consultazione, pubblicati il 17 luglio 2008, emerge che ci sono stati alcuni progressi in materia di *transparency*, ma molto lavoro resta ancora da fare. In particolare, ERGEG ritiene che: i regolatori dovrebbero essere dotati di più poteri al fine di assicurare una corretta implementazione delle disposizioni del Regolamento 1775/05; le disposizioni attuali previste dal suddetto Regolamento dovrebbero essere rafforzate; è necessaria l'armonizzazione da parte dei TSO della metodologia di pubblicazione dei dati; dovrebbero essere individuate nuove regole in tema di trasparenza per consentire un accesso non discriminatorio a tutte le infrastrutture gas (gasdotti, impianti LNG, siti di stoccaggio).

Sulla base della constatazione che non esiste ancora un mercato europeo unico del gas, nel corso del 2008 ERGEG ha concentrato la sua analisi sull'armonizzazione delle regole, con particolare riferimento alle seguenti tematiche.

- *Capacity Allocation Mechanism* (CAM) e *Congestion Management Procedures* (CMP) – ERGEG ha preparato un documento denominato *ERGEG Principles: Capacity Allocation Mechanisms and Congestion Management for Gas Transmission Networks* sottoposto a consultazione pubblica il 26 gennaio 2009. I risultati di questa consultazione costituiranno la base per la proposta di modifica alle *Guidelines* allegate al Regolamento gas 1775/05. L'avvio della consultazione completa le indagini condotte da ERGEG nel corso del 2007-2008 che hanno individuato nel miglioramento del funzionamento del mercato della capacità primaria, il prerequisito necessario per il buon funzionamento del mercato della capacità secondaria. Secondo ERGEG, al fine di rendere più efficiente l'utilizzo della capacità disponibile, i TSO dovrebbero implementare meccanismi appropriati di allocazione della capacità (CAM) e procedure per la gestione delle congestioni (CMP). Indicazioni più chiare per migliorare l'offerta di capacità interrompibile e maggiori dettagli sui criteri di applicazione della clausola *use-it-or-lose-it*, nonché su quelli di offerta della capacità inutilizzata, aiuterebbero ad aumentare la liquidità del mercato e a diminuire le barriere all'entrata. Efficienti meccanismi di allocazione e procedure di gestione delle congestioni sono richiesti anche per i siti di stoccaggio. A tal fine, nel 2008 ERGEG ha somministrato un questionario alle Autorità di regolazione nazionali, ai TSO e agli *Storage System Users* per raccogliere informazioni dettagliate sui CAM e sui CMP attualmente in uso all'interno dei Paesi dell'Unione europea. I risultati del questionario serviranno per la redazione delle *ERGEG Guidelines of Good Practice for CAM/CMP for Storage*.
- *LNG facilities* – Nel maggio 2008 ERGEG ha pubblicato le *Guidelines of Good Practice for access to LNG facilities*

(GGP-LNG), con lo scopo di definire regole comuni (non vincolanti) atte a garantire un'adeguata trasparenza e un accesso non discriminatorio alle infrastrutture LNG. Secondo ERGEG, l'implementazione delle GGP-LNG potrebbe servire a evidenziare il ruolo svolto dall'LNG nel contribuire ad aumentare la competitività e la sicurezza del mercato europeo del gas.

- *Gas Balancing* – Nel gennaio 2008 ERGEG ha avviato un processo di monitoraggio per verificare il grado di implementazione da parte dei TSO delle *Guidelines of Good Practice for Gas Balancing* (GGP-GB). È emerso che, nonostante le *Guidelines* (di natura non vincolante) siano state introdotte nel 2006, più dell'80% dei TSO non ha apportato alcuna modifica al sistema di *balancing* già utilizzato. Al fine di assicurare l'armonizzazione delle regole di *balancing* a livello europeo, sarebbe necessario conferire alle GGP-GB maggiore forza giuridica, rendendole possibilmente vincolanti.

Nell'anno appena trascorso ERGEG, su richiesta della Commissione europea, ha collaborato con il *Committee of European Securities Regulators*[9] (CESR) per l'elaborazione di un parere sulle modalità di promozione della trasparenza, dell'efficace funzionamento e del monitoraggio dei mercati in cui si scambiano energia elettrica e gas. Con la liberalizzazione dei mercati dell'energia è aumentata la commercializzazione di prodotti energetici fisici e di derivati. Di conseguenza, l'interazione tra i mercati finanziari e dell'energia è cresciuta ed è risultato necessario realizzare un approccio integrato nella regolazione. Secondo ERGEG e CESR, per prevenire gli abusi di mercato è di grande importanza la pubblicazione di informazioni armonizzate sui dati fondamentali del mercato. Per consentire, inoltre, un controllo efficace delle transazioni di energia elettrica e gas, ERGEG e CESR propongono che i fornitori siano in grado di consegnare i dati delle transazioni in formato elettronico quando richiesti da un regolatore. ERGEG e CESR hanno sottolineato che, al fine di ottemperare agli obblighi dei regolatori dell'energia, lo scambio di informazioni e la cooperazione tra regolatori finanziari e dell'energia è essenziale. Tale procedura dovrebbe essere istituzionalizzata e trovare fondamento giuridico nella legislazione europea.

Nella convinzione che un mercato funzionante abbia bisogno di consumatori ben informati e attivi, durante il 2008 i regolatori membri di ERGEG hanno cercato di conferire un ruolo di maggior potere contrattuale ai consumatori semplificando le procedure di *switching* e monitorando la corretta implementazione negli Stati membri dei diritti degli stessi consumatori.
ERGEG, da sempre impegnato nella tutela dei consumatori, nell'anno appena trascorso ha focalizzato la sua attenzione in particolare sulle seguenti tematiche.

- Diritti dei consumatori – Facendo seguito alla piena apertura dei mercati dell'energia per i consumatori finali (avvenuta nel 2007), ERGEG, su richiesta della Commissione europea, ha condotto un'indagine approfondita per verificare il recepimento da parte degli Stati membri delle disposizioni in materia di diritti dei consumatori contenute nelle Direttive energia elettrica (2003/54/EC) e gas (2003/55/EC). I risultati della suddetta indagine hanno evidenziato che esiste un livello elevato di protezione dei consumatori in termini di informazioni sui contratti di fornitura e modifiche dei prezzi, ma altre aree devono ancora essere implementate. ERGEG, in particolare, promuove la creazione di: metodi standardizzati per il confronto delle offerte commerciali; regole che disciplinino la continuità del servizio (attualmente disciplinata solo nei 2/3 degli Stati membri tra cui l'Italia); un'offerta variegata di possibilità di pagamento. Sempre nella stessa indagine, ERGEG richiama l'attenzione sul fatto che mercati aperti e pienamente concorrenziali non possono coesistere nel lungo periodo con prezzi regolati del consumo finale. Nei Paesi in cui esiste un prezzo di offerta dell'energia regolato, tenuto artificiosamente basso rispetto a quelli del libero mercato, ERGEG ha rilevato, per esempio, che il tasso di *switching* è molto basso, i sistemi di comparazione dei prezzi sono quasi assenti e la bolletta è meno trasparente.
- *Switching* – Nell'aprile 2008, ERGEG ha pubblicato il rapporto *Obstacles to Supplier Switching in the Electricity Retail Market: Guidelines of Good Practice and Status Review* che esamina il grado di apertura del mercato dell'energia elettrica in Europa, con particolare riferimento agli ostacoli per il cambio di fornitore. Tale documento è

9 Il CESR, istituito con decisione della Commissione europea (2001/527/EC) il 6 giugno 2001, è un comitato indipendente con compiti di vigilanza dei mercati finanziari. I suoi compiti sono: migliorare il coordinamento fra organi di vigilanza dei mercati finanziari; operare in veste di consulente della Commissione europea; lavorare per garantire una più uniforme e tempestiva applicazione ordinaria della legislazione comunitaria negli Stati membri.

simile a quello pubblicato nel 2007 per il gas e richiama l'attenzione sulla necessità di rimuovere gli ostacoli ancora esistenti al fine di aumentare il tasso di *switching* e, di conseguenza, creare un mercato più competitivo a vantaggio di tutti i consumatori finali. Gli ostacoli ancora da rimuovere sono principalmente rappresentati dal numero e dalla qualità delle informazioni a disposizione, dalle tempistiche connesse con le procedure di *switching* e dal numero di soggetti che il consumatore deve contattare.

Forum di Firenze

Il XV Forum europeo della regolazione dell'energia elettrica, tenutosi a Firenze il 24 e il 25 novembre 2008, è stato organizzato, come di consueto, dalla Commissione europea con il supporto logistico dell'Autorità italiana. Vi hanno preso parte le rappresentanze della Commissione europea, i ministri e i regolatori degli Stati membri, della Norvegia e della Svizzera e i diversi *stakeholder* del settore energetico. Durante il Forum, la Commissione ha relazionato sullo stato dell'arte delle negoziazioni in corso con il Consiglio e il Parlamento europeo sul "terzo pacchetto". I partecipanti al Forum, inoltre, hanno affrontato diverse tematiche tra cui quella relativa alla gestione delle congestioni. A tal proposito, è stato chiesto a ERGEG di istituire un *Project Coordination Group of Experts*, composto da rappresentanti della Commissione europea, regolatori, ETSO (*European Transmission System Operators*), Europex, Eurelectric ed EFET (*European Federation of Energy Traders*), prevedendo, quando necessario, anche un coinvolgimento dei rappresentanti degli Stati membri. I compiti del suddetto gruppo di esperti sono: sviluppare un modello armonizzato a livello europeo per la gestione coordinata delle congestioni interregionali; proporre una *roadmap* dettagliata con obiettivi concreti e relative scadenze. ERGEG ha presentato il secondo *Electricity Regional Iniziative Coherence and Convergence Report* in cui si evidenzia il fatto che le 7 regioni individuate nell'ambito delle Iniziative regionali di ERGEG sull'energia elettrica hanno adottato criteri di lavoro in grado di rafforzare l'integrazione regionale dei mercati. Tuttavia, il rapporto evidenzia anche il rischio che i progressi raggiunti dalle singole regioni potrebbero risultare disaggregati a livello europeo a causa dei diversi livelli di priorità e tempistiche, principalmente in tema di gestione delle congestioni di rete, di bilanciamento e di trasparenza, adottati all'interno delle 7 regioni. Il Forum ha sottolineato la necessità che le Iniziative regionali continuino a lavorare in modo attivo per garantire la formazione di un mercato elettrico su scala europea.

Nel corso del Forum, ERGEG ha illustrato il secondo Rapporto sul rispetto da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione degli obblighi derivanti dal Regolamento 1228/03 e delle *Guideline* per la gestione delle congestioni. Tale rapporto evidenzia che nonostante ci siano stati notevoli progressi, specialmente all'interno delle Iniziative regionali, il Regolamento e le *Guideline* non sono ancora stati completamente implementati.

Infine, il Forum ha accolto positivamente il lavoro svolto da ERGEG in collaborazione con il CESR sulla trasparenza e gli abusi di mercato e quello svolto da ERGEG in collaborazione con ETSO sulle metodologie da attuare per realizzare uno strumento di previsione dell'adeguatezza del sistema europeo, in grado di fare previsioni circa la possibilità di riuscire a coprire la domanda futura di energia elettrica in Europa.

Forum di Madrid

Il 22 e il 23 maggio 2008 si è svolto il XIV Forum di Madrid per il gas naturale, cui hanno preso parte, tra gli altri, i rappresentanti dei regolatori e dei governi degli Stati membri, i rappresentanti della Commissione europea e i diversi *stakeholder* del settore energetico. ERGEG ha presentato aggiornamenti relativi ai risultati del monitoraggio sul rispetto, da parte degli Stati membri, delle disposizioni, soprattutto in materia di trasparenza, contenute nel Regolamento europeo 1775/05, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. Il Forum ha accolto positivamente i progressi fatti e ha sollecitato le Autorità di regolazione a utilizzare in maniera più efficace i poteri sanzionatori loro assegnati.

ERGEG ha illustrato i risultati della consultazione pubblica sui criteri per un'applicazione chiara e armonizzata dell'art. 22 della Direttiva gas 2003/55/03. Il Forum ha ribadito l'importanza delle disposizioni di tale articolo per la promozione degli investimenti.

Il tema delle Iniziative regionali di ERGEG è stato affrontato anche durante il Forum di Madrid, ma con riferimento alle 3 regioni individuate per il mercato del gas. Il Forum ha sottolineato il ruolo importante svolto dalle Iniziative regionali, considerate uno stru-

mento utile per raggiungere l'obiettivo della creazione di un mercato europeo del gas perfettamente integrato e funzionante.

In tema di LNG, ERGEG ha presentato le *Guidelines for Good practices on LNG*, giudicate positivamente dal Forum che ha espresso apprezzamento per il lavoro portato avanti da ERGEG nel cercare di sviluppare un approccio regolatorio armonizzato per i terminali di LNG.

Anche in questa occasione, la Commissione europea ha fornito alcuni aggiornamenti sulle trattative in corso per la valutazione del "terzo pacchetto".

Il 6-7 novembre 2008, sempre a Madrid, si è svolto il XV Forum per la regolazione del gas naturale. Durante l'incontro è stato ripreso il tema del monitoraggio di ERGEG sul rispetto, da parte degli Stati membri, del Regolamento europeo 1775/05. ERGEG, in particolare, ha fornito alcuni aggiornamenti sul tema del bilanciamento, evidenziando il fatto che i meccanismi di bilanciamento non sono armonizzati a livello europeo. Una possibile soluzione, secondo ERGEG, potrebbe essere quella di conferire maggiore forza giuridica alle *Guidelines of Good Practice for Gas Balancing* (GGP-GB), rendendole possibilmente vincolanti.

Il Forum ha accolto positivamente il rapporto di ERGEG sui metodi di allocazione e gestione delle congestioni implementati dagli operatori degli stoccaggi. Tale rapporto rivela che in caso di congestione sono utilizzati diversi tipi di approccio nell'allocazione della capacità; è quindi necessario sviluppare un sistema di regolazione più armonizzato e trasparente.

I lavori della seconda giornata del Forum si sono principalmente concentrati sul "terzo pacchetto" e sulle Iniziative regionali. Il Forum ha chiesto a ERGEG e *Gas Transmission Europe* (GTE) di consultare il mercato per individuare le priorità e le modalità di cooperazione per la definizione di un quadro regolatorio chiaro relativo ai Codici di rete. Anche in questa occasione, i partecipanti al Forum hanno evidenziato i passi avanti fatti nell'ambito delle Iniziative regionali e chiesto che gli Stati membri siano coinvolti per poter eliminare più facilmente le barriere ancora esistenti. Il Forum, inoltre, ha ricordato che la cooperazione tra i regolatori nazionali, i TSO e gli *stakeholder* coinvolti è molto importante per raggiungere gli importanti risultati prefissati.

Forum di Londra

Il 2008 ha visto rafforzare la voce dei consumatori a livello europeo attraverso l'istituzione del *Citizen's Energy Forum* (Forum di Londra), un'iniziativa della Commissione europea simile ai Fora di Firenze (energia elettrica) e Madrid (gas). Gli obiettivi del Forum dei cittadini sono affrontare i problemi che i consumatori incontrano e proporre soluzioni pratiche per assicurare che gli attuali diritti dei consumatori su scala europea esistano nella pratica e non solo sulla carta. La prima edizione del suddetto Forum ha riunito le organizzazioni nazionali dei consumatori, l'industria, le Autorità nazionali di regolazione e le Autorità governative per trattare questioni chiave quali: il passaggio da un fornitore di energia all'altro (*switching*); la fatturazione *user-friendly*; l'adozione dei contatori elettronici (*smart metering*); la maggiore diffusione delle informazioni; la tutela dei gruppi vulnerabili.

Per quel che riguarda lo *switching* sia nel gas sia nell'elettricità, ERGEG ha presentato il suo rapporto, con dati a partire dal 1° luglio 2007, sui maggiori ostacoli ancora esistenti e sugli esempi di successo nel processo di *switching*. Il Forum ha invitato ERGEG a sviluppare indicatori per continuare a monitorare lo *switching* nel 2009 e ha sollecitato la creazione di procedure standard a livello di tutti gli Stati membri per facilitare il cambio di fornitore.

Il Forum ha espresso forte interesse per la questione della fatturazione e ha chiesto esplicitamente alle compagnie di rendere le loro fatture sempre più frequenti, comprensibili e basate sul consumo reale. La Direzione generale per la salute e la tutela dei consumatori della Commissione (DG SANCO) ha deciso di creare un gruppo di lavoro dedicato ad analizzare gli esempi migliori esistenti in materia di fatturazione che sarà composto da rappresentanti dell'industria, delle associazioni di consumatori e dei regolatori. Questo gruppo di lavoro riporterà i risultati al prossimo Forum.

Forte interesse è stato espresso anche da tutti i partecipanti al Forum per le attuali discussioni e per gli impegni presi nel passaggio ai contatori elettronici. Il Forum ha invitato ERGEG a predisporre una rapporto *status review on smart metering* per il prossimo Forum che dovrebbe anche fornire un'analisi degli attuali costi/benefici e considerare pure le questioni legate alla privacy e alla protezione dei dati associate con l'adozione di contatori elettronici.

Il Forum ha anche sottolineato l'importanza di avere distributori veramente indipendenti che possano offrire salvaguardie agli interessi dei consumatori; ha quindi invitato ERGEG a predisporre, in cooperazione con l'industria, alcune note indicati-

ve sull'indipendenza dei distributori; oltre che a elencare le definizioni esistenti di venditore di ultima istanza e quella di *default supplier* nei vari Paesi. Inoltre, ERGEG è stato chiamato anche a monitorare il grado di ottemperanza dei vari distributori alle *Linee guida* sull'*unbundling* funzionale (adottate da ERGEG nel 2008). Il Forum ha anche notato le preoccupazioni crescenti per la *povertà energetica* e ha raccomandato agli Stati membri di sviluppare alcune definizioni nazionali di consumatori vulnerabili in ottemperanza alle prescrizioni dell'art. 3 delle Direttive elettricità e gas. Ha invitato a predisporre maggiori misure in termini di efficienza energetica delle quali potrebbero beneficiare soprattutto i consumatori vulnerabili che, attraverso l'adozione di misure di risparmio energetico, potrebbero ridurre i propri consumi.

Rapporti e iniziative con Paesi non dell'Unione europea

MEDREG – Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation

Negli ultimi anni l'Autorità italiana, in collaborazione con i regolatori del Bacino del Mediterraneo, si è attivamente impegnata per la cooperazione energetica nella regione, attraverso la creazione di MEDREG.

MEDREG, nato come gruppo di lavoro nel 2006, si è costituito nel novembre 2007 come associazione di diritto italiano senza scopo di lucro, con sede a Roma. I suoi membri sono i rappresentanti dei regolatori (Autorità o ministeri competenti) di 20 Paesi del Mediterraneo: Albania, Algeria, Autorità palestinese, Bosnia Erzegovina, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Malta, Marocco, Montenegro, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia.

I principali obiettivi di MEDREG sono: agevolare lo scambio reciproco di esperienze e informazioni; prestare formazione e assistenza tecnica in tema di regolazione; promuovere l'elaborazione di proposte per l'armonizzazione regolatoria e lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas nel Mediterraneo.

L'Associazione MEDREG opera attraverso un'Assemblea generale (che si riunisce ogni 6 mesi) e quattro Gruppi di lavoro *ad hoc* (AGs) permanenti (che si riuniscono almeno due volte l'anno) sulle seguenti tematiche:

- *questioni istituzionali* (INS AG), presieduto dal regolatore francese. Il gruppo ha elaborato il *Recommendation Report on the Minimum Requirements considered as necessary to ensure Independent Regulatory Authorities in the Mediterranean Area* sulla base di un studio di *Benchmarking* condotto tra i Paesi del bacino del Mediterraneo. Il *Recommendation Report* affronta tematiche quali: disposizioni normative relative ai settori di energia elettrica e gas; quadro legislativo di riferimento per l'istituzione, l'organizzazione e il funzionamento di un organismo di regolazione dei settori energetici; eventuale indipendenza giuridica, finanziaria e funzionale del regolatore; competenze del regolatore in termini di accesso alle informazioni degli operatori del mercato, sicurezza delle forniture, liberalizzazione, *market monitoring* e impatto dei settori energetici sulle risorse ambientali; attività interne e internazionali; poteri di *enforcement* e *accountability*;
- *energia elettrica* (ELE AG), presieduto dal regolatore egiziano. Il gruppo ha elaborato un documento intitolato

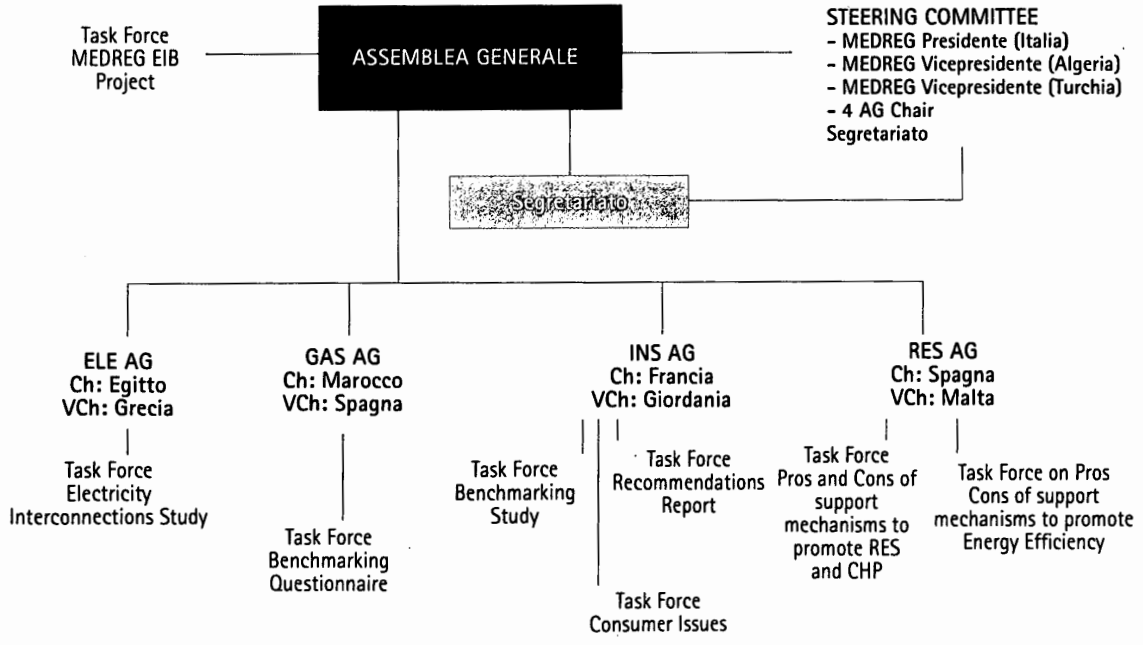
Interconnection Rules and Practices for MEDREG Countries focalizzato sulle seguenti tematiche: quadro regolatorio e legislativo; liberalizzazione del settore; rimozione degli ostacoli alla concorrenza; organizzazione del mercato; necessità infrastrutturali per il funzionamento del mercato elettrico; 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;

- *gas* (GAS AG), presieduto dal regolatore marocchino; ha predisposto una prima versione dello studio di *Benchmarking* sulle caratteristiche attuali del mercato del gas, le prospettive future e le interconnessioni gas. Questo studio servirà come base di partenza per l'elaborazione di un *Recommendation Report* per la realizzazione di un mercato integrato del gas nel Mediterraneo;
- *ambiente, fonti energetiche rinnovabili ed efficienza energetica* (RES AG), presieduto dal regolatore spagnolo. Il gruppo ha elaborato due documenti. Il primo, *Pros and Cons of Support Mechanisms for Renewable Energy Sources and Combined Heat Power*, fornisce un'analisi dei costi e dei benefici delle politiche per la promozione dell'efficienza energetica e per il controllo della domanda di energia adottate nei Paesi del Mediterraneo. L'obiettivo di tale documento è quello di studiare i fattori di successo che sono alla base delle suddette politiche e di valutare le potenzialità di una loro implementazione nei Paesi che ancora non hanno intrapreso misure efficaci per il controllo della domanda. Il secondo documento, *Pros and Cons of Support Mechanisms to Promote Energy Efficiency*, è dedicato alla valutazione delle misure per l'incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili adottate nei Paesi del Mediterraneo.

In occasione della quinta Assemblea generale di MEDREG (svoltasi a Madrid il 26 maggio 2008), l'Autorità italiana, alla guida di MEDREG fin dalla sua costituzione, è stata riconfer-

FIG. 1.1

Organigramma del MEDREG



mata alla presidenza dell'associazione per un mandato ulteriore, a riconoscimento dell'impegno profuso dal nostro Paese nella realizzazione degli obiettivi di MEDREG e nella gestione amministrativa della stessa associazione. L'Autorità italiana, infatti, è impegnata in prima linea nel coordinamento e nella relativa implementazione del contratto di servizio (*Service Contract*), firmato con la Commissione europea il 20 dicembre 2007, che prevede il finanziamento delle attività di MEDREG per un periodo di 18 mesi (gennaio 2008 - giugno 2009), con particolare riferimento ai *Mediterranean Partners Countries* (MPC), cioè Algeria, Autorità Palestinese, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, Siria, Tunisia e Turchia[10]. Inoltre, l'Autorità italiana assolve al ruolo di Segretariato di MEDREG e ne gestisce le attività, garantendo il coordinamento manageriale e tecnico-scientifico necessario all'espletamento delle attività dell'associazione.

MEDREG ha ricevuto il sostegno del Governo italiano: negli ultimi anni, il Ministero degli affari esteri e quello dello sviluppo economico hanno ospitato alcune assemblee generali assicurando un prezioso supporto politico oltre che logistico. La sesta Assemblea generale di MEDREG si è svolta a Roma l'11 novembre 2008 presso la Sala delle conferenze internazionali del Ministero degli affari esteri. In quell'occasione i partecipanti hanno deciso di rafforzare la struttura istituzionale dell'associazione nominando 4 vicepresidenti per i Gruppi di lavoro e approvando la costituzione di uno *Steering Committee* (formato dal Presidente, dai due vicepresidenti e dai 4 *Chairmen* dei Gruppi di Lavoro di MEDREG) con funzioni di coordinamento delle attività e di preparazione dei lavori dell'Assemblea generale. Inoltre, i membri hanno approvato il Piano di lavoro di MEDREG per gli anni 2009, 2010, 2011 che vedrà i Gruppi di lavoro impegnati nell'analisi dei mercati energetici dell'area (dal punto di vista istituzionale e tecnico) e nella predisposizione di documenti contenenti proposte per facilitare le attività di investimento e l'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo.

Durante la sesta Assemblea generale i membri di MEDREG hanno approvato la costituzione di due nuove *Task Force*: la prima dedicata al tema della protezione dei consumatori, coordinata dal gruppo istituzionale; la seconda con l'incarico di redigere i *Terms of Reference* per uno studio sui modelli di regolazione da applicare agli investimenti in interconnessioni energetiche, da presentare alla Banca europea degli investimenti per un possibile finanziamento tramite lo strumento FEMIP (*Facility for Euro-Mediterranean Investment and Partnership*) Questa risponde direttamente all'Assemblea generale (vedi Fig. 1.1, MEDREG EIB project).

L'Autorità italiana partecipa attivamente alle attività dei suddetti Gruppi di lavoro e *Task Force* con propri funzionari che svolgono anche funzioni di raccordo diretto con il Segretariato.

Grazie all'impegno dell'Autorità italiana, MEDREG ha inoltre avviato importanti collaborazioni con organismi internazionali che hanno interessi nelle attività energetiche del bacino del Mediterraneo quali: la Banca europea degli investimenti, di cui si è fatto cenno sopra, la *European Bank for Reconstruction and Development*, la *Mediterranean Association of the National Agencies for Energy Conservation* (MEDENER)[11], il comitato MEDELEC[12] e altri. Inoltre, durante la sessione plenaria del 13-15 novembre 2008 della *Parliamentary Assembly of the Mediterranean* (PAM)[13] è stato conferito a MEDREG lo *status* di membro osservatore della PAM. Infine, l'Autorità italiana ha collaborato e continua a collaborare con la *Florence School of Regulation*[14] per la realizzazione di corsi di formazione *ad hoc* per i regolatori di MEDREG.

---

10 Con *Mediterranean Partner Countries* la Commissione europea indica i Paesi non Unione europea coinvolti nel Processo di Barcellona.

11 Alla MEDENER per l'Italia partecipa l'ENEA (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente).

12 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, *Observatoire Méditerraneen de l'Énergie* (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.

13 La PAM è stata istituita nel 2006, con l'intento di contribuire al dialogo politico tra i Paesi della regione, promuovendo gli scambi culturali, sociali e umani, il consolidamento della democrazia, il rispetto dei diritti umani. La PAM è stata fondata con lo scopo di riunire in un unico Forum e su base egualitaria tutti i Paesi del Mediterraneo (ogni delegazione nazionale si compone di 5 membri e i diritti di voto sono ripartiti in modo paritario), al fine di favorire la loro collaborazione sulle tematiche di maggiore interesse per la regione. Si tratta di un'organizzazione democratica, assistita da un *Bureau* (Comitato di Presidenza), avente funzioni di coordinamento e di guida. Il *Bureau* si compone di 8 membri, equamente divisi tra i Paesi del Nord e del Sud della regione.

14 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.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Nel corso del 2008 il Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)[15] ha registrato ulteriori sviluppi. 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 sull'energia elettrica e sul gas, 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* (organismi di carattere politico) ed *European Community Regulatory Board* (ECRB). Quest'ultimo riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione dei Paesi aderenti all'EnCT, della Commissione europea e di ERGEG. I compiti principali del *Board* sono di fornire pareri alle istituzioni politiche del Trattato su questioni di carattere tecnico-economico e aspetti relativi al quadro regolatorio; inoltre l'ECRB assolve a 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 di riferimento, l'Autorità italiana ha partecipato a quattro incontri dell'ECRB, svoltisi ad Atene rispettivamente il 15 maggio 2008, il 30 settembre 2008, il 2 dicembre 2008 e il 25 febbraio 2009. Durante tali incontri i partecipanti sono stati chiamati a discutere e approvare i lavori portati avanti dai Gruppi di lavoro e a definire gli obiettivi per le attività future. In particolare, la cooperazione tecnica e operativa si è focalizzata sui settori corrispondenti alle tematiche trattate dai Gruppi di lavoro dell'ECRB.

Nell'ambito del settore elettrico, i regolatori del Sud-Est Europa si sono concentrati sulle attività necessarie per l'istituzione di un *Co-ordinated Auction Office* (CAO). 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 confinanti. I lavori per la realizzazione del CAO sono stati affidati a un *Implementation Group* (di cui è coordinatore il regolatore greco e a cui partecipano i rappresentanti dei regolatori e dei TSO del Sud-Est Europa). Al fine di facilitare la realizzazione del CAO, i membri dell'*Electricity Working Group* e dell'*Implementation Group* hanno focalizzato la loro attenzione sulle tematiche regolatorie relative alla gestione delle congestioni e all'allocazione di capacità di trasmissione. Un'altra priorità perseguita dal gruppo elettrico fin dalla sua costituzione è la realizzazione di una effettiva apertura del mercato all'ingrosso. Per realizzare tale obiettivo è stato commissionato alla *World Bank* uno studio per individuare le fasi attraverso cui realizzare il suddetto obiettivo.

I progressi nella predisposizione di meccanismi di cooperazione regionale che facilitino gli scambi di energia elettrica sono stati messi in luce durante i due Fora di Atene sul settore elettrico, tenutisi il 15-16 maggio e il 2-3 dicembre 2008. I partecipanti hanno focalizzato la loro attenzione sullo *status* di avanzamento dei lavori di ETSO (*European Transmission System Operators*) per la stesura di un *Memorandum of Understanding* e di un *Business Plan* necessari per la realizzazione del CAO nella regione del Sud-Est Europa.

Il *Gas Working Group* dell'ECRB ha aggiornato la *South East Europe Gas Survey*, preparata nel 2007 con lo scopo di indagare lo stato della regolazione del settore nel Sud-Est Europa. Tale documento è stato presentato e discusso in occasione del secondo Gas Forum, tenutosi a Maribor (Slovenia) il 16 aprile 2008. Il gruppo gas, inoltre, ha predisposto un *Report* sul grado di sviluppo regionale del mercato del gas, valutando i progressi nella definizione delle misure

15 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. A seguito del loro ingresso nell'Unione europea (1 gennaio 2007), Bulgaria e Romania sono divenute *Participant* (partecipanti politici) del Trattato. Tale *status* giuridico è riconosciuto anche ai seguenti Paesi europei: Austria, Cipro, Germania, Regno Unito, Grecia, Italia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria, in virtù della loro localizzazione geografica di confine. Li distingue dai Paesi membri il fatto che possono prendere parte alle discussioni ma non hanno diritto di voto.

necessarie a sviluppare un mercato armonizzato del gas nel Sud-Est Europa. Una delle priorità del 2008 per il settore gas, è stato lo studio per individuare un comune approccio regolatorio necessario alla realizzazione di nuove infrastrutture gas nella regione. L'idea è quella di arrivare a un c.d. "Gas Ring" attraverso l'integrazione delle infrastrutture del 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 di aumento della concorrenza nel mercato del gas naturale. Le conclusioni preliminari di questo studio sono state presentate durante il terzo Gas Forum tenutosi a Ljubljana (Slovenia) il 16 ottobre 2008. Durante tale Forum i partecipanti hanno riconfermato il forte bisogno di investimenti nella regione.

Le tematiche che hanno principalmente impegnato i membri del *Customer Working Group* negli ultimi mesi sono state quelle relative alla protezione dei clienti vulnerabili, alla regolazione della qualità dei servizi elettrici, allo *smart metering.* È in corso di svolgimento un progetto avente a oggetto la consulenza sulle tariffe in ambito elettrico. L'obiettivo è soprattutto quello di estendere la normativa europea in tema di protezione dei consumatori anche ai Paesi firmatari dell'EnCT. Nel 2008 le attività del gruppo hanno riguardato solo il settore elettrico, nel 2009, invece, le attività sono e saranno focalizzate sul settore gas.

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 esteri.

A partire dal 2002 l'Autorità ha portato a termine con risultati più che positivi 3 progetti di gemellaggio con le Autorità di regolazione di Lituania, Repubblica Ceca e Turchia. Nel marzo 2007 è iniziato il quarto e più ampio tra i progetti di gemellaggio svolti dall'Autorità, cioè quello con l'Autorità ucraina di regolazione del settore elettrico e del gas, NERC, interamente finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma TACIS.

Il progetto, avente a oggetto il rafforzamento dei poteri legali e regolatori del regolatore ucraino nel mercato elettrico è ancora in corso e si concluderà nel maggio 2009. Per lo svolgimento delle attività è stato costituito un consorzio guidato dall'Autorità come *project leader,* con la partecipazione dei regolatori di Austria (E-Control) e Repubblica Ceca (ERO) e con il supporto della società italiana di diritto pubblico Studiare Sviluppo, alla quale è affidata la gestione amministrativa e logistica del progetto. Obiettivo del progetto è il rafforzamento istituzionale del NERC e della sua capacità di regolazione del settore elettrico. In particolare, le attività del gemellaggio sono articolate in 6 componenti: riforma legislativa del NERC verso una maggiore indipendenza istituzionale e una più ampia autonomia finanziaria; armonizzazione della legislazione ucraina nel settore elettrico con le Direttive europee; regolazione verso *best practice* europee nella definizione di tariffe di distribuzione elettrica incentivante garantite per periodi pluriennali; regolazione della qualità del servizio elettrico; 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; introduzione della separazione contabile dei costi tra le attività di rete e di vendita alle imprese. Il progetto di gemellaggio sta procedendo con successo: nel corso del 2008 l'Autorità italiana ha attivamente impegnato il proprio personale in numerose missioni a Kiev con lo scopo di portare a termine il lavoro delle 6 suddette componenti.

La Commissione europea e l'Autorità di regolazione ucraina hanno espresso in più occasioni la loro soddisfazione per il lavoro svolto dall'Autorità italiana ed è anche grazie a questa positiva esperienza che sempre nel 2008 è stato lanciato dalla Commissione europea e vinto dall'Autorità il bando relativo al secondo gemellaggio, questa volta nel settore del gas, denominato *Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC.*

Tale secondo progetto di gemellaggio sempre con il regolatore ucraino, il cui contratto è in via di definizione, ha a oggetto il rafforzamento delle capacità del NERC per: la definizione di una regolazione incentivante nel settore del gas; il raggiungimento di standard di qualità in linea con quelli europei; favorire l'*unbundling* della distribuzione e della produzione; promuovere l'armonizzazione della regolazione e della legislazione primaria e secondaria ucraina con l'*aquis* comunitario. Il progetto avrà una durata di 27 mesi e, come quello nel settore elettrico, sarà interamente finanziato dal programma comunitario TACIS con un budget di 1,2 milioni di euro. L'Autorità,

in qualità di *project leader*, ha vinto la gara europea per la realizzazione del progetto in consorzio con le Autorità di regolazione della Romania (ANRE), dell'Ungheria (HEO) e della Grecia (RAE). Le attività relative dovrebbero vedere l'inizio nel mese di maggio 2009.

Rapporti bilaterali

In aggiunta ai rapporti e agli incontri inquadrabili in progetti macroregionali di lungo termine, l'Autorità è costantemente impegnata nel diffondere la cultura regolatoria italiana ed europea e nel consolidare i suoi rapporti oltre che con i regolatori, anche con i governi, e le imprese di Paesi europei ed extra europei che ne facciano richiesta. In questa ottica rientrano i molteplici incontri bilaterali tra gli esperti dell'Autorità e le delegazioni straniere interessate a conoscere e approfondire gli aspetti tecnici, legislativi e istituzionali del mercato energetico italiano. Tali incontri sono prevalentemente finalizzati 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.
Sul fronte della collaborazione bilaterale con i Paesi europei, nell'anno appena trascorso, l'Autorità ha incontrato i rappresentanti dei seguenti Paesi.

- Francia: una delegazione del senato francese ha incontrato a Roma rappresentanti dell'Autorità per una discussione aperta sul mercato elettrico italiano, e in particolare sull'esperienza italiana in tema di misuratori elettronici ed sull'evoluzione della politica energetica italiana. Tale incontro fa seguito a due precedenti incontri tenutisi nel 2007[16].
- Malta: 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 è svolto a Milano un incontro di aggiornamento sulla cooperazione euromediterranea e sull'approccio italiano alla politica delle energie rinnovabili e agli obiettivi da qui al 2020 fissati dalle Direttive europee. L'incontro è stato anche l'occasione per dare seguito agli scambi, avvenuti l'anno precedente, relativi alla possibilità di realizzare progetti di interconnessione elettrica e del gas per una migliore integrazione della rete energetica maltese in quella dell'Unione europea. A tale riguardo l'incontro è stato occasione di scambi di informazioni relative ai piani di generazione e di trasmissione elettrica e di discussione dello studio di fattibilità, ancora in corso, coordinato da Enemalta[17] per un cavo elettrico sottomarino di interconnessione ad alta tensione (220 kV) tra Malta e la Sicilia (Ragusa dovrebbe essere il punto di connessione con la rete italiana).

L'Autorità è stata attivamente impegnata anche sul fronte della collaborazione bilaterale con i Paesi extra Unione europea, in particolare con quelli descritti nel seguito.

- Albania: l'Accordo di partenariato siglato il 14 maggio 2007 tra l'Autorità e la *Electricity Regulatory Authority of the Republic of Albania* (ERE), con cui le due Autorità avevano stabilito il reciproco impegno a rafforzare la cooperazione nel settore della regolazione elettrica è stato esteso anche al settore del gas. Tale estensione fa seguito a due interventi legislativi del parlamento albanese, uno sul gas naturale e l'altro sulla privatizzazione della società elettrica monopolista in Albania, OSSH. In questo contesto l'11 e il 12 febbraio 2009 si è svolto a Tirana il terzo *workshop* previsto dal programma di lavoro per il primo anno (2007-2008) con interventi di esperti di entrambe le Autorità. La prima giornata dei lavori è stata dedicata a una ricognizione dello stato del settore gas e delle infrastrutture esistenti in Albania, oltre che all'illustrazione del sistema regolatorio italiano dalla fase di fornitura a quella di distribuzione; la seconda giornata invece si è concentrata sul settore elettrico e in particolare sullo stato della privatizzazione in Albania e sull'esperienza italiana in tema di

16 Durante questi incontri si era discusso di capacità di produzione ed equilibrio offerta/domanda, interconnessioni e rete elettrica, energie rinnovabili (23 aprile 2007) e delle 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 (15 gennaio 2008).

17 Nell'ambito dello studio di fattibilità, Enemalta ha commissionato a Terna l'analisi di alcuni approfondimenti tecnici, e al CESI (Centro elettronico sperimentate italiano) la verifica di alcuni aspetti economici.

apertura del mercato, privatizzazione, sistema tariffario, energie rinnovabili e certificati verdi.

- India: la società di consulenza ingegneristica a partecipazione statale Mecon Ltd, incaricata dal regolatore indiano (PNGRB) di studiare i sistemi regolatori internazionali prevalenti in campo energetico, ha incontrato l'Autorità per ricevere indicazioni sul sistema di regolazione del mercato italiano del gas, con particolare riferimento alla determinazione delle capacità, ai diritti di accesso alle reti e alla concorrenza. Lo scopo dello studio sarà l'individuazione del meccanismo regolatorio più idoneo da utilizzare in India.
- Montenegro: l'Autorità di regolazione elettrica del Montenegro (ERA), la società elettrica verticalmente integrata del Montenegro (EPCG), l'Autorità e Terna hanno avviato, con un incontro in Montenegro nel mese di luglio 2008 e poi con una successiva tavola rotonda a Roma, il lavoro di analisi e identificazione di modalità di sviluppo del quadro regolatorio montenegrino in vista di una probabile futura interconnessione elettrica tra l'Italia e il Montenegro. Il progetto di interconnessione, nell'ottica della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, è promosso da Terna e da EPCG. L'Autorità collabora con ERA anche per la definizione di un sistema tariffario armonizzato con quello europeo, pure alla luce della futura creazione, in Montenegro, di un gestore della rete di trasmissione nazionale separato dalla società verticalmente integrata.
- Singapore: una delegazione ufficiale del governo di Singapore ha incontrato l'Autorità per ricevere chiarimenti sul sistema regolatorio italiano, con particolare riferimento al settore elettrico, e per discutere del tema delle energie rinnovabili, in particolar modo di quella fotovoltaica.
- Stati Uniti d'America: il secondo incontro[18] tra l'Autorità italiana e la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC)[19] degli USA è stato un'occasione utile di aggiornamento e scambio di informazioni, con particolare riferimento al monitoraggio del mercato e al raccordo tra Autorità di regolazione e altri soggetti istituzionali, oltre che al trattamento e all'utilizzo, da parte dei regolatori, dei dati relativi ai soggetti del mercato.
- Tunisia: nell'ambito dell'accordo intergovernativo[20] tra Italia e Tunisia per la realizzazione di un cavo sottomarino di interconnessione elettrica (circa 160 km e capacità di 1.000 MW) tra le reti dei due Paesi e per la costruzione di una centrale elettrica (El Haouria, con una potenza di 1.200 MW) in Tunisia, l'Autorità italiana è ancora impegnata nel Gruppo di lavoro misto. Tale gruppo è al momento coinvolto nella definizione del programma di azione per istituire una società mista italo-tunisina NewCo1, partecipata da Terna e da Steg (Societé Tunisienne de l'Electricité e du Gaz), nell'ambito del progetto ELMED. Il 7 agosto 2008 i ministri italiano e tunisino competenti hanno firmato una dichiarazione congiunta finalizzata alla conclusione di un Accordo di partenariato tra Terna e Steg per la costituzione di una società mista e l'avvio del progetto ELMED. Nell'ambito di tale progetto, nel settembre 2008 il Gruppo di lavoro misto ha aiutato il governo tunisino ad avviare una manifestazione di interesse per l'acquisizione del diritto di produzione di energia elettrica in Tunisia.
- Ucraina: nell'ambito di un progetto di assistenza tecnica finanziato dalla Commissione europea nel quadro del programma TACIS e implementato da Terna, una delegazione mista del governo e di alcuni rappresentanti del monopolista elettrico ucraino ha incontrato, il 2 luglio 2008, una delegazione dell'Autorità. Nel corso dell'incontro, oltre a fare il punto sulle ultime novità relative al gemellaggio nel settore elettrico sopra descritto, si è discusso della coope-

18 Il primo incontro si era svolto a gennaio 2008 ed era stato incentrato in particolare su: regolazione dei mercati energetici e approfondimento per una collaborazione internazionale più ampia a livello CEER-NARUC. La *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (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. Le sue attuali missioni consistono 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).

19 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, trasporto di prodotti petroliferi: la sua giurisdizione copre materie quali le vendite intrastatali 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 5 membri, in carica per 5 anni, nominati dal Presidente degli Stati Uniti, con il consiglio e il consenso del senato federale.

20 La collaborazione tra Italia e Tunisia era stata sancita a Roma l'8 marzo 2007 con un accordo intergovernativo.

razione bilaterale nel settore energetico tra Ucraina e Italia e in particolare della presenza in Ucraina delle imprese energetiche italiane e dell'opportunità per l'Ucraina di aderire all'*Energy Community Treaty* come membro effettivo[21].

WFER IV – World Forum on Energy Regulation IV

Durante il 2008 è iniziata la preparazione del quarto *World Forum on Energy Regulation* (WFER IV), che si terrà ad Atene il prossimo 19-21 ottobre 2009. Il WFER si tiene ogni 3 anni e rappresenta il primario evento internazionale sull'energia per regolatori, organi governativi, agenzie di sviluppo ed esperti di tutto il mondo. Il Forum offre a tutti gli interessati l'opportunità di dibattere e confrontarsi su tutte le questioni, tecniche e politiche, che riguardano la materia energetica e la regolazione. L'Autorità supporta il regolatore greco, sulla base dell'esperienza acquisita nella preparazione del secondo WFER svoltosi a Roma nell'ottobre del 2003. Gli strumenti di collaborazione individuati sono lo *Steering Commitee*, di più alto livello e che delinea le strategie generali da adottare, e l'*International Programme Committee*, preposto alla definizione della struttura del programma scientifico dell'evento. A entrambi i gruppi l'Autorità partecipa dando importanti contributi.

IERN – International Energy Regulators Network

IERN è una piattaforma web con cui si intende facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas a livello mondiale. L'iniziativa, promossa dal secondo *World Forum on Energy Regulation* del 2003, è stata curata per le fasi di prima ideazione e progettazione dall'Autorità stessa. Nel 2005 il progetto pilota è stato fatto proprio dal CEER che ha incaricato la *Florence School of Regulation* dell'implementazione dei contenuti tecnici e scientifici, in collaborazione con le principali associazioni regionali di regolatori a livello mondiale, nonché della gestione operativa. Il sito IERN (www.iern.net) è stato ufficialmente presentato *on line* in occasione del terzo *World Forum on Energy Regulation* di Washington nel 2006. Dal 2007 il CEER ha attivato un apposito Gruppo di lavoro (*FIERN Task Force*) per il coordinamento del progetto in ambito europeo e ha promosso, assieme alle associazioni regionali di regolatori che cofinanziano il progetto, uno *Steering Committee*, presieduto dall'Autorità italiana, con il compito di implementare l'iniziativa.

L'Autorità anche nell'anno trascorso ha svolto un'intensa attività di promozione del sito IERN a livello sia internazionale sia nazionale con le diverse associazioni di categoria, al fine di ottenere una modalità di supporto e di finanziamento stabile indispensabile per assicurare uno sviluppo strutturato del progetto in linea con gli obiettivi prefissati.

IERN è uno strumento chiave per il collegamento e lo scambio di informazioni tra i regolatori e tutti gli operatori del settore in tema di regolazione energetica. Oltre alle sezioni informative sulle diverse edizioni passate e future del *World Forum on Energy Regulation*, il sito IERN contiene informazioni 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 2 sezioni che offrono riferimenti documentali, di aggiornamento professionale e di dibattito per gli operatori e gli *stakeholder* della regolazione energetica a livello mondiale. Le più recenti statistiche sull'accesso al sito rivelano una crescita dell'interesse da parte degli operatori del settore e di 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 corso del 2008 è stata modificata la piattaforma informatica di riferimento per agevolare il coordinamento fra regolatori e l'aggiornamento dei dati; inoltre la *Florence School of Regulation* ha avviato un riesame critico dei contenuti del sito a oltre 2 anni dal suo avvio. Il progetto di quest'ultima prevede: la ristrutturazione dell'informazione secondo criteri di maggiore flessibilità e di accesso immediato; l'introduzione di una sezione di *news* dai regolatori; lo sviluppo di una mappatura sintetica delle principali caratteristiche dei regolatori censiti da IERN; la possibilità di offrire una infrastruttura virtuale che dia continuità alla riflessione e al dibattito fra le diverse edizioni triennali del *World Forum on Energy Regulation*.

21 L'Ucraina partecipa attualmente all'*Energy Community* del Sud-Est Europa con lo *status* di osservatore (insieme con Georgia, Moldavia, Norvegia e Turchia).

Evoluzione della legislazione italiana

Principali interventi nel settore energia

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il 18 giugno 2008 il Governo ha approvato il Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) per il periodo 2009-2013, contenente le linee principali della propria politica economica, strumento con cui Parlamento e Governo forniscono le linee strategiche di indirizzo alle quali dovranno ispirarsi anche le decisioni dell'Autorità.

Dopo aver enunciato i quattro macro-obiettivi della politica economica per gli anni 2009-2013 (riduzione del costo dello Stato, efficientamento dell'azione dell'Amministrazione pubblica, riduzione del peso burocratico sui cittadini, promozione dello sviluppo economico anche attraverso la leva pubblica), il DPEF individua nello sviluppo dell'energia nucleare il primo degli strumenti strategici con cui realizzare il disegno di sviluppo prospettato, perseguendo come finalità la riduzione del debito energetico del Paese e la promozione della competitività. Nel DPEF l'energia si configura dunque come una fondamentale leva strategica per realizzare gli obiettivi di politica economica individuati dal Governo.

Di interesse per l'Autorità risulta anche la previsione della completa liberalizzazione dei servizi pubblici locali, al fine di favorire la più ampia diffusione dei principi di concorrenza, di libertà di stabilimento e di libera prestazione dei servizi.

Nella sezione relativa alle fonti di reperimento delle risorse necessarie alla realizzazione delle politiche di sviluppo, il DPEF parla esplicitamente di «*rimodulazione della base specifica imponibile delle industrie operanti nel settore dell'energia*», anche attraverso l'introduzione di una addizionale del 10% sui profitti delle imprese del settore, con "destinazione etica" di una parte dei relativi gettiti. Questi aumenti tributari potranno infatti essere destinati a finanziare un fondo sociale a favore dei cittadini più disagiati. In sostanza, il DPEF individua nell'energia un settore da cui reperire le risorse necessarie a finanziare le misure di perequazione sociale programmate nel DPEF stesso.

Infine, nella sezione dedicata alle privatizzazioni, il Governo riferisce di non intendere procedere, nel settore energetico, con il processo di privatizzazione e di voler mantenere le attuali partecipazioni pubbliche in Eni ed Enel, «*al fine di evitare di esporre il Paese al rischio di una perdita del controllo su aziende operanti in settori strategici quali l'energia elettrica e il gas*».

Provvedimenti legislativi di interesse

Anticipando la legge finanziaria 2009, il Governo ha adottato le misure economiche e finanziarie più urgenti, già enunciate nello stesso DPEF, con l'emanazione del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, recante *Disposizioni per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria*, convertito in legge 6 agosto 2008, n. 133.

Il provvedimento, spaziando in diversi settori di intervento, contiene disposizioni di particolare interesse per l'Autorità, come: l'istituzione dell'addizionale Ires a carico dei soggetti operanti nei settori dell'energia che abbiano conseguito, nel precedente periodo di imposta, un volume di ricavi superiore a 25 milioni di euro (c.d. "Robin Tax"); l'affidamento all'Autorità del compito di vigilare sul divieto di traslare gli oneri derivanti da tale maggiorazione sui prezzi al consumo, prevedendo altresì lo svolgimento, da parte della medesima Autorità, di una relazione al Parlamento sugli effetti delle attività di vigi-

lanza approntate e svolte. Sui contenuti specifici e i compiti attribuiti all'Autorità da tale provvedimento si rinvia al Capitolo 6 di questo Volume.

In sede di conversione del citato decreto, è stata approvata una riforma organica dei sevizi pubblici locali, destinata ad applicarsi a tutti i comparti e a prevalere sulle relative discipline di settore. La riforma è ancora in attesa di essere completata con l'emanazione di appositi Regolamenti governativi che dovranno armonizzare la nuova disciplina con quelle di settore ed eliminare le incertezze rispetto all'assetto normativo del comparto della distribuzione del gas.

Intervenendo in tema di modalità di affidamento dei servizi pubblici locali, il legislatore ha attribuito alle Autorità di settore, e dunque anche all'Autorità, il compito di svolgere per l'energia elettrica e il gas una verifica laddove gli enti Locali ricorrano a modalità di affidamento del servizio non competitive (in *house providing* o affidamento diretto a società mista con gara per la scelta del socio), attraverso l'espressione, entro 60 giorni, di un parere obbligatorio.

Infine, in coerenza con gli orientamenti strategici espressi dal Governo nel DPEF per gli anni 2009-2013, è stata prevista l'istituzione, presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, di un Comitato strategico per lo sviluppo e la tutela all'estero degli interessi nazionali in economia, con compiti di indirizzo e controllo delle principali imprese nazionali, soprattutto a partecipazione pubblica, che operano, tra gli altri, nei settori dell'energia.

Di grande impatto per il settore energetico risulta anche il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 (c.d. "decreto anti crisi"), recante *Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e imprese e per ridisegnare in funzione anti crisi il quadro strategico nazionale*, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, con il quale il Governo ha inteso affrontare il problema degli alti prezzi dell'energia in Italia.

Al fine di contenere gli oneri finanziari a carico dei cittadini e delle imprese, a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto legge (29 novembre 2008) e sino al 31 dicembre 2009, è stata sospesa l'efficacia delle norme statali che obbligano o autorizzano organi dello Stato a emanare atti aventi a oggetto l'adeguamento di diritti, contributi o tariffe in relazione al tasso di inflazione o ad altri meccanismi automatici.

Il testo prevede tuttavia alcune eccezioni: sono infatti esclusi dal blocco i provvedimenti relativi al servizio idrico, al settore dell'energia elettrica e del gas, oltre – in via generale – agli eventuali adeguamenti in diminuzione. È stato inoltre affidato all'Autorità il compito di effettuare un particolare monitoraggio, nel mercato interno, sull'andamento dei prezzi relativi alla fornitura dell'energia elettrica e del gas naturale, avendo riguardo della diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi; viene anche previsto che, entro il 28 febbraio 2009, la stessa Autorità adotti le misure e formuli ai ministri competenti le proposte necessarie per assicurare che le famiglie fruiscano dei vantaggi derivanti dalla predetta diminuzione.

In sede di conversione del decreto, la tariffa agevolata per la fornitura di energia elettrica, prevista dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007, è stata estesa anche alla fornitura del gas naturale. Nella medesima sede è stato inoltre disposto l'ampliamento dei soggetti beneficiari della tariffa agevolata, sia per l'energia elettrica sia per il gas, estendendo tale agevolazione anche ai clienti domestici presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche – alimentate a energia elettrica – necessarie per il loro mantenimento in vita, oltre che ai nuclei familiari con almeno 4 figli a carico e con Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) non superiore a 20.000 €. La compensazione è finalizzata a ridurre, indicativamente del 15%, la spesa complessiva dell'utente tipo gas. Per la copertura di tale misura, l'Autorità è tenuta a istituire un'apposita componente tariffaria, a carico dei titolari di utenze non domestiche, volta ad alimentare un conto gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Il decreto, inoltre, contiene le indicazioni legislative per una riforma organica del mercato elettrico, da attuare tramite decreti del Ministero dello sviluppo economico, da emanarsi dopo aver sentito l'Autorità.

Tali decreti dovranno dunque ridefinire l'assetto del mercato elettrico, prevedendo come obiettivo a tendere che il prezzo dell'energia sia determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante da ciascuna azienda e accettati dal GME, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda. I decreti ministeriali dovranno inoltre istituire un nuovo mercato infragiornaliero, al posto dell'attuale mercato di aggiustamento, al fine di favorire, attraverso un meccanismo di negoziazione continua delle risorse

necessarie, maggiori flessibilità operativa ed economicità del sistema.

La riforma riguarda anche il mercato dei servizi di dispacciamento. In tale mercato, i decreti dovranno prevedere che il prezzo dell'energia sia determinato in base ai diversi prezzi offerti in modo vincolante da ciascun utente, con precedenza per le offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento del fabbisogno; a questo riguardo, l'Autorità dovrà emanare delibere volte a migliorare la trasparenza e l'efficienza del mercato, minimizzando gli oneri complessivi per il sistema, con particolare riguardo alla disciplina degli impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, implementando meccanismi puntuali volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri a carico dei consumatori finali e un'equa remunerazione dei produttori.

In tema di promozione della concorrenza, il Ministero dello sviluppo economico potrà adottare, sentita l'Autorità, misure selettive – e di carattere temporaneo – nelle zone dove si verificano anomalie dei mercati, in considerazione di proposte di intervento segnalate al Governo dalla stessa Autorità.

L'Autorità inoltre invierà al Ministero dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati, contenente anche proposte finalizzate a migliorare l'organizzazione degli stessi, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, e a promuovere la concorrenza rimuovendo eventuali anomalie del mercato. In particolare, l'Autorità potrà proporre l'adozione di misure relative alla promozione dell'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica, anche attraverso l'implementazione di piattaforme comuni per la negoziazione dell'energia elettrica e l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera con i Paesi limitrofi.

Potranno inoltre essere proposte misure per lo sviluppo dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia, con lo sviluppo di nuovi prodotti, anche di lungo termine, al fine di garantire un'ampia partecipazione degli operatori, un'adeguata liquidità e un corretto grado di integrazione con i mercati sottostanti.

In tema di suddivisione della rete rilevante, è previsto che, entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione, il Ministero dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità e sentito il concessionario dei servizi di trasmissione e dispacciamento (Terna), potrà suddividere la rete rilevante in non più di 3 macrozone.

Altri interventi normativi

Per quanto concerne lo sviluppo delle fonti rinnovabili, di rilevante importanza risulta il decreto interministeriale del 18 dicembre 2008, attuativo di previsioni contenute nella legge finanziaria 2008. Tale decreto, tra le altre cose, dà l'avvio al processo di revisione del meccanismo dei certificati verdi, introducendo il sistema della tariffa fissa onnicomprensiva per impianti da fonti rinnovabili di piccola taglia (fino a 1 MW) ed estendendo il meccanismo dello scambio sul posto agli impianti fino a 200 kW (precedentemente tale limite era posto a 20 kW). Relativamente a tali meccanismi di incentivazione, l'Autorità è chiamata a stabilire condizioni, in particolare per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive e per lo scambio sul posto, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del citato decreto.

In materia di risparmio energetico, il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, ha dato attuazione alla Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia, introducendo rilevanti novità. L'obiettivo generale di tale intervento normativo è quello di contribuire al raggiungimento di una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla tutela dell'ambiente (per esempio, riduzione delle emissioni di gas a effetto serra), attraverso un generale miglioramento negli usi finali dell'energia. In particolare, oltre all'istituzione di una Agenzia nazionale per l'efficienza energetica nell'ambito di ENEA, sono state attribuite allo stesso ENEA competenze di regolazione tecnica nonché di gestione (valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti). Rimangono invece all'Autorità competenze di regolazione generale ed economica, quali quelle relative alla determinazione del relativo contributo tariffario, al funzionamento dei mercati, alle sanzioni per i casi di accertate violazioni o mancato raggiungimento degli obiettivi e al monitoraggio dei risultati.

Da segnalare anche la legge 4 marzo 2009, n. 15, recante *Delega al Governo finalizzata all'ottimizzazione della produttività del lavoro pubblico e alla efficienza e trasparenza delle pubbliche amministrazioni nonché disposizioni integrative delle funzioni attribuite al Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro e alla Corte dei conti*, che delega il Governo a prevedere strumenti e procedure idonei a evitare che l'azione collettiva nei confronti dei concessionari dei servizi pubblici possa essere proposta o proseguita, nel caso in cui un'Autorità indi-

pendente o un organismo con funzioni di vigilanza e controllo nel relativo settore abbia avviato sul medesimo oggetto il procedimento di propria competenza.

Molte e importanti disposizioni, relative al settore energetico, sono contenute nel disegno di legge recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia* (AS 1195), all'esame in seconda lettura, in sede referente, della Commissione industria del Senato della Repubblica nel marzo 2009.

Tra queste risultano particolarmente rilevanti: la disciplina delle condizioni e dei tempi di attuazione della nuova Borsa del gas e della possibile estensione del ruolo dell'Acquirente Unico a tale settore; le previsioni in materia di nuove autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di GNL e delle opere connesse; le nuove disposizioni circa i permessi di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi e le autorizzazioni per la perforazione dei pozzi esplorativi; le disposizioni in tema di sostituzione di misuratori del gas; la previsione di nuovi contratti per la cessione di capacità produttiva virtuale nel settore elettrico; la nuova ripartizione di competenze, tra Ministero dello sviluppo economico e Autorità, in tema di definizione e aggiornamento del costo evitato di combustibile di cui al provvedimento CIP6; la disciplina organica riguardante lo sviluppo dell'energia nucleare in Italia e l'istituzione di un'apposita Agenzia per la sicurezza nucleare; la previsione della priorità di dispacciamento per l'energia elettronucleare prodotta sul territorio nazionale.

Sono state inoltre approvate, in Commissione industria del Senato, alcune disposizioni che appaiono rilevanti per le materie di competenza di questa istituzione.

Tra queste si segnalano in particolare: una norma che prevede, a decorrere dal 1° gennaio 2009, l'aggravio, sulla componente tariffaria A_2, di un prelievo di 100 milioni di euro all'anno a favore del bilancio dello Stato, che comporta possibili maggiori oneri sulle bollette pagate dai consumatori finali; una disposizione che riconosce a questa Autorità la possibilità di avvalersi del Gestore dei servizi elettrici (GSE) e dell'Acquirente Unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori di energia e per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti finali; un articolo che introduce alcune deroghe alla disciplina dello scambio sul posto per i comuni con meno di 20.000 abitanti; una disposizione che trasferisce l'obbligo di acquisto dei certificati verdi dai produttori ai «*soggetti che concludono con la società Terna uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo*», ossia tutti i venditori di energia elettrica; una norma che esclude il comparto della distribuzione del gas dall'applicazione dell'art. 23*bis* del decreto legge n. 112/08, convertito nella legge n. 133/08.

Tra gli emendamenti non ancora esaminati dalla Commissione parlamentare competente alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*, si segnalano un emendamento che proroga al 2015 i tetti antitrust previsti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore e un emendamento che estende i poteri dell'Autorità a tutte le fasi della filiera dell'energia elettrica e del gas.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Nel corso del 2008, l'Autorità si è particolarmente impegnata al fine di dare piena attuazione alla funzione consultiva e di segnalazione che la legge istitutiva le conferisce (art. 2, comma 5, della legge 14 novembre 1995, n. 481). La tematica energetica, infatti, nella sua vastità e complessità, diviene sempre più centrale nelle attività istituzionali di numerosi soggetti, a partire dal Parlamento e dal Governo, passando per gli enti locali, i ministeri o altri soggetti costituzionalmente identificati, quali il CNEL (Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro). È stato costante l'impegno teso a mettere in comune le competenze accumulate dal regolatore di settore in oltre 10 anni di attività con tutti gli attori che, a vario titolo, agiscono negli ambiti legati all'energia. Ciò sia attraverso la redazione di materiali informativi, sia per mezzo di incontri tecnici con, fra gli altri, senatori e deputati di tutte le forze politiche, funzionari delle commissioni parlamentari, tecnici dei ministeri, rappresentanti delle organizzazioni dei consumatori e dei lavoratori.

Segnalazioni al Parlamento e al Governo

Il 29 dicembre 2008, adempiendo ai nuovi compiti a essa affidati dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, convertito nella legge n. 133/08, l'Autorità ha inviato al Parlamento una relazione sugli effetti della maggiorazione d'imposta prevista dal comma 16 del medesimo articolo (c.d. "Robin Tax"). Il 9 febbraio 2009, ha inviato al Parlamento e al Governo una segnalazione, ai sensi dell'art. 2, comma 6, della legge n. 481/95, per sensibilizzare tali istituzioni sulle implicazioni connesse con l'introduzione di un regime tariffario semplificato per le società esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica che servono meno di 5.000 utenti. Infine, il 27 febbraio 2009, in base a quanto disposto dall'art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, convertito nella legge n. 2/09, l'Autorità ha inviato al Governo un'informativa contenente proposte urgenti da adottare affinché le famiglie e i consumatori finali possano fruire dei vantaggi derivanti dalla diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi verificatasi a partire dall'estate del 2008.

Relazione del 29 dicembre 2008

Nella relazione riguardante gli effetti prodotti dalla c.d. "Robin Tax", ossia il divieto di traslazione sui prezzi al consumo dell'onere della maggiorazione d'imposta, l'Autorità ha innanzitutto esposto le iniziative e gli atti adottati in adempimento al compito di vigilare sull'osservanza del citato divieto. In partico-

lare, l'Autorità ha disposto: la trasmissione da parte degli operatori soggetti alla maggiorazione d'imposta dei dati contabili (bilancio, budget e margini operativi) utili a iniziare l'attività di monitoraggio; la costituzione di un Gruppo di lavoro composto da dipendenti dell'Autorità e da personale della Guardia di Finanza con funzioni di coordinamento delle attività, di acquisizione e di analisi della documentazione; la definizione di un primo programma di verifiche ispettive a 10 imprese. Nel documento è poi dato conto del contenzioso attivato dagli operatori del settore avverso i provvedimenti adottati dall'Autorità, in cui è stata sollevata anche la questione di illegittimità costituzionale e comunitaria della norma legislativa del decreto legge che attribuisce all'Autorità i citati compiti di vigilanza (vedi anche il Capitolo 6 di questo Volume).

Segnalazione del 9 febbraio 2009

Nella segnalazione del 9 febbraio 2009, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni e proposte in ordine all'ipotesi di modifica della disciplina regolatoria relativa al regime tariffario per le imprese elettriche con meno di 5.000 utenze, come formulata nell'emendamento al disegno di legge AS 1305 n. 21.0.17, approvato il 6 febbraio 2009 dalla 1ª Commissione (Affari costituzionali, affari della Presidenza del Consiglio e dell'Interno, ordinamento generale dello Stato e della Amministrazione pubblica) del Senato. Questa istituzione ha innanzitutto fatto presente le problematiche che avrebbe comportato l'approvazione definitiva dell'emendamento citato, volto a introdurre «*un regime tariffario semplificato per le imprese elettriche con meno di 5.000 utenze*». In primo luogo l'Autorità ha messo così in luce le incertezze prodotte dalla stessa espressione "*regime tariffario semplificato*": il testo dell'emendamento faceva infatti riferimento a tale "*regime semplificato*" senza tracciarne in alcun modo il perimetro o definirne le implicazioni, e così le possibili interpretazioni avrebbero potuto persino condurre sia all'applicazione di un trattamento deteriore e discriminatorio nei confronti dei clienti di queste società, sia a una riduzione della concorrenza sul lato della vendita. In secondo luogo l'Autorità ha osservato come l'emendamento n. 21.0.17 impattasse negativamente sulla competenza tariffaria dell'Autorità, attribuendo al Governo il compito di emanare atti puntuali e prescrittivi, con contenuti di carattere tecnico, volti a incidere direttamente sull'esercizio della potestà tariffaria; al contrario, la legge n. 481/95 ha voluto riservare la funzione di determinazione delle tariffe a una istituzione neutrale, dotata delle indispensabili caratteristiche di terzietà e indipendenza.

Informativa del 27 febbraio 2009

Il 27 febbraio 2009 l'Autorità, ottemperando a quanto previsto dall'art. 3, comma 8, della legge n. 2/09, ha inviato al Ministero dello sviluppo economico un'informativa sulle misure e sulle proposte urgenti da adottare affinché le famiglie e i consumatori finali possano fruire dei vantaggi derivanti dalla diminuzione del prezzo dei prodotti petroliferi verificatasi a partire dall'estate del 2008.

Nell'informativa vengono innanzitutto richiamati i principali interventi effettuati a tal proposito dall'Autorità, con particolare riferimento alla delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08, con la quale è stata eliminata la soglia minima di variazione dei prezzi all'ingrosso al di sotto della quale non erano previsti conseguenti ribassi dei prezzi per i clienti tutelati; tale soglia minima avrebbe potuto annullare, in riferimento al primo trimestre dell'anno in corso, i benefici per i clienti finali derivanti dalla diminuzione dei prezzi dei prodotti petroliferi.

Sono state poi proposte azioni normative specifiche da realizzare nei mercati all'ingrosso del gas e dell'energia elettrica.

In relazione al mercato del gas, l'Autorità ha rilevato come l'esigua concorrenza che caratterizza il mercato all'ingrosso costituisca un rilevante ostacolo allo sviluppo di una reale concorrenza nella vendita al dettaglio, con riflessi positivi sui prezzi al consumo.

A quasi 6 anni dall'apertura a valle del mercato del gas naturale, l'operatore dominante (Eni) importa, infatti, oltre circa il 65% del gas disponibile oggi in Italia ed è in grado di esercitare il controllo su tutte le infrastrutture d'importazione verso il nostro Paese; è dunque sempre in condizione di determinare il prezzo e di imporlo agli altri concorrenti, ricavando extra profitti anche nei momenti di discesa dei prezzi dei prodotti petroliferi.

Alla luce di ciò, l'Autorità ha proposto l'adozione di misure direttamente indirizzate alla promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso, tali da non consentire all'operatore domi-

nante di determinare unilateralmente il prezzo della domanda. In particolare, questa istituzione ha proposto l'introduzione dell'obbligo, per l'operatore dominante, di offrire annualmente all'asta determinate quantità di gas a un prezzo base determinato dalla stessa Autorità, che rifletta realmente i costi, prevedendo che la differenza tra il prezzo effettivo di assegnazione all'asta e il prezzo minimo indicato dall'Autorità sia infine utilizzata per ridurre altri corrispettivi regolati a carico dell'insieme dei consumatori finali.

In relazione al mercato elettrico, l'Autorità ha rilevato che, rispetto a specifiche aree geografiche (quali Sicilia, Sardegna e alcune zone dell'Italia meridionale), il grado di concorrenza nel mercato all'ingrosso è tuttora piuttosto scarso e ciò si riflette negativamente sui prezzi al consumo. È stato in particolare fatto presente che destano preoccupazione le situazioni di Sicilia e Sardegna, in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (Enel e il raggruppamento dei *toller* di Edipower per la Sicilia ed Enel ed EON per la Sardegna) dotati di un notevole potere di mercato unilaterale dovuto al fatto che la loro capacità produttiva è indispensabile a soddisfare il fabbisogno di energia nelle relative zone. Tale situazione preoccupa anche per il rischio di collusioni, facilitate dall'ambito geograficamente ristretto in cui questi soggetti operano e dalla stretta e continua interazione. L'Autorità ha proposto quindi di attuare interventi che possano incidere efficacemente sull'esercizio del potere di mercato unilaterale di tali operatori attraverso l'introduzione dell'obbligo di cedere la disponibilità di una parte della propria capacità produttiva – tramite lo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP) che tiene conto della misura del potere di mercato unilaterale detenuta dal soggetto – dietro corresponsione di un premio, determinato dall'Autorità, che rifletta i costi reali dell'impianto e impedisca il cristallizzarsi di ingiustificate rendite di posizione a danno dei consumatori finali.

Pareri e proposte al Governo

Il 24 giugno 2008 l'Autorità ha fornito al Ministero dello sviluppo economico un parere favorevole alla proposta di modifica del *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico* a condizione che ciascun operatore, ai fini della presentazione di offerte sul mercato elettrico, possa richiedere l'inserimento dei dati e delle informazioni relativi al codice di identificazione dei punti di offerta, allegando una dichiarazione resa dall'utente del dispacciamento del punto di offerta, la quale attesta che l'operatore richiedente ha titolo per presentare le offerte.

Il 4 agosto 2008 l'Autorità ha rilasciato al Ministero dello sviluppo economico un ulteriore parere favorevole relativo alla proposta di modifica del *Testo integrato della disciplina del mercato elettrico*, a condizione che il GME sviluppi soluzioni che consentano di ridurre il più possibile i costi di transazione connessi con la negoziazione sul Mercato a termine fisico dell'energia elettrica (MTE), con particolare riferimento ai sistemi di garanzie, consentendo così che l'MTE possa configurarsi come una piattaforma di negoziazione liquida di contratti con durata superiore al mese e possibilmente anche all'anno.

Infine, il 13 febbraio 2009 l'Autorità ha rilasciato al Ministero dello sviluppo economico un parere favorevole in merito all'ampliamento della Rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) derivante dall'acquisizione da parte di Terna della rete di distribuzione in alta tensione nella titolarità di Enel Distribuzione.

Audizioni presso il Parlamento

Prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e ricadute dei costi dell'energia sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese

Nell'audizione del 12 novembre 2008 davanti alla Commissione industria, commercio e turismo del Senato, svolta nell'ambito dell'Indagine conoscitiva riguardo alla dinamica dei prezzi della filiera dei prodotti petroliferi e alle ricadute dei costi dell'energia e del gas sui redditi delle famiglie e sulla competitività delle imprese, l'Autorità ha delineato un preciso quadro delle problematiche relative alla struttura e all'organizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas e ai possibili eventuali interventi normativi a favore dei consumatori.

In primo luogo, l'Autorità ha compiuto una ricognizione sull'assetto attuale dei mercati, evidenziando la presenza di: mercati all'ingrosso nei quali i prezzi sono liberi e le contrattazioni (tra produttori o importatori e grossisti o clienti) avvengono tramite contratti bilaterali o, nel caso dell'energia elettrica, attraverso mercati regolati (Borsa elettrica); servizi regolati, le cui tariffe sono determinate dall'Autorità, che comprendono tutte le attività connesse con monopoli naturali quali la trasmissione, il dispacciamento, la distribuzione e, nel caso del gas, lo stoccaggio; mercati *retail,* nei quali i prezzi sono liberi ma sussiste ancora l'obbligo per i venditori di offrire condizioni di prezzo fissate dall'Autorità ai clienti tutelati (costituiti sostanzialmente dai clienti domestici e dalle piccole imprese che non abbiano ancora scelto di accettare offerte sul mercato libero).

Per quanto concerne i costi di produzione e di importazione e gli effetti del prezzo del petrolio, l'Autorità ha rilevato che attualmente, nel settore elettrico, quasi il 70% del totale della produzione dipende da idrocarburi (e quindi i costi sono condizionati dal prezzo del petrolio) a causa dell'assenza del nucleare, dello scarso utilizzo del carbone e del limitato apporto di sorgenti rinnovabili competitive. Anche nel settore del gas, determinante diventa la componente di importazione e quindi del prezzo del petrolio, poiché la produzione nazionale è da anni in continua riduzione (dal 33% della domanda finale nel 1997 essa si è ridotta all'11,6% del 2007). Sempre in relazione a questo comparto, l'Autorità ha ricordato che gli operatori che non dispongono di produzione propria, ovvero di fatto tutti tranne l'Eni, subiscono una variazione dei costi quasi proporzionale al petrolio ma differita di alcuni mesi. L'Eni invece subisce una variazione solo per l'86% dei suoi costi, corrispondente alla quota di gas importato rispetto al totale delle sue disponibilità per la vendita. Ne deriva che in una situazione di prezzi del petrolio elevati l'Eni può agevolmente estrarre dal mercato tutta la rendita.

L'Autorità ha quindi segnalato che, nelle situazioni in cui il prezzo del petrolio scende rapidamente, si realizzano, a causa dello sfasamento temporale dei prezzi del gas, alcune anomalie di mercato, quali, per esempio, i prezzi degli oli combustibili molto inferiori, a parità di energia, a quelli del gas.

Facendo riferimento agli interventi posti in essere dall'Autorità, in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico e il Nucleo speciale tutela dei mercati della Guardia di Finanza, la stessa ha riferito di aver effettuato, al fine di procedere a un alleggerimento dei costi dell'energia per i consumatori, controlli sia sugli impianti che usufruiscono degli incentivi CIP6 per la produzione da fonti rinnovabili e assimilate, sia sugli impianti di cogenerazione che hanno portato all'individuazione di circa 150 milioni di euro di incentivi indebitamente percepiti da restituire nelle bollette dei consumatori (di questi circa un terzo sono stati già restituiti, per gli altri sono in corso le operazioni di recupero).

Infine, l'Autorità ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo alcune proposte di carattere fiscale, di modifica della struttura dei mercati e di tutela dei consumatori. In particolare, l'Autorità ha segnalato la possibilità di intervenire sulla fiscalità e sugli oneri parafiscali che, a vario titolo, gravano sulle bollette. Ha altresì posto in evidenza la necessità di prorogare oltre il 2010 i tetti antitrust alle importazioni nel setto-

re del gas e di provvedere, per via legislativa, alla riattribuzione al Ministero dello sviluppo economico del potere di definire gli ambiti territoriali relativi alle gare per la distribuzione del gas.

Incentivazione delle fonti rinnovabili

L'11 febbraio 2009 l'Autorità è stata ascoltata nell'ambito del ciclo di audizioni tenutesi presso la Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati relative al sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili e assimilate (CIP6) operante in Italia.

In tale sede, l'Autorità ha innanzitutto compiuto una ricognizione su tutti i sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili oggi esistenti in Italia, dedicando particolare attenzione al meccanismo di incentivazione previsto dal provvedimento CIP6, approfondendone la natura, l'evoluzione e le criticità emerse nel corso degli anni. In particolare, l'Autorità ha messo in luce il costo che tale provvedimento ha comportato e comporta ancora adesso per i clienti finali. Le cause, ad avviso dell'Autorità, sono ascrivibili all'estensione delle incentivazioni ai c.d. "impianti assimilati", alla difficoltà di definire a priori un prezzo di cessione giustamente remunerativo per stimolare gli operatori senza consentire eccessive rendite, alla difficoltà di individuare la quota del prezzo di cessione da porre a carico di Enel rispetto a quella da porre direttamente a carico degli utenti (sovrapprezzo fonti rinnovabili), alle sovrapposizioni con gli altri sistemi di incentivazione e alla mancanza di un tetto quantitativo programmatico.

L'Autorità ha poi ricordato i propri provvedimenti finalizzati a garantire una maggiore equità nel sistema e a evitare il cristallizzarsi di rendite di posizione indebite a danno degli utenti. In particolare, è stata ricordata la delibera 15 novembre 2006, n. 249/06, con la quale questa istituzione ha introdotto una nuova modalità di calcolo della componente di costo evitato di combustibile, più aderente ai costi reali, che ha consentito di ridurre l'onere per i consumatori finali, per il solo anno 2007, di 635 milioni di euro.

Infine, per quanto riguarda le criticità del sistema di incentivazione, l'Autorità ha rilevato la presenza di una situazione di incertezza normativa legata al troppo rapido accavallarsi di norme sulle stesse questioni: un sistema autorizzativo locale eccessivamente frammentato e burocratizzato; l'eventualità che emergano nel medio termine problemi di sostenibilità economica dei livelli di incentivazione (nel perseguire gli obiettivi fissati dall'Europa gli oneri a carico del sistema potrebbero addirittura triplicarsi); la presenza di problemi di non corretta redistribuzione, connessi con l'attuale sistema di finanziamento dell'incentivazione che pone gli oneri per le rinnovabili sui consumi di energia elettrica, i quali non sono ispirati a criteri di proporzionalità e progressività economica.

Fonti rinnovabili e cambiamenti climatici

Il 25 febbraio 2009 l'Autorità è stata ascoltata presso la Commissione territorio e ambiente del Senato nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sulle problematiche relative alle fonti di energia alternative e rinnovabili, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni in atmosfera e ai mutamenti climatici, anche in vista della Conferenza COP 15 di Copenhagen.

In questa sede l'Autorità ha ripreso le argomentazioni espresse nella precedente audizione dell'11 febbraio presso la Camera sul sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili, focalizzando l'attenzione sugli aspetti relativi al nuovo *climate package* europeo. L'Autorità ha rilevato come l'ambizioso obiettivo posto dall'Unione europea di ridurre le emissioni di gas climalteranti del 20% nel 2020 possa essere realizzato soltanto attraverso il ricorso a due strumenti: da una parte, l'incremento fino al 20% della quota di energie rinnovabili sul consumo finale di energia; dall'altra, la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, per raggiungere, entro il 2020, un risparmio del 20% rispetto all'andamento tendenziale.

Secondo l'Autorità, il miglioramento dell'efficienza nell'uso dell'energia assume dunque un ruolo determinante nella strategia nazionale per rispettare gli impegni comunitari. L'Autorità ha inoltre segnalato, come già in altre occasioni, che l'enorme incremento delle emissioni di gas climalteranti di Paesi quali Cina e India negli ultimi anni non sia imputabile solo alla crescita dei consumi interni, ma soprattutto al fortissimo aumento delle esportazioni; si tratta quindi di maggiori emissioni per soddisfare consumi di altri Paesi, in particolare dell'Europa.

L'Autorità ha dunque fatto presente che, per valutare correttamente le emissioni europee, appare indispensabile considerare non soltanto quelle determinate dalle produzioni europee, ma anche quelle ascrivibili ai consumi del nostro continente. In tema di sviluppo sostenibile, l'Autorità ha ricordato le opportunità di investimento offerte dallo sviluppo delle fonti rinnovabili e la possibilità di sviluppare filiere industriali in settori tecnologicamente avanzati.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con soggetti pubblici con i quali, attraverso diversi strumenti operativi, svolge funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali così come definite dalla legge n. 481/95.

Guardia di Finanza – Stazioni sperimentali per i combustibili

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e di ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, l'Autorità ha continuato ad avvalersi della collaborazione della Guardia di Finanza ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199/01), rinnovato e ulteriormente esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05). Nell'ambito di tali attività di verifica e controllo, hanno collaborato con l'Autorità anche enti di comprovata autorevolezza ed esperienza nei settori regolati, quali in particolare:

- la Cassa conguaglio per il settore elettrico, per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti incentivati di produzione di energia elettrica (alimentati da fonti rinnovabili, assimilate alle rinnovabili, e impianti di cogenerazione) e presso le imprese elettriche minori;
- l'ENEA, per lo svolgimento delle attività di controllo nell'ambito della valutazione e della certificazione dei progetti di risparmio energetico;
- la Stazione sperimentale per i combustibili, per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas.

Nel 2008 sono state effettuate, tramite sopralluogo, 118 verifiche ispettive, di cui 113 in collaborazione con le Unità speciali della Guardia di Finanza, in particolare con il Nucleo speciale tutela mercati (istituito allo scopo di collaborare anche con le Autorità amministrative indipendenti ai sensi dell'art. 3, commi 1 e 2, del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68), inclusi 57 controlli tecnici effettuati con la Stazione sperimentale per i Combustibili e 5 in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Nel corso del 2008 la collaborazione con la Guardia di Finanza si è, tra l'altro, estesa alle attività di vigilanza nell'ambito della "Robin Tax", in attuazione dell'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, che attribuisce all'Autorità il compito di vigilare sul divieto di traslazione sui prezzi al consumo della maggiorazione di imposta Ires introdotta dal comma 16 del medesimo articolo. Tale attività interessa oltre 500 imprese operanti in settori energetici ben più estesi rispetto a quelli dell'elettricità e del gas.

Sempre nel 2008, a seguito delle verifiche ispettive svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza:

- sono stati avviati procedimenti prescrittivi o sanzionatori nei confronti di 34 imprese;
- sono state effettuate 5 denunce penali.

Cassa conguaglio per il settore elettrico

Fin dalla sua istituzione, l'Autorità vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico, ente di diritto pubblico non economico, che controlla 29 conti di gestione istituiti dall'Autorità stessa, dei quali 5 sono stati creati nel periodo compreso tra aprile 2008 e marzo 2009; inoltre svolge a supporto dell'Autorità: funzioni di istruzione ed esazione tariffaria con conseguente ridistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale; attività istruttorie, di controllo, di verifica; recuperi finanziari di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.

Per quanto riguarda le verifiche ispettive sugli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili e

assimilate e sugli impianti di cogenerazione, svolte in avvalimento dell'Autorità, sono stati effettuati, dal 2005 fino a marzo 2009, controlli su 110 impianti per una potenza installata pari a oltre 8.200 MW. In esito a tali verifiche sono state avviate azioni di recupero amministrativo per somme indebitamente percepite pari a 145 milioni di euro di cui 70 già versati, contribuendo così a ridurre il fabbisogno attuale e prospettico dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante in bolletta (componente A_3).

I 5 nuovi conti di gestione, di cui è fatto sopra cenno, aperti tra aprile 2008 e marzo 2009 riguardano:

- il Fondo per il rimborso del disagio subito dai clienti in bassa e media tensione per interruzioni conseguenti a eventi eccezionali, ai sensi della delibera dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07;
- il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela, ai sensi della delibera dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07;
- il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione dell'energia elettrica, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 156/07;
- il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio, ai sensi della delibera dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 348/07;
- il Conto oneri per il corrispettivo di gradualità indirizzato ai clienti finali titolari di punti di prelievo in bassa tensione, ai sensi della delibera dell'Autorità 27 novembre 2008, ARG/elt 171/08.

CNEL – Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro

Nell'anno 2008 si sono intensificati i rapporti tra il CNEL e l'Autorità (tra la Presidenza e le Commissioni CNEL e gli Uffici dell'Autorità) e si sono resi visibili i primi risultati di questa collaborazione. Si è lavorato congiuntamente a un programma di temi di interesse comune, prevalentemente energetici, da svolgere congiuntamente anche con l'apporto di specialisti dell'Unione europea. Frutto di questa collaborazione è stato il seminario, tenutosi a novembre 2008, *La politica europea dell'energia: il problema delle reti*, cui ha dato il proprio contributo il Ministro dello sviluppo economico. Le tesi svolte dai rappresentanti delle istituzioni nazionali ed europee, dei sindacati, delle associazioni delle imprese e dei principali operatori nazionali presenti sono parte di un progetto comune di energia sicura e a buon mercato, che consenta lo sviluppo secondo il modello sostenibile proprio delle economie più progredite. Tale progetto verrà presentato e sostenuto presso le istituzioni europee.

Altro tema di impegno comune è l'evoluzione dell'Osservatorio dei servizi pubblici locali del CNEL che si interessa, oltre che di energia elettrica e gas, anche di trasporti, del settore idrico e di altri servizi.

È stato individuato nei dati riguardanti tariffe e volumi/quantità di energia elettrica e gas di 200 comuni il contributo che l'Autorità potrà fornire all'Osservatorio. In prospettiva, e con vantaggi reciproci a livello di disponibilità di informazioni, si lavorerà per individuare i dati circa i consumi medi di elettricità e gas per categorie di utenza.

ENEA

In attuazione di quanto previsto dalla Convenzione di avvalimento approvata con delibera 11 gennaio 2006, n. 4/06, l'Autorità ha continuato ad avvalersi di ENEA per le seguenti attività a supporto della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (decreti ministeriali 20 luglio 2004):

- attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito all'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, ai sensi dell'art. 6 delle *Linee guida*;
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in seguito alla realizzazione di progetti;
- attività di controllo volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetti ai fini della relativa certificazione.

Il supporto di ENEA ha in tal modo contribuito alla gestione ordinaria del meccanismo, alla verifica e alla certificazione dei risultati (per un approfondimento sui risultati vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

CIG – Comitato italiano gas

Nel febbraio 2008 l'Autorità e il CIG, organismo federato all'UNI, hanno siglato un Protocollo di intesa, valido per 3 anni, con l'obiettivo di sviluppare temi di comune interesse in materia di qualità del servizio, sicurezza e prevenzione, efficienza energetica, misura del gas e formazione.

Nell'ambito del Protocollo e con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, che ha reso obbligatoria per tutti i distributori di gas la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e le imprese, l'Autorità ha previsto che il CIG sviluppi le norme atte a garantire la standardizzazione e l'interoperabilità dei contatori del gas con tutti gli apparati di sistema, nel rispetto delle tempistiche previste dalla stessa delibera ARG/gas 155/08. L'Autorità ha anche prolungato fino al 30 settembre 2010 l'assicurazione, stipulata dal CIG, tramite gara a evidenza pubblica, a favore dei clienti finali civili del gas.

CEI – Comitato elettrotecnico italiano

Nel 2008 è proseguita la collaborazione con il CEI, avviata tramite la stipula di un Protocollo di intesa nel mese di dicembre 2006. Il CEI è l'ente istituzionale riconosciuto dallo Stato italiano e dall'Unione europea, preposto alla normazione e all'unificazione in Italia dei settori elettrotecnico, elettronico e delle telecomunicazioni. In particolare, con la pubblicazione della delibera 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, a conclusione di un lavoro avviato nel 2006 è stata riconosciuta la norma CEI 0-16 quale regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti che immettono o prelevano energia elettrica dalle reti elettriche di distribuzione in alta e media tensione.

Istat – Istituto nazionale di statistica

La collaborazione tra l'Istat e l'Autorità risale al 1998, anno in cui fu stipulata una prima convenzione triennale che prevedeva un ampliamento del questionario dell'indagine "Aspetti della vita quotidiana" tramite l'inserimento di specifici quesiti rivolti alle famiglie sulla qualità dei servizi di erogazione di energia elettrica e gas. Tale collaborazione è stata rinnovata e si protrarrà, in base all'ultima convenzione stipulata, fino al 2009.

L'indagine raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui su tutto il territorio nazionale. L'esteso campione permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, consentendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Università

Nell'anno 2008 è stata rafforzata la collaborazione nell'ambito della formazione e della ricerca tra l'Autorità e le università italiane con le quali sono attivi i Protocolli d'intesa. L'obiettivo che si intende perseguire è duplice: da un lato formare il personale dell'Autorità e dall'altro contribuire alla diffusione della regolazione del settore energetico presso il mondo accademico. Negli anni scorsi, l'Autorità ha avviato fattivi rapporti di collaborazione con alcune università italiane, in particolare con il Politecnico di Milano, le Università Bocconi, Bicocca e Cattolica di Milano, l'Università di Pavia, le Università "La Sapienza" e "Tor Vergata" di Roma e "Federico II" di Napoli. Alcuni di questi Protocolli di durata triennale sono giunti a scadenza nel corso del 2008. Vista la proficua esperienza e i risultati di tale collaborazione con le strutture accademiche, si è convenuto di procedere al rinnovo dei Protocolli, che risultano pertanto già stati ridefiniti o in via di definizione.

Il sistema di raccordo fra l'Autorità e le università italiane definito dai Protocolli contempla anche la realizzazione di *stage* presso gli Uffici dell'Autorità per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'erogazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. Al contempo, questo consente ai dirigenti dell'Autorità di avere un ruolo attivo nell'attività di formazione accademica e di partecipare direttamente ad alcuni 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.

Nel corso del 2008, a completamento dei master su tematiche energetiche organizzati da parte di alcuni degli istituti universitari sopramenzionati, sono stati avviati presso l'Autorità 6 nuovi *stage* della durata variabile fra i 6 mesi e l'anno. A marzo 2009 risultavano attivi, presso gli Uffici dell'Autorità, complessivamente 8 *stage*. Sono state anche realizzate attività di ricerca e analisi mirate a fornire agli Uffici dell'Autorità elementi

tecnici necessari per il completamento di alcuni provvedimenti. Merita particolare attenzione l'accordo per la collaborazione di attività di interesse comune siglato nel 2008 tra l'Autorità e il Politecnico di Milano. Le attività di comune interesse che potranno essere sviluppate riguardano, tra l'altro:

- usi efficienti dell'energia elettrica e del gas e sistemi di controllo della domanda;
- nuove fonti rinnovabili di energia;
- tutela dell'ambiente;
- qualità del servizio fornito all'utente;
- definizione e applicazione di standard e norme tecniche nazionali e internazionali con finalità energetiche, ambientali e di qualità del servizio finale;
- modelli matematici a supporto di attività di regolazione e vigilanza/controllo.

Inoltre, sempre nel 2008, l'Autorità ha stanziato due assegni per l'Università "Tor Vergata" e l'Università "La Sapienza" con l'obiettivo di finanziare progetti di ricerca, della durata di un anno, su tematiche di interesse istituzionale: lo sviluppo e l'integrazione della cogenerazione ad alto rendimento nel sistema elettrico in assetto liberalizzato; i criteri di remunerazione dei nuovi investimenti nei sistemi a rete nel rispetto dell'efficienza e delle priorità del sistema energetico nazionale. Tali assegni si sono andati ad aggiungere ad altri 3 finanziamenti su progetti avviati nel 2007, in parte terminati e in parte ancora in corso.

2. Regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Nel corso del 2008, in materia di regolazione tariffaria l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha provveduto in primo luogo ad attuare le disposizioni del quadro normativo primario disposto dal Governo per la tutela dei clienti domestici vulnerabili, ovvero che si trovano in condizioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute e perciò necessitanti di apposite apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita. In tal senso ha provveduto a individuare i beneficiari della compensazione in base agli indicatori di reddito e alla numerosità del nucleo familiare, come previsto dalla normativa. Ha inoltre definito l'entità della compensazione stessa (differenziata a seconda della numerosità del nucleo familiare del richiedente), le modalità di erogazione a carico degli operatori elettrici, nonché quelle di richiesta da parte del cliente finale. Gli oneri dovuti all'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico attraverso l'istituzione di un'apposita componente A_S.

Sempre in materia di oneri generali, l'Autorità ha: introdotto una regolazione incentivante innovativa finalizzata a creare le condizioni per il superamento del più volte denunciato accumularsi di ritardi nello smantellamento delle attività nucleari residue e dei connessi costi; aggiornato le modalità di determinazione del valore del Costo evitato di combustibile a conguaglio (CEC) di cui al provvedimento CIP6; liquidato gli oneri residui relativi al reintegro degli *stranded cost*.

L'Autorità ha inoltre provveduto al perfezionamento della normativa riguardante la separazione funzionale, emanando le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling* da parte del gestore indipendente.

Infine è proseguita anche nel 2008 l'attività di aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e di misura.

Tariffa sociale elettrica

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 per l'introduzione di meccanismi di tutela per i clienti domestici che versino in situazioni di disagio, superando il criterio di tutela sociale generalizzata, in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 e D3 obbligatoriamente applicate ai clienti domestici.

In particolare, il decreto sopra citato che ha demandato all'Autorità il compito di definire le modalità applicative del meccanismo di tutela stesso, ha:

- introdotto, a far data dall'1 gennaio 2008, meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili;
- identificato nel disagio economico e nelle gravi condizioni di salute, le situazioni che presentano caratteristiche di particolare vulnerabilità per i clienti domestici;
- individuato nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) lo strumento per la selezione dei potenziali beneficiari e definito una soglia di accesso unica a livello nazionale;
- previsto 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 medico-terapeutiche alimentate con energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita;
- disposto che l'entità della compensazione sia definita dall'Autorità, in modo da coprire indicativamente il 20% della spesa dell'utente tipo, al netto delle imposte;
- disposto che l'onere derivante dall'introduzione di tali misure sia ripagato dal complesso dei clienti (domestici e non) del mercato dell'energia elettrica.

Tali disposizioni sono state successivamente integrate dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che ha esteso il meccanismo di compensazione al settore gas (vedi Capitolo 3) e previsto una differenziazione della soglia di accesso per i nuclei familiari con più di 3 figli a carico.

Il combinato disposto del decreto interministeriale 28 dicembre 2007 e del decreto legge n. 185/08 prefigura, a oggi, un sistema di accessi al regime di compensazione basato sui seguenti requisiti:

- clienti domestici appartenenti a un nucleo familiare con indicatore ISEE non superiore a 7.500 €, per la generalità dei casi;
- clienti domestici appartenenti a un nucleo familiare con più di 3 figli a carico e ISEE non superiore a 20.000 €;
- clienti domestici presso i quali viva un malato grave che debba usare macchine elettromedicali per il mantenimento in vita, in questo caso senza limitazioni di residenza o potenza impegnata.

In conformità con quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, con la delibera del 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, l'Autorità ha individuato i beneficiari della compensazione stabilendo che possono accedere al bonus tutti i clienti domestici intestatari di un contratto di fornitura elettrica, per la sola abitazione di residenza, con potenza impegnata fino a 3 kW in caso di numero di familiari con la stessa residenza non superiore a 4, fino a 4,5 kW in caso di numero di familiari con la stessa residenza superiore a 4.

Inoltre, con il medesimo provvedimento l'Autorità ha altresì stabilito che l'entità della compensazione per la spesa elettrica relativa alla condizione di disagio economico sia differenziata in base alla numerosità del nucleo familiare del richiedente.

Per gli anni 2008 e 2009, l'Autorità ha fissato gli importi riportati nella tavola 2.1.

Contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare anche il valore del bonus fissato nel 2008 secondo gli importi sopra evidenziati.

Infine, la delibera ARG/elt 117/08 ha stabilito che:

- la compensazione per la spesa elettrica sia erogata dalle imprese di distribuzione tramite l'applicazione di una componente tariffaria compensativa espressa in euro per punto di prelievo per anno, applicata pro quota giorno;
- gli importi riconosciuti ed erogati dall'impresa distributrice siano trasferiti dal venditore al cliente finale domestico beneficiario dalla compensazione;
- ai fini dell'accesso alla compensazione relativa alla spesa elettrica, il cliente finale domestico presenti apposita richiesta presso il proprio Comune di residenza, fornendo le informazioni e le certificazioni necessarie, secondo una apposita modulistica predisposta in coerenza con le esigenze del sistema informatico utilizzato per la gestione delle agevolazioni sulle tariffe elettriche (SGATE). In alternativa, la richiesta può essere avanzata da un organismo istituzionale appositamente individuato. Il Comune trasferisce all'impresa distributrice territorialmente competente,

TAV. 2.1

Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico (€/anno per punto di prelievo)

DESCRIZIONE	2008	2009
Numerosità familiare 1-2 componenti	60 €	58 €
Numerosità familiare 3-4 componenti	78 €	75 €
Numerosità familiare oltre 4 componenti	135 €	130 €

anche per via informatica tramite il sistema SGATE, gli elementi informativi a sua disposizione necessari per la gestione della compensazione.

Il meccanismo di compensazione previsto dalla delibera ARG/elt 117/08 è pienamente operativo dal gennaio 2009 ma il godimento del bonus è stato assicurato retroattivamente a far data dal 1° gennaio 2008.

Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica, sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A_2)

In esito a uno specifico processo di consultazione, il 30 luglio 2008, con delibera ARG/elt 103/08, l'Autorità ha introdotto un'innovativa regolazione incentivante finalizzata sia a creare le condizioni per il superamento del più volte denunciato accumularsi di ritardi nello smantellamento delle attività nucleari residue e del combinato aumento dei costi connessi con il prolungarsi delle esigenze di mantenimento in sicurezza delle centrali e degli impianti, sia alla necessità di garantire detta sicurezza con interventi di manutenzione straordinaria.

La nuova disciplina fissata dall'Autorità prevede tra l'altro:

- un riconoscimento di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, limitato solo ai costi di investimento (costi a utilità pluriennale) e ai costi esterni per le attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile ("attività commisurate");
- per gli altri costi (c.d. "costi efficientabili"), un riconoscimento determinato sulla base di un valore definito per il 2008, imponendo invece un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivi legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento e focalizzato sul completamento di attività critiche definite *milestone*.

Sulla base della nuova regolazione introdotta con la delibera ARG/elt 103/08, nel mese di dicembre 2008 l'Autorità ha provveduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2009, relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale.

Sempre nel corso del 2008, l'Autorità aveva inoltre provveduto, con riferimento all'anno 2007, al riconoscimento a consuntivo degli oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti (delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 55/08).

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A_3)

Nel corso del 2008 l'Autorità ha aggiornato le modalità di determinazione del valore del CEC, di cui al provvedimento CIP6, per l'anno 2008 e seguenti (delibera 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08). Il contenuto di tale delibera conferma la metodologia già prevista dalla delibera 15 novembre 2006, n. 249/06, e si pone l'obiettivo di aggiornare il CEC tenendo conto dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 19 dicembre 2008, DCO 37/08, l'Autorità ha proposto le modalità di definizione del CEC in acconto per l'anno 2009 e seguenti, tenendo conto, anche in fase di acconto, dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale (per ulteriori approfondimenti vedi il par. "Regolamentazione non tariffaria"). In tal modo è possibile ridurre il disallineamento tra acconti e conguagli e, di conse-

guenza, l'impatto sulla componente tariffaria A_3 in fase di conguaglio.

Inoltre, si evidenzia l'impatto sulla componente tariffaria A_3 dell'obbligo previsto dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in attuazione della legge finanziaria 2008, in capo al Gestore dei servizi elettrici (GSE), di ritirare nel periodo transitorio 2009-2011 i certificati verdi invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 600 milioni di euro.

Stranded cost (A_6)

Il pagamento degli oneri relativi al reintegro degli *stranded cost* (quantificati dal decreto ministeriale 6 agosto 2004), per effetto della delibera 15 dicembre 2008, ARG/elt 183/08, si è completato alla fine dell'anno 2008. Con tale delibera l'Autorità ha infatti disposto la liquidazione di tutte le somme ancora dovute.

Le somme erogate, in ogni caso, sono state liquidate in acconto, salvo conguaglio, in attesa dell'espletamento delle verifiche previste dall'art. 2, comma 5, del decreto ministeriale 22 giugno 2005, finalizzate ad accertare che il volume di gas naturale oggetto di rimborso per costi non recuperabili non risulti superiore al volume di gas naturale che la società titolare del contratto di importazione dalla Nigeria ha destinato alla generazione di energia elettrica. In vista di tali verifiche, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento.

Oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (A_5)

Per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio, di cui al decreto interministeriale 28 dicembre 2007, l'Autorità ha istituito la componente tariffaria A_5 (art. 45, comma 2, lettera f), dell'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07), applicata a tutti i clienti del servizio elettrico (sia domestici sia non domestici) a eccezione delle utenze domestiche ammesse a godere della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica.

Programma degli adempimenti in materia di unbundling

Con delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08, l'Autorità, attuando le previsioni contenute nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07, ha definito le *Linee guida* per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling*.

Tale programma, pur nel rispetto delle differenze che esistono sotto il profilo dimensionale e organizzativo tra gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas soggetti agli obblighi di separazione funzionale, deve essere predisposto dal gestore indipendente e prevedere un contenuto minimo obbligatorio per il raggiungimento delle finalità della separazione funzionale, in particolare per escludere comportamenti discriminatori nella gestione delle attività oggetto di separazione funzionale.

Nelle *Linee guida* definite dalla delibera ARG/com 132/08 sono esplicitati gli obblighi minimi a carico del gestore indipendente per l'effettiva applicazione del programma di adempimenti. In particolare, devono essere previste specifiche disposizioni in relazione alla struttura organizzativa e gestionale del gestore indipendente stesso, ai poteri di quest'ultimo, alle procedure di predisposizione del budget e del piano di sviluppo delle infrastrutture, alle procedure di approvvigionamento di beni e servizi dall'esterno, nonché ai flussi decisionali all'interno dell'impresa e alle misure atte a garantire la separazione fisica delle banche dati contenenti informazioni commercialmente sensibili. Alcune parti della delibera sopraccitata sono attualmente oggetto di contenzioso.

Aggiornamento annuale delle tariffe elettriche relative a trasmissione, distribuzione e misura

Con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura) fissate dalla delibera n. 348/07. Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;

- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità dei servizi.

Con la medesima delibera l'Autorità, vista l'eccezionale gravità della congiuntura economica, non preventivabile nel corso del 2007, ha ritenuto opportuno attuare un intervento teso a limitare la rischiosità connessa con possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN).

In tale prospettiva, tenuto conto della necessità di bilanciare rischi e opportunità in capo a imprese e clienti finali, ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo, da esercitarsi entro il 31 luglio 2009. Tale meccanismo consente all'impresa di trasporto di condividere con i clienti finali gli effetti sui ricavi dovuti alle oscillazioni della domanda eccedenti la soglia fisiologica dello 0,5%.

Per ragioni di maggior equità nei confronti dei clienti finali, chiamati a condividere parte del rischio volume relativo al servizio di trasmissione, il meccanismo sopraccitato deve essere esteso alla rimanente parte del periodo di regolazione così da garantire il riassorbimento degli effetti delle oscillazioni della domanda e dei ricavi di trasmissione tanto in diminuzione quanto in aumento.

Regolamentazione non tariffaria

Analogamente a quanto avvenuto l'anno precedente, nel corso del 2008 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sulla semplificazione della regolazione non tariffaria, nell'ottica di garantire un quadro di riferimento chiaro e stabile volto a favorire lo sviluppo di un mercato concorrenziale e il raggiungimento degli obiettivi ambientali individuati dalla normativa primaria.

In materia di importazione, la disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per l'anno 2009 è stata confermata in analogia a quella fissata nel 2008 e prevede l'assegnazione congiunta della capacità di interconnessione attraverso aste esplicite.

Relativamente al mercato all'ingrosso è stata riformata la disciplina di monitoraggio con l'adozione del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM). Al fine di promuovere investimenti in infrastrutture caratterizzate da costi di investimento particolarmente elevati, l'Autorità ha avanzato proposte in merito a misure regolatorie volte a consentire il contenimento dei costi di transazione, relativi alla negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Per quanto riguarda la regolazione del mercato elettrico al dettaglio, nel corso del 2008 l'Autorità ha provveduto, da una parte, ad affinare gli strumenti normativi precedentemente adottati per favorire lo sviluppo di tale mercato, dall'altra, secondo un'ottica incrementale, a definire nuovi interventi di modifica del quadro regolatorio, tesi a garantire una più celere transizione verso il nuovo assetto concorrenziale del mercato. Sono stati emanati quindi provvedimenti volti a: trasferire al cliente finale segnali di prezzo più coerenti con l'andamento dei consumi; introdurre modifiche e integrazioni alla disciplina dello *switching*; definire modalità relative alla sospensione della fornitura nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore.

Relativamente al servizio di salvaguardia, l'Autorità è intervenuta sia per verificare il rispetto della disciplina vigente da parte delle imprese assegnatarie, sia per migliorare le procedure di assegna-

zione tramite asta per il biennio 2009-2010. Sono inoltre stati emanati diversi provvedimenti per migliorare l'attività di raccolta e analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nell'attività di vendita.

Nel corso dell'anno sono stati emanati diversi provvedimenti volti all'incentivazione e all'agevolazione della produzione da fonti rinnovabili. Tra questi, di particolare rilevanza sono il nuovo *Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto* (TISP) e il provvedimento che ha reso operativo il ritiro dell'energia elettrica ammessa alla tariffa fissa omnicomprensiva. Relativamente agli impianti appartenenti al regime CIP6, oltre all'aggiornamento del CEC, è stato adottato un provvedimento volto al riconoscimento degli oneri derivanti dalla normativa sull'*Emission Trading*.

Sono inoltre state adottate disposizioni in materia di trattamento della misura dell'energia elettrica immessa in rete ai fini del dispacciamento e in merito alla razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore, con la proposta di costituire un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Con l'obiettivo di dare maggiore certezza alle procedure per il servizio di connessione, l'Autorità ha quindi emanato il *Testo integrato per le connessioni attive con la rete degli impianti di produzione* e la procedura di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete per l'individuazione della soluzione di connessione con la rete degli impianti di produzione.

Per quanto riguarda il dispacciamento, sono intervenuti aggiustamenti alla disciplina finalizzati a consentire una migliore gestione del servizio e l'introduzione di un nuovo meccanismo di incentivazione della società Terna per il medesimo servizio.

Al fine di definire il Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha avviato una consultazione pubblica *on line*, per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati.

L'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici nel corso del 2008 è stata caratterizzata: dall'entrata in vigore del nuovo *Testo integrato per la qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011*; dalla regolazione sperimentale della qualità del servizio di trasmissione; dall'emanazione del *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita* (TIQV) comune a entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas. Sono inoltre continuate le attività correnti di regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni e proseguite le attività in campo internazionale relative alla qualità del servizio elettrico.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Import

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08, ha definito le regole per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica da applicare nel 2009, nel rispetto dei criteri previsti dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 dicembre 2008.

La disciplina per la gestione degli scambi transfrontalieri per

l'anno 2009 è analoga a quella dell'anno precedente e prevede l'assegnazione congiunta, attraverso aste esplicite, della capacità di interconnessione sulle frontiere francese, greca, austriaca, slovena e svizzera. Le aste sono 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 con 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 alcuni 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.

Un elemento di novità nella disciplina degli scambi transfrontalieri riguarda la valorizzazione dei DCT acquisiti alle aste annuali o mensili e poi non utilizzati. Dal 2009 a questi diritti si applica il criterio *use it or get paid for it*, secondo il quale i DCT non utilizzati sono automaticamente venduti dal gestore della rete all'asta giornaliera e il relativo ricavato viene versato ai detentori originali.

Una seconda novità introdotta dalla delibera riguarda i criteri di ripartizione tra gli utenti del dispacciamento dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT spettanti al gestore di rete italiano. Questa modifica tuttavia diventerà operativa solo a partire dal 2010.

La delibera ha infine confermato la precedente regolazione delle riserve di importazione, assegnando gratuitamente quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica sulla frontiera Italia-Svizzera:

- all'Enel 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 per il reingresso in Italia di una quota dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW.

Mercato all'ingrosso

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 27 giugno 2008, ARG/elt 87/08, l'Autorità ha presentato il documento per la consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08, con il quale ha espresso i propri orientamenti in merito alle misure regolatorie volte a rimuovere gli ostacoli alla stipula di contratti di copertura dei rischi di mercato su orizzonti ultradecennali.

Lo sviluppo di un mercato primario di questi contratti potrebbe fornire un contributo significativo agli investimenti in capacità di generazione tanto da determinare contemporaneamente: benefici grazie alla riduzione della dipendenza da aree geopolitiche instabili ai fini dell'approvvigionamento delle fonti primarie; diversificazione delle fonti; adeguatezza del sistema elettrico; sviluppo e miglioramento della competitività del sistema economico nazionale; salvaguardia ambientale (per esempio, nucleare, tecnologie avanzate per la produzione elettrica a carbone, alcune fonti rinnovabili).

Non riuscendo il mercato a fornire autonomamente soluzioni per contenere in modo adeguato i costi di transazione relativi alla stipula e all'esecuzione di contratti di copertura ultradecennale, l'Autorità ritiene opportuno predisporre un intervento regolatorio ispirato, per quanto possibile, ai meccanismi adottati dal mercato su orizzonti temporali inferiori e fondati: sulla gestione centralizzata della negoziazione e del *clearing*; su un sistema evoluto di garanzie per attenuare i rischi di controparte; sul *cascading* dei contratti.

In tema di garanzie, la proposta dell'Autorità include il deposito di margini, i quali, a causa della scarsa liquidità dei contratti di copertura ultradecennale e della conseguente inaffidabilità delle relative quotazioni di mercato, dovrebbero essere calcolati applicando un'apposita metodologia di valutazione ai contratti medesimi. Inoltre, al fine di agevolare il finanziamento dei suddetti investimenti, riducendo l'ammontare delle garanzie da prestare per coprire anche eventi estremi e altamente improbabili, si potrebbe immaginare di allocare in via residuale una parte del rischio di credito in capo alla generalità dei consumatori.

Sempre con riferimento al mercato all'ingrosso, con la delibera 28 maggio 2008, ARG/elt 68/08, l'Autorità ha fissato il

Valore dell'energia non fornita (VENF) in caso di applicazione del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) e ha rivisto la disciplina delle modalità di intervento di Terna nel Mercato del giorno prima (MGP) in caso di insufficienza di offerta.

La definizione del VENF costituisce un passo rilevante verso il perfezionamento del quadro di regolazione in materia di adeguatezza del sistema elettrico. La fissazione del VENF permette, infatti, di offrire al mercato elettrico un corretto segnale circa il valore dell'energia elettrica e della riserva di potenza quando il sistema elettrico è in condizioni di inadeguatezza, nonché di orientare in maniera efficiente gli investimenti in impianti di produzione e in dotazioni per il risparmio energetico.

Pertanto, la delibera ARG/elt 68/08 prevede la valorizzazione a VENF delle offerte di vendita accettate nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), dei margini residui di potenza a salire in esito al medesimo mercato, nonché degli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione e di consumo per le ore e per le zone in cui Terna abbia riscontrato l'inadeguatezza del sistema elettrico; vale a dire per i periodi rilevanti e per le zone in cui si renda necessario procedere al distacco involontario dell'utenza diffusa tramite l'applicazione del PESSE.

Onde evitare una duplicazione della remunerazione riconosciuta per la messa a disposizione di capacità produttiva, la delibera ARG/elt 68/08 impone la deduzione degli extra margini, percepiti sull'energia elettrica e/o sui margini residui di potenza a salire remunerati nel mercato elettrico, dai corrispettivi di cui alla delibera 27 marzo 2004, n. 48/04, riconosciuti al medesimo utente per le unità di produzione ammesse alla remunerazione della capacità produttiva.

La delibera ARG/elt 68/08 dispone altresì che Terna, per ciascuna ora e per ciascuna zona, presenti sul MGP un'offerta virtuale di vendita a prezzo pari a VENF e per quantità pari alla domanda nazionale di energia elettrica senza indicazione di prezzo, presentata sul MGP per la medesima ora. Ciò consente la chiusura del MGP anche in caso di insufficienza di offerta e, del resto, non espone Terna ad alcun rischio giacché VENF costituisce – salvo situazioni marginali – il massimo valore cui viene valorizzata l'energia acquistata da Terna nel MSD; pertanto, Terna può ben vendere energia nel MGP a un prezzo pari a VENF con la certezza, qualora l'insufficienza d'offerta non si presenti anche nel MSD, di poterla riacquistare a un prezzo non superiore a quello ottenuto nel MGP.

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, recante il *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM), l'Autorità ha riformato la disciplina del monitoraggio del mercato elettrico.

Sulla scorta delle esperienze maturate negli ultimi tre anni e in conformità alle *Linee guida* condivise con il Gestore del mercato elettrico (GME), con Terna e il GSE nei lavori preparatori, il TIMM ridefinisce le modalità di svolgimento da parte di GME, Terna e GSE delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio del mercato elettrico da parte dell'Autorità, prevedendo in particolare quanto segue:

- l'elencazione, in appositi allegati al TIMM, dei dati che GME, Terna e GSE sono tenuti ad acquisire per monitorare il mercato elettrico;
- l'archiviazione e l'organizzazione dei dati di monitoraggio e degli indici di mercato su *Data Warehouse* dedicati al monitoraggio del mercato elettrico e realizzati da GME, Terna e GSE, nonché la condivisione con l'Autorità dei dati e degli indici ivi contenuti tramite la possibilità di interrogare da remoto e in sicurezza i predetti *Data Warehouse*;
- la costituzione presso ciascuna delle tre summenzionate società di un'unità organizzativa di monitoraggio dotata di risorse umane e materiali adeguate all'efficace svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio, nonché l'attribuzione a tale unità del ruolo di referente dell'Autorità per l'esercizio della sua funzione di monitoraggio;
- l'elaborazione e la trasmissione all'Autorità, da parte delle unità competenti sul monitoraggio di GME e di Terna, di un rapporto settimanale volto a consentire il tempestivo rilevamento di eventuali anomalie nei mercati di rispettiva competenza;
- la standardizzazione di analisi sofisticate, volte a identificare l'esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo, quali l'analisi di *withholding* fisico ed economico di capacità produttiva di un partecipante al MGP e l'analisi di *what-if* sulle offerte di un partecipante al MGP o al MSD.

Mercato al dettaglio – Servizio di maggior tutela

In base a quanto previsto dall'art. 7 del *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato alla delibera 27 giugno 2007, n. 156/07,

l'Autorità ha aggiornato su base trimestrale i corrispettivi del servizio di maggior tutela: per il trimestre gennaio-marzo 2008, con delibera 29 dicembre 2007, n. 352/07; per il trimestre aprile-giugno 2008, con delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 37/08; per il trimestre luglio-settembre 2008, con delibera 27 giugno 2008, ARG/elt 85/08; per il trimestre ottobre-dicembre 2008, con delibera 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08; per il trimestre gennaio-marzo 2009, con delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 190/08; per il trimestre aprile-giugno 2009, con delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 35/09. Per il dettaglio dei valori di aggiornamento si veda il Capitolo 2 del Volume II.

Con la delibera ARG/elt 190/08, l'Autorità inoltre ha apportato modifiche al TIV, per quanto concerne l'articolazione per scaglioni di consumo della componente DISPBT (a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione tra gli esercenti il servizio di maggior tutela e i venditori del mercato libero) applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, e al *Testo integrato trasporto* (TIT) (delibera n. 348/07), prevedendo la possibilità per gli esercenti la maggior tutela di trattenere il gettito derivante dalla riscossione del corrispettivo PPE (corrispettivo a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela a partire dal 1° gennaio 2008). Tale previsione è stata introdotta in ragione della struttura dell'attivo degli esercenti la maggior tutela, rilevata dall'analisi di dati patrimoniali ed economici ricevuti dagli esercenti la maggior tutela medesimi, con l'intento di mitigare detta struttura.

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta per integrare la disciplina del *load profiling* per fasce, già parzialmente modificata nel corso dell'anno precedente; questa disciplina ha come fine quello di favorire una migliore trasmissione al cliente finale del segnale di prezzo relativo al diverso valore dell'energia elettrica nei differenti momenti temporali.

In tale contesto, la delibera 31 ottobre 2007, n. 278/07 (*Testo integrato load profiling* – TILP), aveva, tra l'altro, reso obbligatorio il trattamento dei consumi su base oraria anche per i clienti non domestici in maggior tutela connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW, dotati di misuratore orario o elettronico, a decorrere dal primo giorno del bimestre convenzionale successivo alla messa in servizio del misuratore. Per consentire agli operatori di adeguarsi alla normativa richiamata, con le delibere 27 marzo 2008, ARG/elt 36/08 e 25 settembre 2008, ARG/elt 135/08, l'Autorità ha deciso di posticipare l'implementazione del trattamento orario per i punti di prelievo in bassa tensione non domestici, inizialmente al 1° ottobre 2008 (per i punti non trattati su base oraria al 31 marzo 2008) e, successivamente, al 1° aprile 2009 (per i punti non trattati orari al 30 settembre 2008).

Con la delibera 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08, l'Autorità ha fatto un passo importante, da un lato, nell'offrire la possibilità ai clienti finali del servizio di maggior tutela di avere un segnale di prezzo più coerente con l'andamento dei propri consumi, dall'altro, allineandosi alle condizioni che i medesimi clienti possono trovare nel mercato libero modificando il TIV. Con il suddetto provvedimento si prevede:

- a partire dal 1° gennaio 2009, l'applicazione dei corrispettivi PED[1], differenziati per fasce orarie e a seconda dei mesi dell'anno, a tutti i clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile superiore a 16,5 kW[2] e dotati di un misuratore elettronico messo in servizio;
- a partire dal 1° aprile 2009, l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fasce e per raggruppamenti di mesi dell'anno secondo il seguente schema: mesi di punta (alta stagione) – gennaio, febbraio, giugno, luglio, novembre, dicembre – e mesi fuori punta (bassa stagione) – marzo, aprile, maggio, agosto, settembre, ottobre – a tutti i clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW e dotati di un misuratore elettronico messo in servizio;
- a partire dal 1° gennaio 2010, l'applicazione dei corrispettivi PED, differenziati su base bioraria e per raggruppamenti di mesi, a tutti i clienti domestici ancora in maggior tutela, dotati di un misuratore elettronico messo in servizio.

Le date sopra riportate per l'entrata in vigore di quanto previsto in tema di corrispettivi PED differenziati nel tempo sono state individuate al fine, da un lato, di garantire la possibilità al cliente di venire a conoscenza dei cambiamenti in atto e di modificare di conseguenza i propri consumi, dall'altro, di consentire l'adeguamento dei sistemi di fatturazione degli eser-

1 Costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

2 Il limite di potenza disponibile inizialmente previsto era di 15 kW ed è stato posto a 16,5 kW con la delibera 29 settembre 2008, ARG/elt 137/08.

centi la maggior tutela. Fino a tali date, i corrispettivi differenziati per fasce orarie sono applicati solo ai clienti che ne facciano esplicita richiesta all'esercente la maggior tutela.

Infine, con la delibera 14 ottobre 2008, ARG/elt 147/08, l'Autorità ha apportato le necessarie modifiche al TILP che hanno consentito, tra l'altro, l'effettiva applicazione, ai clienti non domestici serviti in maggior tutela con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, dei corrispettivi differenziati per fasce orarie e per mesi a partire dal 1° gennaio 2009.

In seguito alla pubblicazione della delibera ARG/elt 56/08, sono state segnalate, da parte delle associazioni di rappresentanza dei clienti finali, con particolare riferimento alle piccole imprese servite sia nell'ambito del mercato libero sia in quello della maggior tutela, esigenze di gradualità nell'applicazione automatica di corrispettivi differenziati per fasce orarie. Le segnalazioni facevano riferimento soprattutto alla necessità, da parte delle piccole imprese, di beneficiare di strumenti di gradualità nell'applicazione della nuova disciplina che consentissero loro di acquisire maggiore informazione e consapevolezza relativamente alla distribuzione temporale dei propri consumi e all'impatto dei prezzi differenziati per fasce orarie sulla propria spesa elettrica. In considerazione di ciò, il 15 settembre 2008, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione, DCO 29/08, per raccogliere il parere degli operatori in merito alla possibilità di introdurre tali strumenti di gradualità nell'applicazione dei prezzi differenziati per fasce orarie ai clienti finali non domestici connessi in bassa tensione. L'obiettivo della consultazione è stato anche quello di delineare e condividere con i portatori di interesse le modalità di implementazione degli strumenti, tenendo comunque conto della necessità di non creare distorsioni nella scelta, da parte del cliente finale, tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Una volta raccolte le osservazioni, l'Autorità si è pronunciata con la delibera 27 novembre 2008, ARG/elt 171/08, con la quale è stato introdotto a partire dal 1° gennaio 2009 un corrispettivo di dispacciamento (GF), di durata transitoria pari a un anno, applicato all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo in bassa tensione (diversi dai punti di illuminazione pubblica) serviti nel mercato libero o in maggior tutela, trattati orari o per fascia ai sensi del TILP, composto da:

- una componente unitaria di segno negativo da applicare ai prelievi di energia elettrica nella fascia oraria F1;
- due componenti unitarie di segno positivo da applicare ai prelievi di energia elettrica nelle fasce orarie F2 ed F3.

Lo strumento di gradualità è stato così costruito per favorire i clienti con consumi relativamente concentrati nelle ore di punta e dunque più toccati dall'entrata in vigore della nuova disciplina.

Mercato al dettaglio - Servizio di salvaguardia

Nel corso dell'anno 2008 si sono susseguite varie tappe importanti nello svolgimento del servizio di salvaguardia, per cui l'Autorità è stata chiamata a numerosi interventi in materia. Anzitutto, il 30 aprile 2008 è terminato il c.d. "periodo transitorio" nel quale il servizio era svolto dalle imprese di distribuzione o da società di vendita a esse collegate. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta. Nel 2008 si sono svolte due procedure, una, a febbraio, per la selezione degli esercenti la salvaguardia nel primo periodo di esercizio (maggio 2008 – dicembre 2008) e successivamente una seconda asta, a novembre, per la selezione degli esercenti nel biennio successivo (gennaio 2009 – dicembre 2010).

Durante il primo periodo di esercizio vi sono state segnalazioni di anomalie nello svolgimento del servizio inviate da alcuni operatori, associazioni di imprese e clienti finali. L'Autorità è intervenuta emanando la delibera 22 luglio 2008, VIS 68/08, con la quale ha avviato un'istruttoria conoscitiva sulla corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici, degli esercenti la salvaguardia transitori e dei nuovi esercenti la salvaguardia, della disciplina relativa allo svolgimento del servizio, anche al fine di verificare l'eventuale adozione di comportamenti distorsivi della concorrenza da parte degli operatori coinvolti. In particolare, l'Autorità si è posta l'obiettivo di raccogliere dati e informazioni utili relativamente ai seguenti aspetti:

- il corretto trasferimento dei dati anagrafici e di consumo da parte degli esercenti la salvaguardia transitori ai nuovi esercenti risultanti dalle procedure concorsuali;
- la corretta gestione delle procedure di *switching* e il rispetto degli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici funzionali all'attivazione del servizio di salvaguardia;
- la modalità di fatturazione dei clienti finali serviti in salvaguardia.

Data la mole di informazioni da analizzare e la complessità del processo di estrazione dai database delle imprese dei dati richiesti ai fini dell'analisi, il termine per la conclusione dell'istruttoria, fissato inizialmente al 31 dicembre 2008, è stato posticipato dall'Autorità al 28 febbraio 2009 con la delibera 23 dicembre 2008, VIS 113/08.

Per tenere conto degli esiti del primo periodo di sperimentazione del sistema, con la delibera 11 settembre 2008, ARG/elt 122/08, l'Autorità è intervenuta per modificare parzialmente le procedure della seconda asta e le disposizioni per l'erogazione del servizio di salvaguardia; ciò allo scopo di migliorare il livello di concorrenzialità e per promuovere una più ampia partecipazione da parte degli operatori, rafforzando nel contempo la garanzia per i clienti finali di adeguatezza dei livelli di solidità finanziaria e delle capacità operative dei soggetti esercenti.

Tra gli elementi oggetto di modifiche della procedura d'asta si possono annoverare:

- il numero e la composizione delle aree territoriali, che passano da 6 a 12 (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia; Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia; Emilia Romagna; Toscana; Umbria e Marche; Sardegna; Campania; Lazio, Abruzzo e Molise; Puglia e Basilicata; Calabria; Sicilia);
- la possibilità di fare offerte su tutte le aree territoriali, ma nel contempo di indicare un numero massimo di aree servibili in caso di aggiudicazione (con specificazione del grado di preferenza).

Tra i provvedimenti volti a fornire una maggiore garanzia di qualità nello svolgimento del servizio si possono annoverare:

- l'introduzione di un limite al numero di aree servibili dal medesimo soggetto, proporzionale al numero di clienti non domestici serviti continuativamente dal medesimo soggetto nell'anno precedente;
- l'aumento delle garanzie finanziarie da prestare ai fini del corretto adempimento degli obblighi degli assegnatari del servizio;
- l'obbligo di prestare, oltre alla predetta garanzia, un'adeguata garanzia finanziaria anche alle imprese di distribuzione che operano sul territorio in cui l'esercente è risultato assegnatario;
- l'integrazione del set di informazioni che l'esercente uscente è tenuto a fornire all'esercente entrante, con l'indirizzo di esazione dei clienti finali serviti in salvaguardia;
- l'obbligo di comunicazione, da parte dell'impresa distributrice al nuovo esercente la salvaguardia, dell'avvenuto passaggio dei punti di prelievo acquisiti nel suo punto di dispacciamento.

A seguito di comunicazioni e segnalazioni pervenute da soggetti coinvolti nella fornitura del servizio di salvaguardia e allo scopo di garantire la continuità e la stabilità della fornitura, l'Autorità, con la delibera 1 ottobre 2008, ARG/elt 143/08, è intervenuta per disciplinare i casi in cui la risoluzione di un contratto di trasporto stipulato da un'impresa distributrice e da un esercente la salvaguardia determini una situazione in cui i punti di prelievo contenuti nel medesimo contratto, serviti dall'esercente la salvaguardia nell'ambito del servizio medesimo nonché serviti dallo stesso soggetto in qualità di venditore del mercato libero, non risultino più inseriti in alcun contratto di trasporto e quindi siano privi di fornitore. L'Autorità ha stabilito che, in conseguenza della risoluzione di un contratto di trasporto, l'impresa distributrice sia tenuta a effettuare una verifica per controllare che i punti di prelievo che dovrebbero essere serviti dall'esercente la salvaguardia non siano inseriti in alcun contratto di trasporto, comunicando gli esiti della verifica all'Autorità. Se la verifica ha esito positivo, a partire dalla data di efficacia della risoluzione del contratto di trasporto con l'esercente la salvaguardia, la società di distribuzione deve inoltre provvedere a:

- attivare il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo aventi diritto localizzati nelle aree in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio;
- inserire in un punto di dispacciamento dell'Acquirente Unico creato *ad hoc* i punti di prelievo diversi da quelli di cui al precedente alinea localizzati nelle aree in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio;
- attivare il servizio di salvaguardia o il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo localizzati in aree diverse da quelle in cui l'esercente la salvaguardia è assegnatario del servizio.

Sono stati rimandati a un successivo provvedimento la definizione dei corrispettivi che l'esercente la maggior tutela applica ai clienti finali precedentemente forniti in salvaguardia, le modalità e i tempi di fatturazione dell'energia elettrica a tali

clienti, nonché le modalità di comunicazione al cliente finale delle informazioni relative alla fornitura del servizio.

L'Autorità con la delibera 15 ottobre 2008, ARG/elt 149/08, ha accolto le richieste di Enel (per conto di Enel Distribuzione) di proroga straordinaria dei termini temporali previsti dalla delibera ARG/elt 143/08 per lo svolgimento degli obblighi di verifica, trasferimento e comunicazione posti in capo alla società di distribuzione in caso di risoluzione di un contratto di trasporto con l'esercente la salvaguardia, nonché, limitatamente al mese di ottobre 2008, dei termini per le comunicazioni previsti dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, e dal TIV. La proroga è stata concessa in seguito a una segnalazione con cui Enel dichiarava la risoluzione del contratto di trasporto nei confronti della società Exergia, assegnataria del servizio di salvaguardia per il 2008 in 3 aree territoriali (Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia e Trentino Alto Adige; Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna) ma comunicava altresì la possibilità di revoca della risoluzione in atto alla luce delle trattative in corso con la società di vendita.

La delibera 14 ottobre 2008, ARG/elt 146/08, ha provveduto a integrare lo schema di Regolamento predisposto dall'Acquirente Unico disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia nel periodo 1 gennaio 2009 - 31 dicembre 2010, modificando contestualmente la delibera 21 dicembre 2007, n. 337/07, e il TIV. In particolare, l'Autorità ha stabilito che le imprese distributrici sono tenute a determinare e a comunicare entro il 4 novembre di ogni anno, con riferimento a ciascuna area territoriale o a ciascun ambito di competenza se inferiore, l'ammontare delle garanzie relative al contratto di trasporto che l'esercente la salvaguardia è tenuto a versare per poter svolgere il servizio, sulla base della migliore stima dei clienti serviti in salvaguardia in ciascuna area territoriale o ambito di competenza. La delibera stabilisce che l'Acquirente Unico pubblichi sul proprio sito Internet tali informazioni, aggregate per area territoriale e per impresa distributrice, prima della presentazione delle offerte da parte dei partecipanti alle procedure concorsuali. Il Regolamento delle procedure concorsuali è stato pubblicato sul sito dell'Acquirente Unico in data 22 ottobre 2008.

L'esito della procedura d'asta per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 1 gennaio 2009 - 31 dicembre 2010 è il seguente:

- la società Exergia è stata selezionata per le aree territoriali di Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia; Emilia Romagna;
- la società Enel Energia è stata selezionata per le aree territoriali di Piemonte, Valle d'Aosta e Liguria; Lombardia; Sardegna; Campania; Lazio, Abruzzo e Molise; Puglia e Basilicata; Calabria; Sicilia;
- la società Hera Comm è stata selezionata per le aree territoriali di Toscana; Umbria e Marche.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Nel corso del 2008, l'Autorità è intervenuta con diversi provvedimenti per migliorare la sua attività di raccolta e di analisi dei dati relativi al mercato elettrico al dettaglio, al fine di ottenere un maggior numero di elementi sulla base dei quali valutare l'effettivo impatto della concorrenza nel segmento della vendita. Per raggiungere questo obiettivo sono stati posti in capo agli esercenti la maggior tutela, la salvaguardia e la vendita nel mercato libero stringenti obblighi di comunicazione di dati relativi al rispettivo mercato di riferimento.

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 113/08, l'Autorità ha parzialmente modificato la disciplina relativa agli obblighi di comunicazione posti in capo agli esercenti il servizio di maggior tutela e il servizio di salvaguardia, integrando quanto previsto nel TIV e nella delibera n. 337/07, con l'obiettivo di migliorare la propria attività di monitoraggio soprattutto per quanto concerne i flussi di uscita dal mercato tutelato verso il mercato libero. In particolare, è stata posticipata all'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese la data entro cui deve essere effettuata la comunicazione obbligatoria, da parte degli esercenti la maggior tutela, del numero di punti di prelievo che in quel mese vengono serviti o che cessano di essere serviti nei rispettivi ambiti. Il termine è stato posticipato sia per consentire agli operatori di fornire dati maggiormente consolidati, sia per rendere uniformi le scadenze dell'invio dei dati della maggior tutela e della salvaguardia. Gli esercenti la maggior tutela sono dunque tenuti a inviare mensilmente i dati di *switch* del mese successivo e le rettifiche dei dati già forniti relativamente al mese in corso e al mese precedente.

I dati raccolti riguardano il numero dei punti di prelievo serviti in maggior tutela, con specificazione del numero dei punti passati al mercato libero, di quelli passati al mercato libero con società collegata, dei passaggi in salvaguardia, dei rientri dal

mercato libero, nonché delle attivazioni e disattivazioni di punti di prelievo. Gli esercenti la salvaguardia, invece, oltre agli obblighi già precedentemente stabiliti, sono tenuti a pubblicare sul proprio sito Internet i corrispettivi unitari a copertura dei costi per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica, distinti per ciascuna tipologia contrattuale e per ciascuna regione, con riferimento a tutto il periodo in cui viene erogato il servizio.

La delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, ha imposto agli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali nuovi obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, anche al fine di assicurare la massima trasparenza sia dei prezzi praticati nel settore, sia della loro dinamica. In particolare, gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica sono tenuti, entro 45 giorni dal termine di ogni trimestre, a comunicare all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica sul mercato finale (e alle principali variabili a essi correlate), disaggregati in base alle seguenti caratteristiche:

- mercato di riferimento (mercato libero, servizio di maggior tutela, servizio di salvaguardia);
- tipologia di clienti serviti (domestici e non domestici, declinati in diverse classi di consumo);
- livello di tensione (BT, MT, AT e AAT);
- componenti di prezzo (costi di approvvigionamento, costi di rete e di misura, oneri generali di sistema, imposte).

Sulla base delle informazioni raccolte con la delibera ARG/elt 113/08, l'Autorità ha deciso, con delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 202/08, di pubblicare entro il mese di gennaio 2009, attraverso il proprio sito Internet, dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale nei mercati liberalizzati della vendita di energia elettrica e di gas, con particolare riguardo all'uscita dai regimi di tutela e ai cambi di fornitore da parte dei clienti finali. Con la medesima delibera è stato stabilito che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale qualora si verifichino variazioni significative, e che lo schema di sintesi venga successivamente modificato per ricomprendere anche informazioni relative ai prezzi medi applicati ai clienti finali.

Mercato al dettaglio – Mercato libero

Con le delibere, n. 352/07, ARG/elt 37/08, ARG/elt 85/08, 29 settembre 2008, ARG/elt 139/07, e 19 dicembre 2008, ARG/elt 194/08, l'Autorità ha aggiornato, rispettivamente, per il primo, secondo, terzo e quarto trimestre 2008 e per il primo trimestre 2009, i valori della spesa annua, differenziata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela ai clienti finali domestici e non domestici. I venditori del mercato libero utilizzano questi valori per la compilazione della scheda riepilogativa che inviano, in base a quanto previsto nel Codice di condotta commerciale, ai clienti finali connessi in bassa tensione prima della conclusione del contratto (o entro 10 giorni dalla conclusione, se questa è avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza) e che ha lo scopo di facilitare il confronto tra i corrispettivi previsti dall'offerta del mercato libero e le condizioni economiche della maggior tutela (vedi Capitolo 4).

Regolazione delle procedure di switching dei clienti finali

L'Autorità è intervenuta, con la delibera 27 novembre 2008, ARG/elt 170/08, per modificare in via straordinaria le tempistiche relative alle procedure di cambio del fornitore dei clienti finali regolate dalla delibera 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08, limitatamente agli *switching* aventi decorrenza 1° gennaio 2009, riferiti a clienti finali diversi da quelli connessi in bassa tensione e da quelli serviti nell'ambito del regime di salvaguardia. La decisione dell'Autorità è scaturita dall'esigenza, manifestata da alcuni soggetti, di prorogare i termini previsti dalla delibera ARG/elt 42/08, al fine di prolungare le azioni commerciali relative alla conclusione di contratti di fornitura con riferimento ai clienti finali di grandi dimensioni, così da consentire a tali clienti di ottenere condizioni di offerta più vantaggiose in considerazione della particolare congiuntura macroeconomica.

Tenuto conto dell'esperienza maturata nel primo anno e mezzo di liberalizzazione del mercato al dettaglio e allo scopo di ottimizzare le modalità di interrelazione dei soggetti coinvolti nel processo di cambio del fornitore, l'Autorità ha ritenuto necessario apportare alcune modifiche e integrazioni alla disciplina dello *switching*, emanando la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 174/08.

Le modifiche fanno riferimento ai seguenti aspetti:

- il termine ultimo per la presentazione della richiesta di *switching* nel caso in cui il venditore entrante voglia avvalersi della facoltà di revoca della richiesta se il punto risulta sospeso per morosità del cliente finale;

- i dati identificativi del punto di prelievo contenuti nella richiesta di *switching*, in caso di indisponibilità del POD (*Point of Delivery*);
- le informazioni da includere nella comunicazione dell'utente del dispacciamento uscente all'impresa distributrice, relativa alla risoluzione di un contratto di vendita;
- l'obbligo di comunicazione, con le relative tempistiche dell'impresa distributrice, all'esercente la salvaguardia relativamente all'attivazione del servizio per i punti di prelievo che perdono o mancano dei requisiti per l'inclusione nel servizio di maggior tutela;
- i contenuti minimi, le tempistiche e le modalità di trasmissione, da parte dell'impresa distributrice al nuovo utente del dispacciamento, dei dati e delle comunicazioni funzionali all'esecuzione dello *switching* e all'inizio della fornitura a esso conseguente.

Morosità dei clienti finali o inadempimento da parte del venditore

Nel corso del 2008, l'Autorità ha provveduto a modificare e integrare la delibera 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, che regola il servizio di dispacciamento e di trasporto dell'energia elettrica nei casi di morosità dei clienti finali o di inadempimento da parte del venditore. Con la delibera 18 dicembre 2008, ARG/elt 186/08, sono state infatti riviste le disposizioni transitorie in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio, con particolare riferimento sia ai criteri di determinazione della capacità mensile di sospensione della fornitura attribuita a ciascun distributore, sia agli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità. La medesima delibera ha modificato anche gli obblighi di comunicazione che l'impresa distributrice ha nei confronti dell'esercente la vendita, stabilendo:

- la soppressione dell'obbligo di comunicazione dell'elenco dei punti di prelievo per i quali è stata richiesta la sospensione della fornitura per morosità;
- l'introduzione dell'obbligo mensile di comunicazione dell'elenco dei punti di prelievo associati a clienti finali non disalimentabili, in vigore fino al 31 maggio 2009;
- la ridefinizione degli obblighi informativi, a carico delle imprese distributrici, relativi alle richieste mensili di sospensione per morosità.

La delibera ARG/elt 186/08 ha anche provveduto a definire, coerentemente alle disposizioni contenute nella delibera ARG/elt 117/08 (relativa alla definizione delle modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati), le caratteristiche che i clienti finali devono avere per essere compresi nella categoria dei non disalimentabili.

Rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita – Ritiro dedicato

Con la delibera 21 aprile 2008, ARG/elt 48/08, l'Autorità è intervenuta sulla remunerazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili programmabili fino a 10 MVA e a fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi potenza, come definite dall'art. 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Infatti, a seguito dell'appello presentato dalla stessa Autorità e accolto dal Consiglio di Stato, è stato annullato l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, che definiva le modalità di remunerazione dell'energia sulla base dei prezzi di cui all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi*, allegato alla delibera dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e sue successive modifiche e integrazioni. Si rammenta che, nella sua versione originale, la delibera 23 febbraio 2005, n. 34/05, prevedeva che il gestore di rete al quale l'impianto è collegato ritirasse l'energia elettrica, di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, riconoscendo ai produttori un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato, definito dall'art. 30, comma 30.1, lettera a), del *Testo integrato*. L'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005 era intervenuto imponendo all'Autorità che il parametro di remunerazione dell'energia elettrica riconosciuta al produttore che cede l'energia elettrica ai sensi dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, fosse invece il prezzo definito all'art. 30, comma 30.1, lettere a), b) e c), del *Testo integrato*. L'Autorità, ritenendo illegittimo il suddetto vincolo, aveva presentato ricorso innanzi al TAR Lazio avverso l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005. Il

TAR Lazio, con la sentenza n. 3017/2006, ha respinto il ricorso. Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2006, n. 318/06, ha conformato transitoriamente le condizioni economiche del ritiro dedicato ai dettami del decreto ministeriale 24 ottobre 2005, precisando che l'aggiornamento stabilito con la delibera n. 318/06 era disposto in via provvisoria e salvo conguaglio in esito all'appello che la medesima Autorità avrebbe proposto dinanzi al Consiglio di Stato avverso la sentenza del TAR Lazio n. 3017/2006.

Con sentenza n. 44/2008, il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso in appello dell'Autorità e ha definitivamente annullato l'art. 11, comma 5, del decreto ministeriale 24 ottobre 2005.

A seguito dell'annullamento del suddetto articolo, l'Autorità ha riportato il prezzo del ritiro dedicato ai valori originariamente previsti e ha indicato altresì le modalità e le tempistiche con cui i produttori potevano richiedere al gestore di rete di modificare, per l'anno 2007, la scelta tra prezzo differenziato per fascia oraria o prezzo unico.

L'Autorità ha inoltre definito le tempistiche con le quali il gestore di rete deve effettuare il conguaglio per l'anno 2007 (entro il 30 giugno 2008) in riferimento all'energia ceduta ai sensi della delibera n. 34/05, facendo riferimento al prezzo indicato dal produttore.

I produttori che hanno ceduto energia ai sensi della delibera n. 34/05 hanno inoltre facoltà di richiedere al gestore di rete la possibilità di rateizzare il conguaglio, secondo le modalità definite dall'Acquirente Unico.

Con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 107/08, l'Autorità è intervenuta su un aspetto di dettaglio in materia di ritiro dedicato, relativo alle modalità di regolazione dei corrispettivi di trasporto dell'energia elettrica previsti dal TIT.

In base alla delibera ARG/elt 107/08 il GSE regola, da un lato, con Terna il corrispettivo per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica previsti dell'art. 16.1 del TIT, dall'altro, con le imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasmissione previsti dall'art. 13 del TIT.

Con la modifica introdotta dalla delibera ARG/elt 107/08 è stato eliminato un aggravio procedurale e amministrativo tra le imprese distributrici e Terna e tra Terna e il GSE.

Con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 109/08, l'Autorità ha aggiornato i prezzi minimi garantiti per l'energia elettrica prodotta, nel 2008, da impianti idroelettrici di taglia fino a 1 MW.

I nuovi corrispettivi pagati ai produttori assumono valori tali da sostenere la quota di energia elettrica assicurata dalle fonti rinnovabili idroelettriche di piccola taglia. A questo scopo, rispetto a quanto previsto in passato, per dare una corretta remunerazione anche all'energia elettrica prodotta da impianti di piccolissima taglia, è stata prevista l'introduzione di un nuovo scaglione di prezzo per la produzione fino a 250.000 kWh/anno.

Nel dettaglio, i prezzi minimi riconosciuti dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato per il 2008 sono pari a:

- fino a 250.000 kWh annui, 136 €/MWh;
- oltre 250.000 kWh fino a 500.000 kWh annui, 104 €/MWh;
- oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 84 €/MWh;
- oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 78 €/MWh.

Scambio sul posto

Con la delibera 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08, l'Autorità ha pubblicato il nuovo *Testo integrato per la regolamentazione del servizio di scambio sul posto* (TISP).

Il servizio di scambio sul posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare, in termini economici, il valore dell'energia elettrica prelevata e consumata in rete in un certo momento con quella prodotta e immessa in rete in un momento differente da quello in cui si verifica il prelievo.

Possono avvalersi dello scambio sul posto gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW. Inoltre, con la delibera 8 gennaio 2009, ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (legge finanziaria 2008), e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ha reso operativo lo scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW, entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007.

Condizione necessaria per l'erogazione del servizio di scambio sul posto è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

A differenza del precedente meccanismo, regolamentato dalla delibera 10 febbraio 2006, n. 28/06 (in vigore fino al 31

dicembre 2008), il nuovo servizio di scambio sul posto viene erogato dal GSE, con cui l'utente dello scambio conclude il contratto di scambio sul posto. Tale contratto sostituisce tutti gli adempimenti relativi all'immissione in rete dell'energia elettrica, ma non quelli relativi all'acquisto dell'energia prelevata.

La nuova modalità di valorizzazione dell'energia prodotta, alternativa alla vendita, consente la compensazione tra il valore associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete (al netto dell'autoconsumo) e il valore associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Il GSE, nell'ambito della convenzione per lo scambio sul posto, eroga all'utente (dello scambio) un contributo finalizzato:

- alla compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata. Nel caso in cui il valore dell'energia elettrica immessa sia superiore a quello dell'energia elettrica prelevata, tale maggior valore viene riportato a credito negli anni solari successivi senza scadenza;
- alla restituzione, per una quantità di energia elettrica prelevata il più pari possibile a quella immessa ("energia scambiata"), della parte variabile, espressa in c€/kWh, dei corrispettivi relativi all'utilizzo della rete (trasporto e dispacciamento) e degli oneri generali di sistema (solo nel caso di fonti rinnovabili).

Mentre la compensazione economica di cui al primo alinea deriva dalla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, la restituzione dei corrispettivi tariffari di cui al secondo alinea rappresenta il vero e proprio incentivo intrinseco nello scambio sul posto. È come se l'energia elettrica immessa in rete e successivamente riprelevata fosse stata prodotta e autoconsumata istantaneamente senza utilizzare la rete (mentre nella realtà la rete è stata utilizzata).

Il nuovo servizio di scambio sul posto è operativo dal 1° gennaio 2009, data a partire dalla quale la delibera n. 28/06 è abrogata. I gestori contraenti del servizio di scambio sul posto ai sensi della delibera n. 28/06 sono stati chiamati a dare tempestiva comunicazione ai richiedenti del venir meno del rapporto contrattuale preesistente e della possibilità di sostituirlo con un nuovo rapporto contrattuale da siglare con il GSE.

Le disposizioni legislative relative allo scambio sul posto per la cogenerazione ad alto rendimento, a differenza delle corrispondenti disposizioni relative alle fonti rinnovabili, non impediscono la vendita dell'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto ai propri consumi.

Tariffa fissa omnicomprensiva

Con la delibera ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, commi 150 e 153, della legge n. 244/07 e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, è intervenuta in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, disciplinando le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva ed estendendo la disciplina dello scambio sul posto.

La tariffa fissa omnicomprensiva, introdotta dall'art. 2, comma 145, della legge n. 244/07, rappresenta un meccanismo a favore della produzione e della immissione in rete di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, alternativo al meccanismo dei certificati verdi.

L'energia elettrica che può beneficiare del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva è quella prodotta e immessa in rete dalle seguenti tipologie di impianti:

- impianti eolici di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 200 kW;
- impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, con esclusione della fonte solare, di potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW e non superiore a 1 MW.

Il meccanismo è applicabile agli impianti sopra indicati purché entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento totale o parziale, o riattivazione, in data successiva al 31 dicembre 2007 e ha una durata pari a 15 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

La tariffa fissa onnicomprensiva non si applica al fotovoltaico che usufruisce di altri sistemi di incentivazione.

La tariffa fissa onnicomprensiva è rilasciata, su richiesta del produttore, da un unico soggetto a livello nazionale, il GSE, attraverso la stipula di un'apposita convenzione per il ritiro dell'energia elettrica immessa secondo procedure uniche a

livello nazionale, basate su specifiche tecniche verificate dall'Autorità.

Con la delibera ARG/elt 1/09, l'Autorità, in attuazione dell'art. 2, comma 150, della legge n. 244/07 e dell'art. 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ha inoltre esteso la disciplina dello scambio sul posto anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007 (cfr. la pagina precedente).

CIP6 – Aggiornamento del Costo evitato di combustibile (CEC)

Con la delibera 22 aprile 2008, ARG/elt 49/08, l'Autorità ha fissato il valore di conguaglio per l'anno 2007 del prezzo medio del combustibile convenzionale nella componente CEC pari a 26,20 c€/m^3 contro i 26,66 c€/m^3 indicati in acconto. Il valore, relativo agli impianti appartenenti al regime CIP6, è determinato in base alle medesime modalità previste dalla delibera n. 249/06 per il valore di acconto relativo allo stesso anno.

Si ricorda che gli impianti in regime CIP6, il quale tendeva a favorire la produzione di energia elettrica da soggetti terzi nel regime di monopolio precedente all'attuale regime liberalizzato, sono quelli alimentati da fonti rinnovabili o da fonti a queste assimilate. Tali impianti usufruiscono di un particolare regime incentivante sulla base della legge n. 9 del 9 gennaio 1991.

Il valore in acconto, per l'anno 2008, della componente CEC è pari al valore di conguaglio dell'anno 2007.

Con la delibera ARG/elt 154/08, l'Autorità, seppur con alcune lievi modifiche, ha confermato anche per il 2008 la metodologia introdotta con la delibera n. 249/06 per la quantificazione del prezzo medio del combustibile convenzionale funzionale alla determinazione del CEC.

Con la delibera ARG/elt 154/08 si prevede che il suddetto aggiornamento si effettui utilizzando il prezzo medio del combustibile convenzionale, espresso in c€/m^3, che risulti coerente con l'attuale struttura dei costi del mercato del gas naturale per le utenze termoelettriche. Nello specifico, le principali modifiche introdotte alla metodologia proposta con la delibera n. 249/06 sono relative ad alcuni parametri impiegati per la determinazione del valore del gas naturale.

Sempre nell'ambito della determinazione del costo medio del combustibile ai fini del CEC, l'Autorità, con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 175/08, ha confermato per l'anno 2008 il valore della componente relativa al trasporto del gas naturale, già fissato per il 2007 dalla delibera n. 249/06.

Prendendo spunto da alcuni suggerimenti degli operatori, l'Autorità ha posto in consultazione, con il DCO 37/08, un nuovo sistema di acconto e conguaglio del CEC, finalizzato a rendere il meccanismo di corresponsione di tale componente più aderente alle variazioni dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali.

CIP6 – Riconoscimento degli oneri derivanti dalla normativa sull'Emission Trading

La Direttiva europea 2003/87/CE, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas serra secondo criteri di efficienza economica, ha istituito un meccanismo di tipo *cap and trade* nel cui ambito è previsto un mercato per la negoziazione dei permessi relativi alle emissioni di gas serra.

I permessi di emissione sono scambiati tra i gli operatori soggetti alla Direttiva che hanno eccedenza di permessi e quelli che hanno necessità di acquistarne. Per questi ultimi, la Direttiva sull'*Emission Trading* rappresenta un costo.

Poiché il Titolo II, punto 7*bis*, del provvedimento CIP6 prevede che il prezzo di cessione dell'energia CIP6 sia aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi per gli impianti in tale regime, l'Autorità è intervenuta, con la delibera 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, per definire i criteri e le modalità del suddetto riconoscimento.

L'Autorità, anche in conformità a un parere rilasciato dal Consiglio di Stato (n. 4390/2007), ha ritenuto che il riconoscimento degli oneri conseguenti all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE debba avvenire sulla base di criteri che permettano di armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei produttori con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

In tal senso, l'Autorità ha scelto un meccanismo di riconoscimento volto all'incentivazione della negoziazione efficiente dei titoli di emissione di CO_2, con l'obiettivo di minimizzare l'entità di maggiori oneri posti a carico dei clienti finali, evitando il riconoscimento "piè di lista" e facendo invece riferimento all'andamento dei mercati internazionali.

In particolare, il provvedimento definisce, per il primo periodo di assegnazione (2005-2007), un valore riconosciuto che tenga conto delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei crediti EUA (*European Union Allowance*) di emissione di CO_2 registrati nei mercati spot europei e, per il secondo periodo di assegnazione (2008-2012), un valore che consideri sia le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura EUA dei crediti di emissione di CO_2, sia le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura dei titoli CER (*Certified Emission Reduction*) ed ERU (*Emission Reduction Unit*) registrati nei principali mercati organizzati europei (EEX ed ECX).

Per il primo periodo di assegnazione (2005-2007), il valore riconosciuto deve essere pari, per ogni anno solare, al minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli spot EUA registrati nei mercati BlueNext, EEX, Nord Pool.

Successivamente, con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/elt 156/08, sono stati indicati i mercati e i contratti di riferimento per la determinazione del suddetto riconoscimento nel 2009.

La determinazione della Direzione mercati del 23 ottobre 2008 ha invece definito le modalità operative per il riconoscimento degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE: con cadenza annuale si quantifica il valore unitario (espresso in €/t) riconosciuto per ogni quota di emissione nell'anno o negli anni solari precedenti, adottando i criteri previsti dalla delibera ARG/elt 77/08. Tale valore unitario, applicato al deficit di permessi di emissioni di ciascun produttore CIP6, permette di quantificare l'entità del riconoscimento dovuto.

Il valore riconosciuto per quota di emissione per l'anno 2005 è risultato pari a 21,10 €/t, per l'anno 2006 pari a 17,27 €/t e per l'anno 2007 pari a 0,78 €/t.

Infine, con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 177/08, l'Autorità, anche al fine di fornire ai produttori maggiori certezze per la loro programmazione economica e finanziaria, ha dato indicazioni sulle tempistiche del riconoscimento degli oneri di *Emission Trading* per il secondo periodo di assegnazione (2008-2012).

Il riconoscimento degli oneri verrà effettuato tra il 1° ottobre e il 31 dicembre di ogni anno, con riferimento agli oneri dell'anno precedente, nel caso in cui i dati e le informazioni necessarie siano pervenuti all'Autorità entro il 31 ottobre. Nel caso in cui i dati pervengano successivamente al 31 ottobre, il riconoscimento sarà effettuato entro 60 giorni dalla data di ricevimento dei medesimi dati.

Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici

L'Autorità, con la delibera 14 luglio 2008, ARG/elt 95/08, ha dato attuazione alle disposizioni di propria competenza previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico dell'11 aprile 2008, relativo all'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici. Gli impianti solari termodinamici sono impianti termoelettrici in cui il calore utilizzato per il ciclo termodinamico è prodotto sfruttando l'energia solare come sorgente di calore ad alta temperatura.

L'energia elettrica netta prodotta da un impianto solare termodinamico, anche ibrido, ha diritto, in funzione della data di entrata in esercizio, a una tariffa incentivante fissa aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta. La tariffa è riconosciuta per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente in tutto il periodo.

Con la delibera ARG/elt 95/08 l'Autorità ha definito in linea con il contesto regolatorio esistente:

- le modalità e le tempistiche per la connessione con la rete elettrica degli impianti;
- le modalità e le condizioni per il servizio di misura ai fini del rilascio dell'incentivazione;
- le modalità per la riduzione delle tariffe incentivanti qualora vengano concessi incentivi in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, eccedenti, rispettivamente, il 10% e il 25% del costo di investimento;
- le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A_3.

Dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici

Con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità ha positivamente verificato la proposta di integrazione al Codice di rete (Allegato A17) presentata da Terna in materia di produzio-

ne di energia elettrica da fonte eolica, limitando la sua applicabilità agli impianti eolici che, alla data di entrata in vigore del provvedimento, non siano ancora entrati in esercizio e per i quali non sia stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281/05.

La delibera ARG/elt 98/08 si occupa delle richieste di prestazioni tecniche (servizi di rete) da parte di Terna nei confronti degli impianti di produzione da fonte eolica, come, per esempio, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione, la capacità di regolazione di potenza attiva, le azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione e la capacità di regolazione della potenza reattiva.

Le tematiche del dispacciamento e dei servizi di rete richiesti agli impianti eolici sono state oggetto di studi, norme e atti di regolamentazione da parte di diversi enti del settore: oltre all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico, anche il Comitato elettrotecnico italiano (CEI) e il CESI (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) Ricerca. Attualmente, dal punto di vista tecnico, il riferimento nazionale è contenuto nella norma CEI 11-32, recepita all'interno del Codice di rete di Terna nella sua versione modificata e approvata con la delibera ARG/elt 98/08.

L'Autorità ha comunque ribadito che eventuali riduzioni di potenza dirette agli impianti eolici debbano essere richieste solo in situazioni di criticità del sistema elettrico.

Infine, con tale delibera, l'Autorità ha altresì richiesto a Terna di trasmettere un rapporto recante gli esiti della ricognizione tecnica degli impianti eolici attualmente in esercizio o che abbiano già accettato la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui alla delibera n. 281/05 e per i quali risulterebbe necessario procedere ad adeguamenti impiantistici secondo quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete. Tale rapporto deve inoltre indicare i costi e i tempi necessari all'adeguamento degli stessi, alla luce di quanto indicato nella proposta di integrazione al Codice di rete attraverso il coinvolgimento dei produttori interessati dalla ricognizione tecnica che sono tenuti a fornire a Terna le informazioni necessarie alla elaborazione della stessa.

Disposizioni in materia di trattamento delle immissioni di energia elettrica e di anagrafica dei produttori

Con la delibera 10 dicembre 2008, ARG/elt 178/08, l'Autorità è intervenuta in materia di trattamento della misura dell'energia elettrica immessa in rete ai fini del dispacciamento.

La disciplina del trattamento delle immissioni di energia elettrica in rete risulta un elemento indispensabile anche per il corretto funzionamento del sistema di ritiro dedicato stabilito dalla delibera 6 novembre 2007, n. 280/07, nonché del meccanismo di scambio sul posto definito dalla delibera ARG/elt 74/08.

Peraltro, la recente proliferazione di impianti di generazione diffusa connessi in bassa tensione e in media tensione, nonché l'ulteriore prevedibile sviluppo di tale tipo di generazione a seguito dell'estensione della disciplina dello scambio sul posto a 200 kW e dell'attuazione dei meccanismi di incentivazione per gli impianti da fonti rinnovabili fino a 1 MW previsti dalla legge n. 244/07, hanno reso necessario effettuare un'analisi sui meccanismi più efficienti per la gestione delle misure dell'energia elettrica immessa.

Facendo seguito al documento per la consultazione 18 novembre 2008, DCO 34/08, l'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08, è intervenuta nell'ambito della razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico ai fini della semplificazione dei processi e della riduzione delle incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici. L'Autorità ha previsto la costituzione di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica che consentirà sia di identificare in modo univoco gli impianti di produzione al fine di facilitare l'allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete), sia di permettere il confronto dei dati archiviati nei medesimi database e di consentire inoltre l'interoperabilità di questi ultimi.

A tal fine, l'Autorità ha demandato a Terna il compito di realizzare, gestire, manutenere e sviluppare un database contenente l'anagrafica di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica connessi direttamente o indirettamente con le reti elettriche con obbligo di connessione di terzi in base a specifici criteri definiti dalla stessa Autorità.

Prezzo dei certificati verdi

Con la delibera 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09, l'Autorità, in ottemperanza all'art. 2, comma 148, della legge n. 244/07, ha definito il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica necessario per la quantificazione del prezzo di riferimento dei certificati verdi.

Per gli anni successivi al 2008, sulla base di quanto precedentemente disposto con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, 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 zonali orari riconosciuti, nell'anno precedente, all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che cedono l'energia elettrica ai sensi della delibera n. 280/07.

Il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2008 è risultato pari a 91,34 €/MWh e, pertanto, il prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2009, pari alla differenza tra 180 e il suddetto prezzo, è pari a 88,66 €/MWh.

Regolamentazione delle infrastrutture

Dispacciamento e load profiling

Con la delibera 21 maggio 2008, ARG/elt 65/08, l'Autorità ha adottato misure urgenti per porre fine alla situazione di incertezza venutasi a creare nella determinazione delle partite fisiche ed economiche relative al servizio di dispacciamento per l'anno 2005, a seguito di ripetuti errori riscontrati nei dati di misura utilizzati per la fatturazione di tale servizio. In assenza di una normativa specifica, infatti, qualsiasi rettifica dei dati di misura comportava la rideterminazione di tutte le partite del dispacciamento, imponendo di fatto a Terna cicli ripetuti di fatturazione di conguaglio che hanno determinato una situazione di grave incertezza per gli operatori e di instabilità per l'intero sistema. La delibera ARG/elt 65/08 chiude il bilancio del sistema sulla base delle misure già utilizzate e stabilisce le modalità di fatturazione da parte di Terna delle partite del dispacciamento relative all'anno 2005 a seguito di eventuali rettifiche dei dati di misura che dovessero intervenire successivamente alla data di entrata in vigore del medesimo provvedimento (c.d. "rettifiche tardive").

Il meccanismo previsto dall'Autorità consente di minimizzare gli impatti di tali rettifiche sul sistema salvaguardando il diritto degli utenti di vedersi attribuita in sede di conguaglio la corretta partita fisica di energia elettrica immessa o prelevata; per le partite economiche connesse con le rettifiche, l'Autorità ha disposto l'utilizzo di fattori correttivi in grado di tener conto del danno implicito per gli utenti derivante da una fatturazione tardiva. Le medesime modalità di gestione delle rettifiche tardive sono state introdotte dall'Autorità con la delibera 4 agosto 2008, ARG/elt 110/08, relativamente alle partite di dispacciamento dell'anno 2006; la delibera ARG/elt 110/08 ha normato inoltre la prima fatturazione di conguaglio per il medesimo anno prevedendo che Terna procedesse a verificare con le imprese distributrici che le misure attribuite a un utente ai fini del dispacciamento fossero coerenti (differenza inferiore al 5%) con le misure attribuite ai fini della fatturazione del servizio di trasporto e che solo a seguito di un esito positivo di tale verifica potesse essere avviata la fatturazione.

Con i documenti per la consultazione DCO 28/08 del 6 agosto 2008 e DCO 38/08 del 19 dicembre 2008 – nell'ambito di una procedura di Analisi di impatto della regolazione (AIR) – l'Autorità ha infine proposto modalità di gestione delle rettifiche tardive nella determinazione delle partite di dispacciamento che possano permettere di adottare un unico meccanismo anche per gli anni a venire, poiché, se è auspicabile che in futuro non abbiano a ripetersi gli errori di misura che hanno caratterizzato la ricostruzione delle partite del dispacciamento negli anni 2005 e 2006, è del resto comunque fisiologico che alcuni dati possano comunque essere affetti da

errori e l'Autorità ritiene opportuno sistematizzarne le modalità di gestione.

Con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 97/08, l'Autorità è intervenuta con urgenza a seguito di una segnalazione da parte di Terna di alcune criticità nella gestione del sistema elettrico con particolare riferimento alle regioni insulari, dove Terna indicava che la presenza in servizio di tutti gli impianti rilevanti, in alcune condizioni di carico, era essenziale per soddisfare la domanda di energia elettrica. A fronte di tale segnalazione e alla necessità di contenere la spesa sostenuta da Terna per l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento, che avrebbe verosimilmente toccato il suo massimo storico nel corso del trimestre successivo, l'Autorità ha richiesto, conseguentemente alla situazione segnalata, di inserire le unità rilevanti di Sicilia e Sardegna nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema di cui alla delibera n. 111/06. Accanto a ciò l'Autorità ha previsto l'avvio di un procedimento volto a identificare un sistema di incentivazione di Terna per lo svolgimento efficiente del servizio di dispacciamento (sistema che verrà introdotto dalla delibera 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08).

Ai sensi della delibera n. 111/06 Terna, in qualità di soggetto responsabile del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, ha presentato all'Autorità una proposta, per la suddivisione in zone della rete rilevante per il triennio 2009-2011, che prevedeva una riorganizzazione delle zone della parte meridionale della penisola (ridistribuzione dei nodi rilevanti relativi alle regioni Molise e Campania, eliminazione della zona Calabria, attribuzione di centrali di produzione a poli di produzione limitata) e la suddivisione in due zone dell'attuale zona Nord. Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 116/08, l'Autorità ha approvato la proposta presentata da Terna limitatamente al riassetto delle zone meridionali, in quanto ha ritenuto che gli impatti economici derivanti dalla proposta di suddivisone della zona Nord necessitassero di una analisi più approfondita anche sulla base di dati reali di esercizio; è per questo che la delibera ARG/elt 116/08 ha richiesto a Terna, entro il 30 giugno 2009, l'invio di una dettagliata analisi degli oneri connessi con il mantenimento dell'unicità della zona Nord, unitamente a una nuova proposta di suddivisione della stessa zona Nord per il biennio 2010-2011.

In considerazione del ruolo di vettore di contenuti informativi essenziali allo svolgimento delle attività commerciali e di interazione con i clienti forniti che il flusso informativo dell'anagrafica dei punti prelievo, ricompreso nell'aggregazione delle misure, è andato assumendo via via, la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 162/08, ha stabilito i contenuti minimi informativi e le modalità di trasferimento, con decorrenza nel mese di maggio 2009, di tale flusso informativo che i distributori inviano mensilmente agli utenti del dispacciamento.

La delibera ARG/elt 206/08 ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione di Terna per l'attività di dispacciamento che va a integrare lo schema incentivante previsto a partire dall'anno 2008 dalla delibera 28 dicembre 2007, n. 351/07. Lo schema di incentivi e penalità predisposto dall'Autorità mira a ottenere da parte di Terna una maggiore efficienza nell'approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento e una maggiore e migliore informatizzazione delle procedure e degli algoritmi adottati dalla stessa Terna per la selezione delle offerte presentate sull'apposito mercato; in tal modo sarà anche possibile consentire un più efficace monitoraggio da parte dell'Autorità, tale da rendere possibile l'individuazione di posizioni, anche locali, di potere di mercato nella fornitura delle varie tipologie di risorse per il servizio di dispacciamento. L'incentivo unitario che viene riconosciuto a Terna è dimensionato in modo da riflettere il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare.

La delibera 23 febbraio 2009, ARG/elt 21/09, ha approvato il nuovo Regolamento per la gestione su base mensile del servizio di interrompibilità istantanea predisposto da Terna in conformità a una richiesta avanzata dall'Autorità; la difficile congiuntura economica che ha caratterizzato gli ultimi mesi dell'anno 2008 e i primi mesi dell'anno 2009 ha comportato infatti una consistente riduzione dei consumi anche da parte delle utenze che prestano il servizio di interrompibilità del carico, di fatto riducendo la quota di potenza a disposizione di Terna per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Il nuovo Regolamento adottato consente di massimizzare la disponibilità delle risorse interrompibili attraverso l'assegnazione su base mensile (e non più semestrale) delle quote di capacità liberate in seguito alla riduzione dei prelievi da parte di alcuni operatori.

Con la delibera 13 febbraio 2009, PAS 2/09, l'Autorità ha espresso un parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito all'ampliamento della R.T.N. a seguito del-

l'acquisizione, da parte di Terna, della rete di distribuzione in alta tensione nella titolarità della società Enel Distribuzione. L'inclusione di tale rete nell'ambito della R.T.N. potrà consentire infatti una gestione più efficiente e sicura del sistema, anche attraverso uno sviluppo più coordinato delle infrastrutture, la razionalizzazione di assetti di rete esistenti ed eventualmente ridondanti, una più agevole applicazione della normativa dell'Autorità.

Nel corso dell'anno 2008, l'Autorità ha emanato una serie di provvedimenti volti ad apportare modifiche al TILP (Allegato A alla delibera n. 278/07) al fine di superare alcune difficoltà segnalate da parte degli operatori e di introdurre alcuni aggiustamenti alle procedure di profilazione del carico per tenere conto dell'evoluzione della normativa relativa alla vendita ai clienti finali. In particolare, la delibera ARG/elt 135/08 ha previsto di ritardare al 1° aprile 2009 l'avvio del trattamento orario per i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW, mentre la delibera ARG/elt 147/08 ha previsto il superamento della registrazione dei prelievi sulla base del bimestre convenzionale e, conformemente a quanto disposto dalla delibera ARG/elt 56/08, ha previsto anche per le procedure di profilazione convenzionale degli utenti non trattati orari l'utilizzo del mese solare. La delibera 29 ottobre 2008, ARG/elt 157/08, ha introdotto per la prima volta i coefficienti di correzione da applicarsi all'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo alimentati in bassa tensione e appartenenti al mercato libero che dovranno essere utilizzati per le procedure di conguaglio relative all'anno 2009 nelle aree con ridotta diffusione dei sistemi di telegestione.

Con la delibera 1 dicembre 2008, ARG/elt 173/08, l'Autorità ha adeguato gli obblighi di messa a disposizione dei dati rilevanti storici relativi al prelievo residuo di area (PRA) secondo la nuova suddivisione zonale stabilita dalla delibera ARG/elt 116/08 per fornire agli operatori una corretta base informativa volta alla loro attività revisionale nell'innovato perimetro zonale.

La delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08, introduce alcune modifiche, valevoli a partire dall'anno 2009, alla delibera n. 111/06 relativa alla disciplina del dispacciamento elettrico di merito economico. Coerentemente con quanto disposto per gli anni passati, l'Autorità, prevedendo un processo di avvicinamento graduale alla normativa di regime, ha ridotto all'1,5% la franchigia per la valorizzazione dello sbilanciamento delle unità di consumo. È stata inoltre eliminata la possibilità per Terna di presentare offerte nel MGP (c.d. "offerte integrative") per correggere la domanda complessiva secondo le proprie previsioni di carico e di produzione da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. È stato conseguentemente possibile aprire il Mercato di aggiustamento alle unità di consumo rendendo non più necessaria la piattaforma di aggiustamento dei contratti bilaterali (PAB) che è stata quindi soppressa. Sono state inoltre introdotte alcune disposizioni inerenti la trasparenza del mercato, richiedendo a Terna la pubblicazione del corrispettivo *uplift* per l'approvvigionamento delle risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento (determinato su base trimestrale ai sensi dell'art. 44 della delibera n. 111/06) e dando separata evidenza delle principali voci di costo/ricavo che concorrono alla sua formazione. Con modalità analoga Terna dovrà pubblicare il valore mensile a consuntivo del medesimo corrispettivo. È stato introdotto infine un nuovo corrispettivo che verrà fatturato da Terna unitamente all'*uplift* a copertura degli oneri derivanti alla stessa Terna per l'adesione dei meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti da scambi transfrontalieri (meccanismi ITC).

Distribuzione

Per quanto riguarda le regole tecniche per la connessione con le reti di distribuzione, nel 2008 l'Autorità ha dato applicazione alla delibera 20 marzo 2008, ARG/elt 33/08, con cui è stata riconosciuta 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. Con la delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 119/08, l'Autorità ha dato seguito ad alcuni adempimenti previsti dalla delibera ARG/elt 33/08, in relazione all'approvazione delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16 presentate da alcune imprese distributrici, e ha integrato e aggiornato la stessa delibera ARG/elt 33/08, armonizzandola con la seconda edizione della norma CEI 0-16, pubblicata nel mese di luglio 2008.

In seguito, con il comunicato agli operatori del 9 gennaio 2009, l'Autorità ha provveduto ad approfondire e a chiarire alcune disposizioni della delibera ARG/elt 33/08, nonché a fissare alcuni criteri applicativi della Norma CEI 0-16.

Infine, nell'ambito delle attività relative all'accesso alle reti di distribuzione elettrica, l'Autorità, con la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 163/08, ha avviato un procedimento finalizzato a definire la regolazione di due particolari fattispecie di infrastrutture di rete:

- le reti elettriche per le quali vige l'obbligo di connessione di terzi e che sono gestite da soggetti non concessionari di attività di distribuzione;
- gli impianti funzionali all'attività di distribuzione dell'energia elettrica che sono nella disponibilità di soggetti per i quali non vige l'obbligo di connessione di terzi.

Inoltre, nell'ambito del procedimento per la definizione del Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, avviato con la delibera 22 ottobre 2007, n. 268/07, l'Autorità, in data 8 gennaio 2009, ha emanato una consultazione pubblica *on line*.

Infatti, per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la consultazione venisse effettuata mediante la pubblicazione delle proposte in discussione in un'apposita sezione del sito Internet.

Man mano che i contributi e i documenti elaborati all'interno del Gruppo di lavoro appositamente costituito venivano definiti, potevano essere visionati sul sito Internet dell'Autorità, consentendo a tutti i soggetti interessati di presentare, nei tempi e nelle modalità previste, osservazioni e commenti su ciascun capitolo del Codice di rete.

Il Codice delle attività del distributore di energia elettrica è un documento di tipo compilativo che mappa tutti i rapporti, di natura precontrattuale e contrattuale, che si instaurano tra l'impresa distributrice e il proprio utente nello svolgimento sia delle attività oggetto della concessione di distribuzione, sia di altre attività esercitate dall'impresa a diverso titolo.

Posto che l'Autorità regola le condizioni tecniche ed economiche relative alle modalità di svolgimento di tali attività o servizi, il Codice delle attività di distribuzione dell'energia elettrica, facendo riferimento ai provvedimenti dell'Autorità in materia (già adottati o in fase di adozione), ha l'obiettivo di uniformare le modalità con cui, nei rapporti tra esercente e utente, sono attuate e recepite le disposizioni dettate dall'Autorità.

Misura

Con la delibera 16 ottobre 2008, ARG/elt 150/08, l'Autorità è intervenuta riguardo alla misura dell'energia elettrica relativa agli impianti nel regime del provvedimento CIP6, definendo nel dettaglio le modalità di applicazione della delibera 11 aprile 2007, n. 88/07, che reca disposizioni inerenti il servizio di misura della produzione di energia elettrica. Tale intervento si è reso necessario per favorire una corretta applicazione delle convenzioni CIP6 e per minimizzare il ricorso ai meccanismi di acconto e conguaglio.

In precedenza l'Autorità, con la delibera n. 88/07, aveva già regolato la misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione, limitatamente ai casi in cui la misura stessa risultasse funzionale all'attuazione di una disposizione normativa che ne comportasse l'utilizzo esplicito (per esempio, ai fini dell'incentivazione).

Tale provvedimento era tuttavia applicabile solo a quegli impianti la cui richiesta per la connessione era successiva alla data di entrata in vigore del provvedimento (13 aprile 2007). L'Autorità, nel modificare l'Allegato A alla delibera n. 88/07, ne estende l'applicazione anche agli impianti la cui richiesta di connessione è antecedente alla data di entrata in vigore della delibera, ma solo a particolari casi individuati dal GSE.

In particolare, nel caso di impianti di potenza nominale superiore a 20 kW oggetto di convenzioni sottoscritte ai sensi del provvedimento CIP6 e fino alla loro scadenza, il produttore ha la facoltà di avvalersi, a titolo gratuito, del GSE per l'installazione e la manutenzione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica prodotta. Inoltre, per poter rispondere ad alcune esigenze di carattere gestionale da parte del GSE, senza per questo introdurre modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi in capo ai produttori, l'Autorità la previsto che i gestori di rete cui risultano connessi impianti CIP6 trasmettano al GSE le misure dell'energia elettrica immessa, applicando le stesse modalità di cui all'art. 13 dell'Allegato A alla delibera n. 280/07 (ritiro dedicato).

Connessione con la rete degli impianti di produzione

Sulla base degli elementi raccolti con il documento per la consultazione 1 agosto 2007, n. 32/07, e con l'istruttoria conoscitiva sul servizio di connessione, nonché a seguito delle integrazioni apportate al decreto legislativo n. 387/03 dalla legge

n. 244/07, l'Autorità, con il documento per la consultazione 28 febbraio 2008, DCO 5/08, 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 particolare attenzione alla connessione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Successivamente, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, l'Autorità ha adottato le nuove regole per la connessione con la rete degli impianti di produzione (*Testo integrato per le connessioni attive*). Il nuovo testo incorpora sia le procedure per le connessioni in alta e media tensione, precedentemente regolate dalla delibera n. 281/05, sia quelle relative alle connessioni in bassa tensione, precedentemente regolate dalla delibera 11 aprile 2007, n. 89/07.

Con la delibera ARG/elt 99/08, l'Autorità ha privilegiato in modo particolare la regolazione della connessione con la rete della generazione da fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, con l'obiettivo di dare maggiore certezza alle procedure per l'erogazione del servizio di connessione. Le nuove regole hanno l'obiettivo, tra l'altro, di evitare che le soluzioni tecniche individuate dai distributori comportino eccessivi oneri in capo ai produttori. Nello specifico, per le connessioni con le reti elettriche di distribuzione in media e bassa tensione:

- sono state riorganizzate le procedure e le tempistiche per la connessione, rendendo il processo più trasparente rispetto al passato, anche attraverso la definizione di regole più stringenti per i distributori;
- è stata rivista la modalità di determinazione del corrispettivo che si basa su una formula che tiene conto convenzionalmente della potenza in immissione e della distanza degli impianti dalla rete esistente;
- è stato stabilito un nuovo quadro di indennizzi automatici a favore del produttore nel caso di ritardi da parte delle imprese distributrici.

Per le connessioni in alta e altissima tensione, oltre a una razionalizzazione del corpo normativo, è stata introdotta una particolare modalità di determinazione del corrispettivo per la connessione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili. Inoltre, vengono date indicazioni in merito al coordinamento tra produttore e gestore di rete ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni, a seconda che il richiedente si avvalga o meno del procedimento unico previsto dall'art. 12 del decreto legislativo n. 387/03.

Il *Testo integrato per le connessioni attive* prevede, inoltre, priorità di trattamento per le richieste di connessione di impianti da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento e, sempre per queste tipologie di impianti, qualora la connessione sia erogata a un livello di tensione nominale superiore a 1 kV, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Le nuove regole sono operative dal 1° gennaio 2009.

Risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete

Con il documento per la consultazione 21 maggio 2008, DCO 13/08, l'Autorità ha sottoposto alla consultazione pubblica uno schema di Regolamento per la risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete, ai sensi delle integrazioni apportate dalla legge finanziaria 2008 all'art. 14 del decreto legislativo n. 387/03.

La legge finanziaria 2008, infatti, ha stabilito che le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili includano anche procedure di risoluzione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete, con decisioni, adottate dall'Autorità, vincolanti fra le parti.

Al documento per la consultazione ha fatto seguito la delibera 16 settembre 2008, ARG/elt 123/08, con cui l'Autorità ha adottato il Regolamento per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Con il Regolamento, i produttori da fonti rinnovabili sono maggiormente garantiti dall'elevata discrezionalità dei gestori di rete nel definire la soluzione tecnica di connessione. I produttori, infatti, possono rivolgersi all'Autorità in presenza di una controversia insorta con il gestore di rete nel corso dell'iter che porta alla realizzazione di una connessione con la rete di un impianto di produ-

zione, ma anche per controversie che si verifichino durante la fase di esercizio della connessione medesima.

Sulla base della documentazione presentata e degli approfondimenti effettuati nel corso di una fase istruttoria condotta dagli Uffici dell'Autorità, il Collegio dell'Autorità adotta una decisione motivata e vincolante per le parti sulle modalità di connessione con la rete dell'impianto di produzione. Con tale decisione si definiscono i profili di carattere tecnico, economico e procedimentale per la risoluzione della controversia stessa.

Regolamentazione della qualità

Il 2008 è stato caratterizzato dall'entrata in vigore sia del nuovo *Testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011* (approvato con delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, sulla regolazione sperimentale della qualità del servizio di trasmissione, approvata con delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07), sia del *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita* (TIQV) comune a entrambi i settori di energia elettrica e gas (approvato con delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08). Sono inoltre proseguite le attività in campo internazionale relative alla qualità del servizio elettrico che hanno condotto alla pubblicazione del quarto rapporto di *benchmarking* da parte del *Council of European Energy Regulators* (CEER).

Regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni

Con delibera 25 novembre 2008, ARG/elt 168/08, come previsto dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* approvato con la delibera n. 333/07, sono stati determinati gli obiettivi annui di miglioramento della continuità del servizio per gli esercenti il servizio di distribuzione in regolazione per il quadriennio 2008-2011. Gli obiettivi di miglioramento annui si riferiscono alla durata delle interruzioni, come già avvenuto in occasione dei periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007 e, per la prima volta, al numero delle interruzioni lunghe e brevi. Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 25 imprese elettriche locali.

Come ogni anno l'Autorità ha effettuato verifiche ispettive 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 14 maggio 2008, VIS 43/08, e ha riguardato 3 esercizi di Enel Distribuzione per un totale di 34 ambiti territoriali in alta, media e bassa concentrazione nelle province di Pistoia, Firenze, Siena, Arezzo, Prato, Foggia, Bari, Cosenza, Catanzaro, Reggio Calabria, Crotone, Vibo Valentia e 2 imprese elettriche soggette alla regolazione della durata delle interruzioni: Aem Cremona e Trentino Servizi. L'esito dei controlli ha determinato una riduzione di incentivo per Aem Cremona che, con un valore dell'Indice di sistema di registrazione (ISR) pari al 93%, ha avuto una riduzione di incentivo del 7% per effetto dell'art. 29 della delibera n. 333/07.

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 2007 con la delibera 18 novembre 2008, ARG/elt 165/08. Sono stati assegnati incentivi per un totale di 198 milioni di euro, a fronte del miglioramento della continuità del servizio del 5% in durata (valore medio nazionale; i valori di continuità regionali e provinciali sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità).

A questi incentivi si sono affiancate penalità accumulate per l'anno 2007 pari a circa 8 milioni di euro.

Nel corso dell'anno 2008 è continuata l'attività di controllo delle medie-piccole imprese distributrici in merito ai dati di continuità del servizio. La verifica delle registrazioni delle interruzioni ha rilevato una sostanziale non corretta registrazione per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati, per la società Servizi Valdisotto, per la società Soresina Reti e Impianti e per la società Astea; sono state quindi avviate istruttorie formali nei confronti di tali società per accertare la violazione delle disposizioni previste dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* con le delibere 17 marzo 2008, VIS 31/08, 17 marzo 2008, VIS 32/08, 22 settembre 2008, VIS 92/08, 17 novembre 2008, VIS 102/08. Per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati e per la società Servizi Valdisotto le istruttorie si sono concluse rispettivamente con le delibere 25 novembre 2008, VIS 105/08, e 25 novembre 2008, VIS 104/08, e con l'irrogazione di due sanzioni ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, rispettivamente di 25.822,84 € per l'Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati e di 51.000,00 € per la società Servizi Valdisotto.

La regolazione della durata e del numero delle interruzioni prevede che, nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, siano progressivamente soggette alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni tutte le imprese distributrici, anche quelle di minori dimensioni. In base a tale disposizione, dal 2009 saranno soggette alla regolazione della durata e del numero delle interruzioni 12 nuove imprese distributrici.

Nel 2009 entrano in vigore gli standard (Tav. 2.2) e i rimborsi automatici (Tav. 2.3) per i clienti, in media e bassa tensione coinvolti in interruzioni del servizio elettrico prolungate ed estese, serviti da imprese distributrici con più di 100.000 clienti finali. Per le imprese distributrici di minore dimensione l'entrata in vigore di tale regolazione avverrà con gradualità: dal 2011 per le imprese con più di 50.000 clienti finali, dal 2012 per le imprese con più 5.000 clienti finali e dal 2013 anche per le imprese con meno di 5.000 clienti finali.

TAV. 2.2

Standard per il tempo massimo di ripristino della fornitura

Ore

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

Fonte: Allegato A alla delibera n. 333/07.

TAV. 2.3

Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione

	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 €

Fonte: Allegato A alla delibera n. 333/07.

Regolazione individuale del numero di interruzioni per clienti in media tensione

Un aspetto importante della disciplina della regolazione individuale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe è la promozione dell'adeguamento degli impianti di utenza dei clienti alimentati in media tensione.

L'adeguamento tecnico degli impianti elettrici consente ai clienti in media tensione di ricevere indennizzi automatici nel caso subiscano un numero annuo di interruzioni superiore agli standard fissati dall'Autorità, di ricevere rimborsi automatici nel caso in cui vengano coinvolti in interruzioni di durata superiore agli standard fissati dall'Autorità (interruzioni prolungate o estese) e di evitare il pagamento in bolletta del Corrispettivo tariffario specifico (CTS).

L'adeguamento tecnico può inoltre contribuire al miglioramento della continuità del servizio in aggiunta alle iniziative e ai meccanismi regolatori già previsti dalla regolazione incentivante per le imprese distributrici, a sostegno di uno sviluppo complessivo della qualità di sistema e quindi a beneficio di tutti i consumatori (domestici compresi).

L'analisi dei dati in possesso dell'Autorità ha evidenziato un numero molto basso di adeguamenti degli impianti di utenza da parte dei clienti alimentati in media tensione (vedi Volume 1, Capitolo 2), ragione per la quale, con la delibera 14 febbraio 2009, ARG/elt 17/09, l'Autorità ha promosso una campagna informativa finalizzata a rendere consapevole ogni cliente in media tensione con impianto elettrico non adeguato dei vantaggi economici derivanti dall'adeguamento tecnico. L'Autorità ha quindi predisposto un opuscolo illustrativo che, tramite le imprese distributrici, è stato inviato a ogni cliente in media tensione con impianto non adeguato.

Tra le altre iniziative finalizzate alla promozione dell'adeguamento tecnico degli impianti elettrici, previste dalla delibera ARG/elt 17/09, vi sono gli obblighi informativi per le imprese distributrici e per i venditori di evidenziazione periodica trimestrale nei documenti di fatturazione. Le informazioni sono destinate a rendere consapevoli i clienti in media tensione con impianti non adeguati dei vantaggi economici di cui beneficerebbero nel caso in cui decidessero di adeguare tecnicamente i loro impianti.

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione

La delibera n. 341/07 ha introdotto uno schema di incentivi e penalità per Terna soprattutto per ridurre le disalimentazioni della RTN, con riferimento alle disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti, e per prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti. I primi effetti economici di questa nuova regolazione, che ha valenza sperimentale, saranno determinati nel corso del 2011 relativamente alla continuità del servizio di trasmissione registrata durante gli anni 2008, 2009 e 2010.

La fase di attuazione della regolazione della qualità della trasmissione ha richiesto la ricostruzione dei dati storici di continuità del servizio, come previsto dalla delibera n. 341/07. Con la delibera 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08, l'Autorità ha determinato gli obiettivi di miglioramento annui dell'energia non fornita e del numero di disalimentazioni per il periodo regolatorio 2008-2011. Gli obiettivi di miglioramento sono determinati mediante una riduzione annua del 2% dell'energia non fornita (a partire dal 2010) e mediante una convergenza al valore unico nazionale di 0,18 disalimentazioni per utente direttamente connesso con la RTN su un orizzonte temporale di 12 anni.

La delibera n. 341/07 prevede inoltre una valorizzazione economica, a favore delle imprese distributrici e a carico di Terna, dell'energia elettrica fornita mediante servizi di mitigazione delle interruzioni offerti dalle imprese distributrici. Uno degli strumenti per ridurre l'impatto delle disalimentazioni originate sulle reti di altissima e di alta tensione è infatti la rialimentazione dei clienti alimentati in media e bassa tensione da parte delle imprese distributrici, mediante interventi di controalimentazione effettuati sulle reti di media tensione. La mitigazione delle interruzioni è inoltre associata a manovre di esercizio di elementi di rete in alta tensione (interruttori e sezionatori gestiti mediante telescatti, automatismi di apertura, apparati di monitoraggio, misura e telecomunicazione). L'esercizio e la conduzione di elementi di rete in alta tensione, anche se di proprietà delle imprese distributrici, in quanto funzionali all'attività di trasmissione e in particolare all'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, sono sottoposti agli ordini di manovra di Terna, come previsto dal Codice di rete. La regolazione prevede che la valorizzazione economica dei servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici venga ridotta, fino all'annullamento, nel caso le stesse imprese distributrici non

garantiscano adeguati livelli di servizio di esecuzione degli ordini di manovra di esercizio richiesti da Terna. Per attuare efficacemente la regolazione, visto il mancato accordo previsto dalla delibera n. 341/07 tra Terna e le imprese distributrici direttamente connesse con la RTN, l'Autorità ha disposto con la delibera 30 marzo 2009, ARG/elt 43/09, un periodo annuale (aprile 2009 - marzo 2010) di monitoraggio di tali ordini di manovre di esercizio richiesti da Terna alle imprese distributrici in occasione di disalimentazioni. La stessa delibera ha inoltre disposto, come già peraltro previsto dalla delibera n. 341/07, il rinvio della decorrenza della valorizzazione economica dei servizi di mitigazione al 1° aprile 2010, subito a seguito del completamento del suddetto periodo di monitoraggio.

Qualità dei servizi commerciali di distribuzione dell'energia elettrica

Le disposizioni relative ai servizi commerciali sono contenute nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2008-2011*, approvato con la delibera n. 333/07. Le principali novità introdotte per il periodo di regolazione 2008-2011 riguardano:

- l'entrata in vigore dal 1° gennaio 2008 di nuovi standard specifici per le verifiche di tensione e dei gruppi di misura in luogo degli standard generali rimasti in vigore fino a tutto il 2007;
- la nuova disciplina degli appuntamenti con estensione a tutti gli appuntamenti della garanzia di puntualità, cioè tutti gli appuntamenti sono soggetti a indennizzo automatico in caso di mancato rispetto della fascia di 2 ore; l'indennizzo per la mancata puntualità si può 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 (in via transitoria per l'anno 2008 si sono applicate le disposizioni previste dal *Testo integrato* valido per il periodo regolatorio 2004-2007);
- 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 venga 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 rispettino tali obblighi (in via transitoria per l'anno 2008 si sono applicate le modalità previste dal *Testo integrato* valido per il periodo regolatorio 2004-2007);
- l'adozione, anche per il settore elettrico, del metodo di controllo 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 o per la trasmissione ai clienti di comunicazioni o documentazione ricevuta dal distributore;
- alcune modifiche nella registrazione delle informazioni (il codice di rintracciabilità sostituisce il codice univoco, indicazione del codice POD ecc.) da registrare a carico degli esercenti;
- la revisione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali nel quadro della separazione societaria tra distributore e venditore.

Qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas

Per migliorare la qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas è stato approvato il TIQV con la delibera ARG/com 164/08, che ha introdotto una serie di regole più stringenti e di indennizzi a beneficio dei consumatori nei diversi momenti del rapporto commerciale (richieste, reclami, fatturazioni ecc.); ciò con l'obiettivo di garantire maggiore tempestività e migliore qualità del servizio da parte dei venditori, specie nel nuovo regime di separazione tra distribuzione e vendita in vigore dal 1° luglio 2007.

Il TIQV, che è stato approvato a valle di un processo di consultazione pubblica (documenti per la consultazione 12 giugno 2008, DCO 18/08, e 18 novembre 2008, DCO 35/08) e che ha consentito di recepire anche indicazioni delle associazioni dei consumatori e degli operatori del settore, introduce regole più stringenti per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami e nella rettifica di ogni eventuale errore di fatturazione, prevedendo anche indennizzi automatici a favore dei consumatori in caso di violazione delle nuove norme. Il

TIQV accorpa inoltre in modo organico la precedente regolazione sulla qualità della vendita. Nel TIQV è confluita infatti anche la regolazione della qualità dei servizi telefonici, già in vigore con la delibera 19 giugno 2007, n. 139/07, che prevede obblighi di servizio riguardanti la semplicità del risponditore automatico, l'orario di apertura, la gratuità delle chiamate, l'informazione ai clienti, nonché gli standard per il tempo medio di attesa, il livello di servizio e l'accessibilità.

L'Autorità ha approvato *regole più stringenti per migliorare il trattamento dei reclami*, introducendo l'obbligo per il venditore di indicare la persona e il riferimento organizzativo ai quali rivolgersi dopo aver presentato il reclamo; inoltre, le risposte fornite al cliente dovranno essere adeguatamente motivate. Il venditore farà da tramite con il distributore, qualora sia necessario, semplificando le procedure a carico del consumatore che effettua il reclamo. Questa semplificazione è stata ritenuta opportuna a seguito della separazione tra distributori e venditori, avvenuta con la liberalizzazione dei mercati.

Sono state previste una maggiore tempestività nelle verifiche di fatturazione e una disciplina specifica per ritardi di rettifica dei casi di doppia fatturazione a seguito del cambio di fornitore: l'errore di doppia fatturazione deve essere rettificato entro 20 giorni dalla richiesta, pena il pagamento di un indennizzo automatico di 20 € al consumatore.

Gli indennizzi automatici stabiliti dal TIQV prevedono un indennizzo automatico di 20 €, a carico del venditore, se le risposte ai reclami supereranno il tempo limite di 40 giorni per sua responsabilità. L'indennizzo, che potrà essere corrisposto (non più di una volta l'anno allo stesso cliente per lo stesso motivo, onde evitare eventuali abusi) si propone di assicurare tempi certi e la massima tempestività nella risposta ai clienti.

È previsto inoltre uno specifico indennizzo automatico di 20 € in caso di mancato rispetto del termine di 90 giorni per la rettifica di fatturazione, quando dovuta. Le richieste di rettifica potranno essere inoltrate non solo per le fatture già pagate, ma anche per quelle per le quali è prevista la possibilità di rateizzazione. Le disposizioni del TIQV entrano in vigore dal 1° luglio 2009, ad eccezione di quanto disposto in tema di qualità dei servizi telefonici dei venditori, già in attuazione dal 2008.

Con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 199/08, sono state introdotte ulteriori regole di maggior dettaglio sulla gestione dei reclami per i quali il venditore deve necessariamente richiedere dati tecnici in possesso del distributore: sui reclami multipli, per esempio, originati da disservizi di vaste dimensioni; sulla pubblicazione comparativa dei dati di qualità del servizio dei venditori, per promuovere una scelta sempre più consapevole del fornitore di energia elettrica o di gas; sugli obblighi di tempestività nelle comunicazioni tra venditori e distributori.

In seguito all'approvazione del TIQV si sono rese necessarie alcune modifiche e integrazioni alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (Allegato A alla delibera n. 333/07), effettuate con la delibera 23 dicembre 2008, ARG/elt 201/08.

Attività di benchmarking europeo della qualità del servizio elettrico

Anche nel corso del 2008 l'Autorità è stata fortemente coinvolta nelle attività del CEER, in particolare nelle attività della *Electricity Quality of Supply Task Force*, che cura periodicamente la realizzazione di un *Benchmarking Report* sulla regolazione della qualità del servizi elettrici nei 27 Stati membri dell'Unione europea, in Islanda e in Norvegia.

Nel corso del 2008 è stato sviluppato il *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*[3]. Il Rapporto si concentra sull'analisi di tre aspetti principali: il livello di continuità della fornitura elettrica; le caratteristiche tecniche della fornitura, come, per esempio, la qualità della tensione di alimentazione e la qualità del servizio commerciale, cioè la velocità e l'accuratezza con cui vengono gestiti le diverse richieste e i reclami dei consumatori da parte degli operatori della distribuzione e della vendita.

Per quanto concerne la continuità della fornitura, il *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* evidenzia che in Europa e in Italia sono diminuite le interruzioni, con un costante miglioramento della continuità del servizio. L'Italia, per durata delle interruzioni non programmate (al netto degli eventi eccezionali), si colloca tra i Paesi con i migliori livelli di continuità (Fig. 2.1). Anche il dato italiano riguardante la frequenza delle interruzioni lunghe non programmate è in costante miglioramento: 2,1 interruzioni per cliente nel 2007 contro le 3,2 del 2001.

3 Disponibile sul sito Internet del CEER (http://www.energy-regulators.eu) e su quello dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

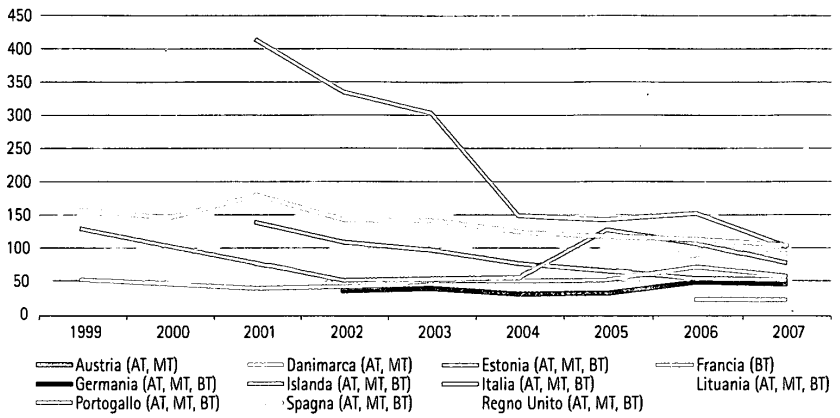


FIG. 2.1

Confronto della durata delle interruzioni in diversi Paesi europei

Durata (minuti persi per anno) delle interruzioni senza preavviso con l'esclusione degli eventi eccezionali in diversi Paesi europei nel periodo 1999-2007

Fonte: CEER, *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*, 2008.

Il Rapporto mette in luce anche il significativo sforzo compiuto dall'Italia per il monitoraggio della qualità della tensione di alimentazione, con un sistema che per numero di punti monitorati è secondo solamente a quello francese, e che per la pubblicazione dei dati è certamente il più innovativo, con diffusione consultabile via Internet.

Il Rapporto sottolinea la collaborazione tra il CEER e il CENELEC (Comitato europeo di normalizzazione elettrotecnica), l'ente europeo di standardizzazione nel settore elettrotecnico, nato nel 2006 con l'obiettivo di rivedere alcuni standard relativi alla qualità della tensione previsti dalla norma europea EN 50160, con particolare riguardo alle variazioni lente della tensione di alimentazione e ai buchi di tensione. Il processo di revisione della norma EN 50160 si dovrebbe concludere nel corso del 2009, ma il *Memorandum of Understanding* siglato nel gennaio 2009 tra il CEER e il CENELEC prevede la possibilità di instaurare nuove forme di collaborazione tra i due organismi non solo in materia di qualità della tensione e di qualità del servizio elettrico in generale, ma anche in altri settori di comune interesse.

Nella parte relativa alla qualità commerciale, il Rapporto ha evidenziato una realtà articolata e molto variegata tra i diversi Stati membri, sia per quanto riguarda l'adozione di standard di qualità (standard generali che definiscono la percentuale minima di prestazioni dello stesso tipo che deve essere completata entro un determinato tempo; standard specifici garantiti, da rispettare per ogni richiesta, con indennizzo al cliente in caso di mancato rispetto dello standard; altri requisiti), sia per quanto riguarda la definizione di indicatori utilizzati per la regolazione della qualità commerciale. Uno degli scopi che si è prefisso il Rapporto è la raccolta di standard e livelli di servizio dati nell'ottica di una loro futura armonizzazione.

Il confronto internazionale (Tav. 2.4) ha evidenziato inoltre che a livello europeo numerosi regolatori hanno scelto di fissare standard specifici garantiti, in combinazione con gli standard generali, per le prestazioni che i clienti possono richiedere nei diversi momenti del rapporto commerciale (allacciamenti, attivazioni, richieste di informazioni, reclami, letture e fatturazioni ecc.) con l'obiettivo di garantire maggiore tempestività e migliore qualità del servizio al cliente finale. L'Italia risulta essere uno dei Paesi che applica il maggior numero di standard, sia specifici sia generali. Le conclusioni del *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply* hanno evidenziato che esistono significative differenze tra gli Stati membri in relazione alla natura e al numero degli indicatori utilizzati, con una tendenza verso l'allineamento e la convergenza degli indicatori desumibile dal confronto rispetto al 3° Rapporto. È stato riscontrato inoltre un trend generale verso l'adozione di standard specifici anziché standard generali, poiché ritenuti più efficaci dato che risultano essere gli strumenti più adatti ad assicurare un servizio adeguato e nel contempo a tutelare i consumatori.

TAV. 2.4

Numero di standard di qualità commerciale nei Paesi europei

Standard classificati in garantiti, generali e altri requisiti

PAESE (REGIONE)	STANDARD GARANTITI (GS)	STANDARD GENERALI (OS)	ALTRI REQUISITI (OAR)	TOTALE
Austria		10	1	11
Belgio fiammingo			8	8
Belgio vallone		6		6
Cipro	10		3	13
Rep. Ceca	11			11
Estonia		4	3	7
Germania			1	1
Ungheria	16	4		20
Italia	8	4	4	16
Lettonia		1	15	16
Lituania			12	12
Lussemburgo			9	9
Norvegia			12	12
Polonia			8	8
Portogallo	7	4	1	12
Romania		12		12
Slovenia	6	2	9	17
Spagna	9	2		11
Svezia			4	4
Regno Unito	6		1	7
TOTALE	73	49	91	213

Fonte: CEER, *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*, 2008.

PAGINA BIANCA

3. Regolamentazione nel settore del gas

PAGINA BIANCA

Regolamentazione tariffaria

Nel corso dell'anno 2008 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso il procedimento in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione e ha adottato il Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012. Con l'approvazione di tale Testo è stata attuata un'ampia riforma della regolazione dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale che ha perseguito obiettivi di: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; riduzione del rischio ricavi per gli esercenti il servizio; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro competitiva.

Nello stesso anno l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione, di durata quadriennale, che decorre a partire dall'anno termico 2008-2009 e ha approvato le tariffe proposte dagli operatori. I nuovi criteri di regolazione tariffaria, in continuità con quelli del precedente periodo di regolazione, definiscono un quadro regolatorio favorevole allo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione al fine di garantire maggiore sicurezza negli approvvigionamenti e concorrenzialità nel mercato.

In materia di trasporto e stoccaggio l'Autorità ha sia avviato le attività per la definizione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il terzo periodo regolatorio emanando un documento per la consultazione, sia provveduto alla normale attività di approvazione delle tariffe e dei corrispettivi.

Infine sono state avviate le attività necessarie per attuare le disposizioni del quadro normativo definito dal Governo che ha sia esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, sia affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e definire le modalità applicative della stessa. Il nuovo meccanismo previsto consente il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale che l'Autorità ha già provveduto a sospendere, di conseguenza, nel Testo unico della regolazione del servizio di distribuzione per il terzo periodo regolatorio.

Trasporto

Ai sensi della delibera 29 luglio 2005, n. 166/05, le imprese di trasporto hanno trasmesso all'Autorità le proposte tariffarie relative all'anno termico 2008-2009; in esito alla verifica di tutte le informazioni che sono pervenute, con la delibera

30 luglio 2008, ARG/gas 102/08, l'Autorità ha approvato le tariffe di trasporto delle società Carbotrade, Consorzio della Media Valtellina, Edison Stoccaggio, Metanodotto Alpino, Netenergy Service, Retragas, Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia.

L'Autorità, con la delibera 28 aprile 2008, ARG/Gas 50/08, ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2009-2013, ai sensi dell'art. 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il procedimento sulle tariffe di trasporto e di dispacciamento del gas naturale è sottoposto all'Analisi di impatto della regolazione (AIR), il cui tratto essenziale consiste nella verifica di diverse ipotesi alternative di regolazione.

Tra i principali interventi descritti nel documento per la consultazione del 31 marzo 2009, DCO 4/09, si evidenziano le seguenti proposte:

- assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, anche per garantire un'offerta di capacità che assicuri adeguati margini rispetto alla esigenza di sviluppo della domanda e per favorire lo sviluppo della concorrenza nel mercato interno, confermando la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti;
- introdurre meccanismi finalizzati a incrementare l'efficienza nella realizzazione di nuovi investimenti, mediante l'individuazione di un costo standard da assumere come riferimento per valutare l'efficienza relativa degli operatori;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry-exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, valutando la possibilità di modificare alcune condizioni applicative, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza;
- prevedere che i costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete, siano esclusi dall'applicazione del *price cap*, introducendo un sistema di incentivi specifico;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento;
- escludere la quota parte del costo riconosciuto relativa agli ammortamenti dall'applicazione del *price cap* in coerenza con i meccanismi adottati per l'aggiornamento tariffario nel settore elettrico;
- prevedere una eventuale revisione della ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta maggiormente la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto;
- enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

GNL

Con la delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il terzo periodo di regolazione, che decorre a partire dall'anno termico 2008-2009. L'obiettivo principale dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, che si pongono in continuità con quelli del precedente periodo di regolazione, è quello di definire un quadro regolatorio favorevole allo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione al fine di garantire maggiore sicurezza negli approvvigionamenti e concorrenzialità nel mercato.

In particolare, i meccanismi di regolazione tariffaria definiti per il terzo periodo di regolazione prevedono che:

- sia reintrodotta una durata del periodo di regolazione pari a 4 anni;
- sia definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,6% reale pre-tasse, in linea con le altre esperienze internazionali;
- sia confermata, attraverso una migliore specificazione delle tipologie di investimento, una disciplina tariffaria che incentivi lo sviluppo delle infrastrutture di rigassificazione mediante il riconoscimento di una maggiore remunerazione sul capitale investito per durate superiori al periodo di regolazione;
- sia applicato, al fine di determinare i costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, il criterio del *profit sharing*, ripartendo equamente tra gestori e utilizzatori del terminale le maggiori efficienze conseguite rispetto ai recuperi obbligatori imposti durante il secondo periodo regolatorio;

- sia applicato un recupero di produttività nullo ai nuovi terminali nei primi anni di operatività e sia definito, per i terminali esistenti, un recupero di produttività commisurato in modo da riassorbire il *profit sharing* riconosciuto alle imprese in un periodo di 8 anni;
- sia aggiornata la quota parte dei ricavi riconducibili ai costi operativi, attraverso l'applicazione del *price cap*;
- siano aggiornate le quote parte dei ricavi, riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento, sulla base dei medesimi criteri applicati nella regolazione del settore elettrico, escludendo pertanto gli ammortamenti dall'applicazione del *price cap*;
- siano ripartiti i ricavi di riferimento in una componente *capacity* e in una componente *commodity* sulla base di un rapporto 90/10;
- le tariffe di rigassificazione coprano tutti i servizi offerti dall'impresa in modo non discriminatorio tra gli utenti;
- l'applicazione di corrispettivi specifici per ulteriori servizi (accessori e opzionali) rispetto al servizio di rigassificazione sia subordinata all'approvazione da parte dell'Autorità, sulla base dell'evidenza dei costi sottostanti l'erogazione di detti servizi, opportunamente separati dai costi già riconosciuti per il servizio di rigassificazione.

Inoltre la delibera ARG/Gas 92/08 contiene le modalità applicative delle previsioni in materia di fattore di garanzia, definite dalla delibera 4 agosto 2005, n. 178/05. Tale fattore di garanzia, in continuità con il fattore correttivo previsto dal precedente quadro regolatorio, è finalizzato ad assicurare una copertura pari al 71,5% dei ricavi di *capacity* anche in caso di mancato conferimento della capacità del terminale.

Con la delibera 6 agosto 2008, ARG/gas 118/05, l'Autorità ha proceduto all'approvazione delle proposte tariffarie ovvero alla determinazione della tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009, in attuazione della delibera ARG/Gas 92/08. In particolare, l'Autorità ha proceduto all'approvazione della proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia, mentre la proposta tariffaria presentata dalla società Terminale GNL Adriatico è stata approvata in via provvisoria sino all'eventuale esito positivo del procedimento, avviato con la delibera ARG/gas 118/08, in merito alla corretta definizione dei costi operativi. Con la delibera 9 marzo 2009, ARG/gas 28/09, l'Autorità ha completato l'attività istruttoria approvando in via definitiva la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2008-2009 presentata dalla società Terminale GNL Adriatico.

Stoccaggio

Con la delibera 26 marzo 2008, ARG/gas 35/08, l'Autorità, in attuazione della delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, ha approvato i corrispettivi d'impresa, ha determinato i corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio relativi all'anno termico 2008-2009 e ha ratificato le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile.

Con la delibera 14 luglio 2008, ARG/gas 94/08, l'Autorità ha completato il procedimento avviato con la delibera 13 marzo 2008, ARG/gas 32/08, in materia di quantificazione del contributo compensativo a carico dei soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio, da corrispondere alle Regioni per ciascun anno solare di riferimento, in attuazione dell'art. 1, comma 558, della legge finanziaria 2008, a titolo di compensazione per il mancato uso alternativo del territorio. Con la medesima delibera l'Autorità ha altresì definito le modalità di ripartizione del contributo tra le regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio.

Distribuzione

Il forte contenzioso che ha caratterizzato il secondo periodo di regolazione in qualche misura si è riverberato anche sull'attività svolta nell'anno 2008. L'Autorità, in relazione a ulteriori richieste per la revisione dei vincoli ai ricavi di distribuzione definiti per anni termici appartenenti al secondo periodo, ha adottato alcune delibere – 8 febbraio 2008, ARG/gas 12/08, 14 aprile 2008, ARG/gas 46/08, 20 novembre 2008, ARG/gas 166/08 e 19 gennaio 2009, ARG/gas 6/09 – con le quali ha confermato i vincoli già in precedenza determinati, ritenendo non estensibili a soggetti estranei ai relativi giudizi, in assenza di specifiche ragioni di pubblico interesse, i giudicati che fanno stato esclusivamente tra le parti.

Con riferimento al settore della distribuzione di altri gas, si segnalano nel corso dell'anno 2008 alcune indagini conoscitive per la determinazione delle condizioni di fornitura di gas diversi da gas naturale in località non censite nelle anagrafiche dell'Autorità, cui hanno poi fatto seguito i provvedimenti di definizione delle medesime condizioni di fornitura.

Con la delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 128/08, l'Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2008 la durata del secondo periodo di regolazione, come noto caratterizzato da un forte contenzioso amministrativo e la cui conclusione era prevista per il 30 settembre 2008.

Nel corso dell'anno 2008 si è sviluppato e concluso il procedimento avviato con la delibera dell'Autorità 18 settembre 2007, n. 225/07, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di distribuzione di gas per il terzo periodo di regolazione.

Nell'ambito del procedimento, inserito tra quelli oggetto dell'AIR e svoltosi in parallelo a quello analogo inerente la regolazione della qualità dei servizi, sono stati pubblicati tre documenti per la consultazione, rispettivamente nei mesi di febbraio, giugno e settembre. Il provvedimento finale è stato adottato con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, di approvazione della Parte II del Testo unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, recante disposizioni in materia di *Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG).

I principali obiettivi perseguiti dall'Autorità nella definizione della regolazione per il terzo periodo comprendono tra gli altri: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra il settore elettrico e il settore gas; riduzione del rischio ricavi per gli esercenti il servizio; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro competitiva.

Con l'approvazione della RTDG è stata attuata un'ampia riforma della regolazione dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas. Il sistema tariffario è stato riformato, seguendo due direttrici principali:

- il perseguimento dell'obiettivo di separazione delle tariffe per fase della filiera, con l'individuazione di distinte componenti tariffarie per i singoli servizi di distribuzione, misura e commercializzazione;
- la promozione di un graduale processo di unificazione delle tariffe sul territorio nazionale, in una logica pro competitiva, con la definizione di una tariffa obbligatoria da applicarsi in 6 macro-ambiti sovra-regionali e con la parallela introduzione di specifici meccanismi di perequazione.

Sul piano della struttura tariffaria, va evidenziato che la tariffa obbligatoria applicata agli utenti della rete, in sostanziale continuità con la regolazione del primo periodo, è binomia, con una quota fissa e una quota variabile. La componente tariffaria variabile della tariffa di distribuzione, riferita ai metri cubi standard distribuiti, è però articolata in 8 scaglioni, invece di 7. Il vincolo dei ricavi ammessi per le imprese distributrici è calcolato invece moltiplicando una quota fissa per punto di prelievo servito. Quest'ultimo aspetto costituisce una modifica di rilievo nel quadro regolatorio, in quanto, attraverso il ricorso a opportuni strumenti di perequazione, consente di sottrarre il livello dei ricavi ammessi a copertura dei costi sostenuti dagli operatori per lo svolgimento dei servizi di distribuzione e misura dalle fluttuazioni conseguenti al differente andamento climatico.

In continuità con la regolazione del secondo periodo e in coerenza con la normativa del settore dell'energia elettrica, è prevista la coesistenza di due distinti regimi di determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi per le imprese distributrici: regime ordinario e regime individuale. I due regimi si distinguono per le diverse modalità adottate per la determinazione di alcune componenti tariffarie. Per quanto riguarda la determinazione del costo riconosciuto ai fini regolatori nel regime ordinario, sono state introdotte novità in relazione alle modalità sia di determinazione del capitale investito, sia dei livelli dei costi operativi.

Si distingue tra capitale investito centralizzato, determinato in modo parametrico, e capitale investito di località, determinato con il criterio del costo storico rivalutato, al fine di garantire la massima flessibilità nel cambiamento di gestore.

Il livello dei costi operativi è stato fissato al lordo dei contributi di allacciamento, che sono invece portati in diminuzione del capitale investito, ed è differenziato per classe di imprese. A questo fine le imprese sono state suddivise in 9 classi, identificate sulla base della dimensione e della densità d'utenza per metro di condotta.

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, in coerenza con le decisioni assunte per il settore dell'energia elettrica, ha infatti escluso gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price cap*, disciplinando al contempo modalità di aggiornamento analoghe a quelle previste per il capitale investito riconosciuto. In considerazione della differenziazione dei livelli del costo operativo riconosciuto in funzione della dimensione delle imprese, l'Autorità ha differen-

ziato gli obiettivi di recupero programmato di produttività, in modo tale da avviare, nel corso del terzo periodo regolatorio, un riallineamento nei costi di produzione del servizio.

In coerenza con le logiche sviluppate nell'ambito della regolazione del settore elettrico nel terzo periodo di regolazione, 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 (*ammodernamento dei sistemi di odorizzazione presso le cabine REMI e sostituzione delle condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo*) riconoscendo, a integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità, una maggiore remunerazione sul capitale investito pari al 2% per un periodo di 8 anni.

Va infine ricordato che, nell'ottica di fornire corretti segnali agli operatori per uno sviluppo efficiente delle infrastrutture di rete, a partire dagli aggiornamenti dell'anno 2011, sarà introdotta una valutazione degli investimenti basata su costi standard, individuati sulla base di un prezziario che verrà definito dall'Autorità con un provvedimento separato.

Tariffa sociale gas

Il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, e in particolare l'art. 3, comma 9, convertito con modificazioni nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, a decorrere dal 1° gennaio 2009 ha esteso alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale e affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e definire le modalità applicative della stessa.

In particolare, il decreto legge n. 185/08:

- individua i criteri generali per la definizione della misura compensativa per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale a favore dei clienti in condizioni di disagio economico;
- prevede l'utilizzo dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), quale strumento di selezione per l'accesso, stabilendo il diritto a godere della misura compensativa sia per i nuclei familiari il cui livello di ISEE non sia superiore a 7.500 € sia per i nuclei familiari con almeno 4 figli a carico e un livello di ISEE non superiore a 20.000 €;
- dispone che la compensazione sia commisurata al numero di componenti della famiglia anagrafica e sia tale da garantire indicativamente una riduzione pari al 15% della spesa al netto delle imposte sostenuta dall'utente tipo per la fornitura di gas naturale;
- stabilisce che la compensazione della spesa deve tenere conto della necessità di tutelare i clienti che utilizzano impianti condominiali e deve essere riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche;
- assegna ai Comuni il ruolo di enti collettori delle richieste di ammissione alla compensazione;
- stabilisce che gli oneri derivanti dalle disposizioni contenute nel medesimo decreto siano coperti per le Regioni a statuto ordinario dalle risorse individuate all'art. 2, comma 3, del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, e dalle risorse previste dall'art. 14, comma 1, della legge 28 dicembre 2001, n. 448;
- prevede, relativamente all'anno 2009, uno stanziamento di 96,5 milioni di euro con l'esclusione di 47 milioni di euro destinati al processo di armonizzazione delle aliquote di accisa; per gli anni successivi la quantificazione del Fondo è specificata annualmente tramite la legge finanziaria;
- dispone che, nel caso in cui gli oneri eccedano le risorse di cui al punto precedente, l'Autorità istituisca un'apposita componente tariffaria a carico dei titolari di utenze non domestiche volta ad alimentare un conto gestito dalla Cassa conguaglio del settore elettrico.

Il meccanismo di compensazione introdotto dal decreto legge n. 185/08 consente il completo superamento del precedente sistema di tutela sociale, introdotto nel settore gas dall'Autorità e disciplinato, fino al 31 dicembre 2008, dalla delibera 29 settembre 2004, n. 170/04.

In tale sistema, l'attivazione delle misure di tutela sociale era affidata agli enti locali. In particolare, ciascun Comune poteva richiedere all'impresa responsabile dell'attività di distribuzione l'applicazione di una quota aggiuntiva non superiore all'1% del vincolo sui ricavi di distribuzione, da destinarsi a contributi alle spese connesse con la fornitura del gas a favore di clienti economicamente disagiati, anziani e disabili.

Tali misure, basate, come visto, su meccanismi a carattere facoltativo, hanno tuttavia sofferto di scarsa applicazione,

come testimoniato dal relativamente esiguo numero di Comuni che hanno provveduto ad attivare la maggiorazione sulla tariffa di distribuzione, rendendo di fatto scarsamente efficace lo strumento di protezione sociale.

Anche alla luce di tali evidenze, l'Autorità, nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi con l'1 gennaio 2009 (riforma introdotta con la delibera ARG/gas 159/08), ha abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale disciplinati dalla delibera n. 170/04.

D'altra parte, in vista della prospettata estensione al settore gas dei meccanismi di tutela sociale introdotti nel settore elettrico con delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, l'art. 35, comma 3, lettera d), del Testo unico sopra, citato ha già previsto l'istituzione, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, della componente G_S a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati. Questa componente, in ogni caso, è stata transitoriamente fissata pari a zero per tutti i clienti.

In tale contesto, in esito alla conversione in legge del decreto legislativo n. 185/08, con delibera 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09, l'Autorità ha quindi avviato il procedimento (finalizzato alla definizione delle modalità applicative del meccanismo di compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati, connessi con le reti di distribuzione di gas naturale) previsto dal decreto legge n. 185/08 che sostituisce il precedente sistema di tutela dal 1° gennaio 2009.

Provvedimenti in materia di tariffe di fornitura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti urbane

In osservanza alla legge 14 novembre 1995, n. 481, con la delibera 22 aprile 1999, n. 52/99 l'Autorità ha provveduto agli aggiornamenti trimestrali delle tariffe di fornitura dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

In particolare, con delibera 29 dicembre 2007, n. 335/07, le tariffe sono state aumentate, per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2008, di 1,883 €/GJ; tale aumento è pari a 0,188432 €/m^3 per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/m^3 (50,24 MJ/kg). Con delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 41/08, per il secondo trimestre aprile-giugno 2008, le tariffe sono state aumentate di 0,646 €/GJ aumento pari a 0,064645 €/m^3 per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/m^3 (50,24 MJ/kg).

Per il terzo e quarto trimestre 2008, le tariffe non hanno invece subito variazioni (delibere 27 giugno 2008, ARG/gas 83/08 e 29 settembre 2008, ARG/gas 142/08).

Infine, con delibera 19 dicembre 2008, n. 193/08, le tariffe sono diminuite, per il primo trimestre gennaio-marzo 2009, di 3,341 €/GJ; tale diminuzione è pari a 0,334334 €/m^3 per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/m^3 (50,24 MJ/kg). La medesima delibera ha rimandato a successivo provvedimento la revisione della quota rappresentativa dei costi di vendita al dettaglio dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, mantenendo nel contempo invariati i valori relativi all'anno termico 2007-2008.

Regolamentazione non tariffaria

Relativamente alla promozione della concorrenza e dei mercati, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti volti a garantire l'adeguatezza dell'offerta di gas e la prevenzione di emergenze. In particolare, dando seguito ai decreti del Ministero dello sviluppo economico, ha aggiornato e integrato le disposizioni per il contenimento dei consumi di gas e, a fronte di limi-

tata disponibilità delle importazioni, anche a causa delle interruzioni della fornitura dalla Russia, ha definito misure urgenti per garantire la massima disponibilità di gas.

Nell'ottica di promuovere la concorrenza sul mercato regolamentato delle capacità del gas e di incrementarne la liquidità, ha adottato provvedimenti riguardo alle modalità di offerta relative alle aliquote sia del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato, sia delle quote di gas importato, approvando, inoltre, modifiche alle condizioni per la cessione e lo scambio di gas al Punto di scambio virtuale. L'Autorità ha quindi posto in consultazione possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento del gas naturale, basato su criteri di mercato, funzionale a supportare la realizzazione di un mercato regolamentato del gas naturale. Quindi ha avanzato una consultazione sulla proposta di istituire una Piattaforma organizzata per gli scambi di gas all'ingrosso (POGAS).

Per quanto concerne la compravendita all'ingrosso del gas naturale, l'Autorità ha inoltre emanato provvedimenti per la rinegoziazione dei contratti all'ingrosso, conseguenti il contenzioso precedente sui criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per i clienti finali. È stata avviata, con apposita consultazione, la riforma dei meccanismi di tutela per tali clienti e in particolare di quelli riguardanti i criteri di aggiornamento del Corrispettivo variabile concernente la commercializzazione all'ingrosso (CCI); inoltre è stato prorogato il termine per la revisione della componente vendita al dettaglio. L'Autorità ha modificato le previgenti procedure a evidenza pubblica per l'individuazione del fornitore di ultima istanza per i clienti finali, attraverso cui sono stati indicati gli operatori per ciascuna area geografica definita. È stata quindi avviata un'attività cognitiva e informativa sull'evoluzione nella fornitura di gas a clienti finali, attraverso la rilevazione di dati ai fini della verifica del grado di concorrenza nella vendita ai clienti finali.

Relativamente alla regolamentazione delle infrastrutture sono state approvate modifiche ai Codici di trasporto e stoccaggio presentati dagli operatori. In merito alle nuove infrastrutture di importazione, l'Autorità ha quindi approvato la regolamentazione della procedura pubblica di *open season* per l'assegnazione a terzi di capacità di trasporto incrementale per il gasdotto di interconnessione tra Italia e Grecia (Poseidon), nonchè definito modalità per conferimenti di capacità di durata inferiore a un anno per i punti di entrata delle rete nazionale di gasdotti interconnessi con i terminali di rigassificazione. Per quanto concerne l'attività di distribuzione, sono stati avviati un'istruttoria conoscitiva per l'adozione di provvedimenti in tema di contratto di servizio tipo e un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito all'equazione di bilancio degli impianti di distribuzione; riguardo a ciò, per la definizione dei consumi gas giornalieri dei diversi utenti del servizio sono stati aggiornati i profili di prelievo standard.

Secondo un piano temporale graduale nel rispetto delle dimensioni dei consumi dei clienti, l'Autorità, a valle di un processo di consultazione, ha inoltre reso obbligatoria per tutte le imprese di distribuzione la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e le imprese. È stata inoltre avanzata una segnalazione a Governo e Parlamento in tema di controlli sui misuratori del gas a tutela dei consumatori finali.

In merito alla qualità e sicurezza dei servizi gas, l'Autorità ha definito la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), che si affianca al *Testo integrato della regolazione della qualità del servizio di vendita* (vedi il Capitolo 2 di questo Volume). Relativamente alla sicurezza e alla continuità del servizio sono state introdotte modifiche al precedente sistema volontario di incentivazione, istituendo penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo definito e obbligatorietà alla partecipazione, secondo un piano temporale a partire dal 2010. Nel corso dell'anno sono state modificate e integrate le disposizioni in tema di standard di comunicazione tra gli operatori, è proseguita l'attività per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di trasporto e sono state introdotte disposizioni relative alla sicurezza a valle del misuratore.

Promozione della concorrenza, dei mercati e della tutela dell'ambiente

Emergenza gas – Interventi per il contenimento dei consumi gas

Con il decreto 30 ottobre 2008, il Ministero dello sviluppo economico ha limitato a 6 settimane, anche non consecutive, comprese fra il 15 dicembre 2008 e il 5 aprile 2009 per il solo anno termico 2008-2009, il ricorso al contenimento dei consumi di gas da parte dei soggetti obbligati, secondo quanto definito nel precedente decreto 11 settembre 2007; inoltre ha apportato modifiche alla disciplina volte a incentivare la massima adesione, prevedendo riconoscimenti per l'adesione in forma aggregata dei clienti finali attraverso raggruppamenti volontari e temporanei.

Con delibera 12 novembre 2008, ARG/gas 160/08, l'Autorità, dando seguito alle previsioni contenute nel decreto, ha aggiornato e integrato le condizioni in vigore secondo la delibera 31 ottobre 2007, n. 277/07, definendo, tra il resto:

- l'invarianza, rispetto al precedente anno termico, del corrispettivo applicato a tutti gli utenti del trasporto per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi, nella forma di una maggiorazione del corrispettivo unitario variabile della tariffa di trasporto;
- una maggiorazione del compenso per il soggetto (impresa di vendita o mandatario) impegnato nella promozione e gestione dei clienti finali aderenti in forma congiunta;
- la conferma, rispetto al precedente anno termico, di premi e penalità correlate alle diverse modalità di partecipazione, salvo una revisione del premio riconosciuto in caso di richiesta di riduzione dei consumi in una modalità prevista (Opzione B). Ciò in conseguenza dell'introduzione di scaglioni relativi alla dimensione dell'impegno a ridurre i consumi, con riconoscimenti progressivamente crescenti in relazione, oltre che al livello di gravità del deficit di copertura del fabbisogno di gas, anche al variare della disponibilità a ridurre i consumi.

Con decreto 3 dicembre 2008 il Ministero dello sviluppo economico ha quindi apportato modifiche al decreto 23 novembre 2007, relativo alla procedura di emergenza per fronteggiare eventi climatici sfavorevoli, introducenti differimenti di termini previsti dallo stesso decreto per l'anno 2008.

Emergenza gas – Limitata disponibilità del gasdotto Transmed e interruzione della fornitura dalla Russia

A fronte sia della ridotta disponibilità, conseguente a un incidente, del gasdotto sottomarino Transmed, che attraverso il canale di Sicilia trasporta presso il punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo il gas prodotto in Algeria, sia della significativa riduzione dei quantitativi di gas importati dalla Russia a causa del contenzioso tra la società russa Gazprom e la società ucraina Naftogas, il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 7 gennaio 2009, ha definito disposizioni urgenti per la massimizzazione delle importazioni di gas con decorrenza 12 gennaio 2009. Dando seguito alle previsioni contenute nel decreto, l'Autorità, con delibera 9 gennaio 2009, ARG/gas 3/09, ha definito che sino al ripristino delle condizioni di disponibilità del gasdotto Transmed, Snam Rete gas disciplini le modalità di accesso al servizio per consentire:

- agli utenti titolari di capacità di trasporto presso il punto di entrata di Mazara del Vallo il trasferimento al punto di

entrata di Gela della capacità conferita non utilizzabile;

- l'accesso alla generalità degli utenti del trasporto alla quota ulteriore di capacità che risulti disponibile presso il punto di entrata di Gela.

Inoltre, con delibera 16 gennaio 2009, ARG/gas 5/09, al fine di garantire la disponibilità di punta di immissione in rete, l'Autorità ha definito misure urgenti e transitorie tali per cui l'impresa maggiore di trasporto possa richiedere alle imprese di rigassificazione la modifica del programma di rigassificazione, senza applicazione di corrispettivi attribuiti all'impresa di trasporto. Secondo tale delibera le imprese di rigassificazione sono tenute ad attuare le modifiche compatibilmente con la gestione in sicurezza del terminale, con il rispetto del programma delle consegne del GNL e salvaguardando l'operatività del terminale per l'eventuale ricezione di carichi spot di GNL.

A fronte del superamento del contenzioso tra la società russa Gazprom e la società ucraina Naftogas, che aveva prima ridotto e poi completamente interrotto i flussi di provenienza russa, con decreto 29 gennaio 2009 il Ministero dello sviluppo economico ha quindi revocato con decorrenza dal giorno successivo l'obbligo di massimizzazione delle importazioni.

Mercato regolamentato delle capacità e del gas

Il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito in legge 2 aprile 2007, n. 40, prevede, tra il resto, che il Ministero dello sviluppo economico definisca con decreto la quota di gas importato che deve essere offerta presso il mercato regolamentato e che l'Autorità definisca le relative modalità di offerta. Pertanto, con decreto 19 marzo 2008 il Ministero dello sviluppo economico ha determinato che tale quota corrisponda:

- al 10% del volume importato nel corso di ogni anno termico nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00;
- al 7% del volume importato nel corso di ogni anno termico nel caso di importazioni effettuate nell'ambito di contratti di durata pluriennale, relativi a gas prodotto in Paesi diversi da quelli da cui erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 164/00;
- al 5% del volume complessivamente importato nell'ambito dei contratti di durata non superiore a un anno e relativi a un volume totale, nel corso di ciascun anno termico, non inferiore a 100 milioni di S(m^3).

L'Autorità, nell'ottica di promuovere la concorrenza sul mercato regolamentato delle capacità del gas e incrementarne la liquidità, con delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 112/08, ha quindi definito sia le modalità economiche di offerta relative alle aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti di gas dovute allo Stato per l'anno 2007, sia le modalità di offerta delle quote di gas importato il cui obbligo di offerta è previsto entro l'anno 2008-2009.

In linea con quanto definito per la cessione di aliquote del prodotto della coltivazione dei giacimenti di gas dovute allo Stato per l'anno 2006, la delibera ARG/gas 112/08 ha stabilito che la cessione avvenga tramite procedure concorsuali, cui possono partecipare tutti i soggetti abilitati a operare al Punto di scambio virtuale, luogo di consegna del gas oggetto dei contratti, la cessione prevede l'assegnazione di lotti mensili e annuali, individuati dai titolari delle quote sulla base di criteri definiti, secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto (prezzo minimo pari a zero) e secondo l'ordine di merito delle offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del prezzo minimo di vendita di ciascun lotto.

La delibera definisce inoltre obblighi informativi in capo ai titolari di concessione e agli importatori, in merito alla procedura di assegnazione con comunicazioni all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico, oltre che pubblicazioni sul proprio sito Internet, in merito a dati di sintesi riguardo agli esiti delle procedure con indicazioni sul numero dei richiedenti, sul numero dei lotti assegnati in relazione a quelli offerti e sul corrispettivo di assegnazione.

Poiché la delibera ARG/gas 112/08 rimanda a successivo provvedimento le modalità e i termini per l'assegnazione di lotti mensili con consegna nei mesi estivi del 2009, e in presenza di lotti non ancora assegnati, con delibera 4 marzo 2009, ARG/gas 24/09, l'Autorità ha confermato le modalità di offerta definite, prevedendo che il prezzo minimo stabilito dall'importatore, nel caso di lotti relativi all'import, sia fissato contestualmente al termine per la ricezione delle offerte di acquisto in modo che possa essere definito in base all'andamento dei mercati energetici di riferimento più prossimo a tale termine.

Relativamente all'anno termico 2008-2009, nell'ambito della

disciplina del mercato regolamentato della capacità e del gas, con delibera 16 settembre 2008, ARG/gas 124/08, l'Autorità ha approvato, su proposta dell'impresa maggiore di trasporto, un aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di scambio virtuale, con i relativi allegati, nonché i conseguenti adeguamenti del Codice di rete di trasporto in merito al bilanciamento.

Bilanciamento del sistema gas – Evoluzioni

Al fine di promuovere la concorrenza, intesa come strumento cardine per la tutela dei clienti finali del gas e per ottenere una diminuzione dei prezzi finali di acquisto del gas, l'Autorità il 18 aprile 2008 ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 10/08 in merito a *Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale*. Il documento si propone di individuare una *road map* per la definizione di un nuovo regime di bilanciamento, basato su criteri di mercato, adeguato ad allocare i relativi costi fra gli utenti e altresì funzionale a supportare la realizzazione di un mercato regolamentato del gas naturale. L'evoluzione del bilanciamento è quindi intesa come prodromo dello sviluppo di un luogo trasparente di valorizzazione di tutto o di parte delle transazioni di compravendita di gas naturale (Borsa del gas). L'Autorità ritiene che la presenza di un segnale economico adeguato alla corretta valorizzazione delle risorse per il bilanciamento del sistema sia necessaria al fine di garantire l'utilizzazione efficiente delle risorse, anche in considerazione delle interazioni tra il mercato del gas e i mercati che utilizzano il gas come prevalente fattore produttivo.

Il documento per la consultazione, di natura ricognitiva, considerato il quadro normativo di riferimento, il contesto internazionale e le prossime realizzazioni infrastrutturali di trasporto e di rigassificazione, nonché l'auspicato potenziamento delle disponibilità di stoccaggio, così come gli obblighi di offerta di gas previsti per le aliquote di produzione nazionale e di importazione, delinea la cornice dei servizi interessati, per cui il bilanciamento si colloca all'interno del servizio di dispacciamento commerciale, che comprende:

- il conferimento della capacità di trasporto, che si sostanzia nell'attribuzione di diritti di utilizzo delle capacità di trasporto del gas ai singoli utenti;
- il servizio di bilanciamento, che ha a oggetto le modalità attraverso le quali i terzi possono esercitare i propri diritti di utilizzo delle capacità di trasporto conferite.

L'Autorità consulta possibili evoluzioni degli aspetti strutturali e caratterizzanti il servizio di bilanciamento, affrontando in particolare:

- l'identificazione e il ruolo del soggetto responsabile dell'erogazione del servizio di bilanciamento;
- il periodo rilevante (giorno gas *vs* ora), sotto il profilo dell'efficienza in senso lato, dell'efficienza allocativa e della trasparenza, in ottica di medio e lungo termine;
- la programmazione/registrazione degli scambi, in riferimento alla dimensione geografica rilevante al fine del dispacciamento, alle modalità e alle tempistiche di registrazione;
- l'approvvigionamento e la gestione delle risorse per il bilanciamento, selezionate in base a un ordine di merito economico, garantendo l'equilibrio fisico tra i prelievi e le immissioni del sistema stesso;
- i corrispettivi applicati agli utenti del bilanciamento, nell'ottica di riflettere gli oneri sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per il bilanciamento.

La consultazione rappresenta quindi un primo elemento propedeutico all'istruzione di apposite misure dell'Autorità, necessarie per la riforma del servizio di bilanciamento.

Bilanciamento del sistema gas – Primi interventi

Con delibera 10 giugno 2008, ARG/gas 75/08, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito a criteri per il trattamento di eventuali conguagli derivanti da differenze di allocazione e/o misura ai fini del bilancio del sistema gas. In tale ambito, relativamente a conguagli relativi a rettifiche di allocazioni e/o misure afferenti a mesi precedenti la finestra temporale al cui interno l'impresa di trasporto considera ancora come provvisori i bilanci della rete di trasporto (rettifiche tardive), l'Autorità ha pubblicato il 4 febbraio 2009 il documento per la consultazione DCO 1/09, volto all'introduzione di una procedura trasparente e non discriminatoria che consenta la ricostruzione corretta delle partite fisiche ed economiche degli

utenti del trasporto, e quindi del bilanciamento, minimizzando gli impatti economici, finanziari e amministrativi connessi.

In relazione all'attuale sistema di bilanciamento e al vigente quadro normativo e regolatorio, la consultazione individua sia una metodologia di trattamento delle partite fisiche di conguaglio conseguenti alle rettifiche tardive con il ricorso a un indice di prezzo di riferimento (con diverse possibili opzioni) per la valorizzazione economica delle partite fisiche oggetto di rettifica, sia diverse possibili soluzioni con riferimento alla frequenza di sessioni per la gestione di tali partite economiche.

Al fine di incrementare l'efficienza dell'attuale sistema di bilanciamento, tenendo conto degli esiti dell'istruttoria conoscitiva avviata con delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, e conclusa con delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, sulla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto del gas naturale nel periodo 2004-2006, l'Autorità il 16 marzo 2009, ha pubblicato il documento per la consultazione DCO 3/09, in merito alla revisione delle modalità di trattamento delle partite gas non oggetto di misura diretta (perdite di rete, svaso/invaso delle rete, gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento gas. La proposta dell'Autorità prevede l'attribuzione all'impresa di trasporto della responsabilità dei termini dell'equazione di bilancio di sistema non oggetto di misura, tra cui anche il gas non contabilizzato, al fine di eliminare elementi di incertezza in capo agli operatori (utenti del bilanciamento), quali l'assegnazione *ex post* dei quantitativi di gas non contabilizzato, il cui andamento risente anche di incertezze legate alla precisazione della misura e di anomalie di carattere procedurale nella contabilizzazione delle altre partite gas non oggetto di misura.

In particolare, la consultazione dell'Autorità individua una modifica all'equazione di bilancio sia di ciascun utente del bilanciamento sia del trasportatore, con la possibilità di riconoscere su base annuale il quantitativo complessivo di gas non misurato all'impresa di trasporto, e di introdurre, in un secondo momento, meccanismi incentivanti per la progressiva riduzione del medesimo gas non misurato. L'Autorità propone che la percentuale di variazione dei prelievi degli utenti del bilanciamento sia calcolata *ex ante* dall'impresa di trasporto, sulla base di criteri determinati dalla stessa Autorità, e comunicata in modo da consentire agli utenti del bilanciamento la corretta programmazione di immissioni/prelievi e in modo da ridurre il rischio di bilanciamento.

Mercato all'ingrosso – Piattaforma organizzata per gli scambi di gas (POGAS)

Nell'ambito del processo di definizione di meccanismi per lo sviluppo di un sistema di mercato del gas naturale, volto alla promozione dell'efficienza e della trasparenza a vantaggio della concorrenza e della flessibilità, il 19 giugno 2008, l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione, DCO 21/08, sulla proposta di istituire una POGAS. In considerazione degli obblighi definiti dalla normativa primaria in merito agli obblighi di cessione al mercato regolamentato sia di quote di gas prodotto dalla coltivazione di giacimenti dovute allo Stato sia di quote di gas importato, e dell'evoluzione del contesto europeo, l'Autorità ritiene che l'avvio di una piattaforma organizzata per la negoziazione del gas possa offrire al sistema maggiori flessibilità e liquidità, funzionali alla sua evoluzione in un contesto di completa liberalizzazione. Per il funzionamento di un mercato regolato sono necessari alcuni presupposti, quali:

- la disponibilità di un'offerta potenziale, adeguatamente superiore alla domanda (surplus di offerta), connessa con la disponibilità di infrastrutture e di *commodity*;
- la disponibilità di nuova capacità di importazione e stoccaggio;
- la presenza di una pluralità di operatori di dimensioni adeguate (pluralità di offerta);
- la piena garanzia della trasparenza e della neutralità del servizio di dispacciamento.

Le soluzioni individuate nel documento per la consultazione rappresentano una prima proposta dell'Autorità, nelle more della possibilità di attivare una vera e propria Borsa del gas, di un sistema organizzato che promuova gli scambi di gas tra gli operatori, rimuovendo gli ostacoli tipici delle negoziazioni *over the counter*. La consultazione dell'Autorità è, in particolare, relativa a:

- le caratteristiche del soggetto gestore (indipendenza da soggetti operanti nelle attività di acquisto e vendita del gas, solidità finanziaria, professionalità ed esperienza) e le modalità per la sua individuazione;
- i requisiti di partecipazione (utenti del servizio di trasporto e bilanciamento o soggetti abilitati a operare per conto dei medesimi);

- le caratteristiche dei contratti conclusi sulla POGAS (da contratti giornalieri e mensili per la fase di avvio, a contratti stagionali e annuali per una fase successiva);
- la definizione dei lotti trattati;
- le modalità di negoziazione (asta e negoziazione continua) e le modalità di formazione del prezzo;
- le sessioni di mercato, il periodo di negoziazione e di registrazione delle transazioni;
- i sistemi di pagamento e garanzia.

La partecipazione degli operatori alla POGAS è prevista su base volontaria e potrà garantire la disponibilità e la pubblicità di un adeguato insieme di informazioni, agevolando anche l'attività di monitoraggio dell'Autorità sul mercato del gas. La POGAS consentirà, secondo la proposta dell'Autorità, anche di evidenziare l'effettiva disponibilità di capacità di trasporto sulle reti e potrà fornire al sistema gas nel suo complesso un utile riferimento in termini di prezzo, tanto più significativo quanto maggiori saranno la partecipazione degli operatori e i quantitativi negoziati.
Secondo il documento per la consultazione proposto dall'Autorità, l'esecuzione fisica delle transazioni concluse sulla POGAS potrà garantirsi attraverso la registrazione delle medesime, insieme con le transazioni bilaterali tra gli operatori, al Punto di scambio virtuale.

Vendita al dettaglio

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2007, n. 208/07, per la definizione delle disposizioni relative al mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale (in attuazione della legge recante conversione, con modificazioni, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73), l'Autorità ha stabilito di verificare l'attuale assetto di tutela nei due settori regolati, controllando in particolare le previsioni riguardanti le condizioni economiche di fornitura per i clienti finali.
Con la delibera 6 maggio 2008, ARG/gas 52/08, l'Autorità ha quindi prorogato dal 30 giugno al 30 settembre 2008 l'applicazione dei criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera 29 novembre 2002, n. 195/02, come integrati e modificati dalle delibere 28 giugno 2006, n. 134/06 e 29 marzo 2007 n. 79/07, che prevedevano:

- l'integrazione degli intervalli di applicazione del parametro α, di cui alla delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04, che garantiva variazioni della componente materia prima ridotte a un valore pari al 75% qualora le quotazioni medie del petrolio Brent ricadessero al di fuori dell'intervallo compreso tra 20 e 35 $/barile, con l'introduzione di un ulteriore parametro β, che porta al 95% la suddetta variazione della materia prima, nel caso in cui le citate quotazioni medie siano maggiori o uguali a 60 $/barile;
- l'introduzione di un Corrispettivo aggiuntivo in forma fissa (QF) all'interno del CCI di cui all'art. 7 della delibera 4 dicembre 2003, n. 138/03.

Con la delibera ARG/gas 52/08 l'Autorità, alla luce del procedimento avviato con delibera n. 208/07, ha anche abrogato le disposizioni della delibera n. 134/06, che prevedevano la verifica, da compiere entro il 30 giugno 2008, delle condizioni per l'estensione fino al 30 giugno 2009 delle disposizioni appena richiamate nei due precedenti alinea. Al fine di continuare l'attività istruttoria relativa a tale procedimento, l'Autorità ha infine ulteriormente prorogato fino al 30 giugno 2009 tali disposizioni con delibera 24 luglio 2008, n. 100/08.

Interventi successivi alla conclusione del processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso

A valle del contenzioso relativo alla disciplina sull'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, di cui alla delibera n. 248/04, il decreto legge n. 73/07, ha confermato l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le delibere n. 195/02, 12 dicembre 2002, n. 207/02, e n. 138/03. Tale decreto ha previsto che l'Autorità indichi le condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e d'intervento dell'Autorità «*a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta*».
In seguito alla conclusione del contenzioso sui criteri di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale stabiliti alla delibera n. 138/03, aggiornamento

introdotto con la delibera n. 248/04, l'Autorità ha promulgato la delibera n. 79/07 che ha:

- rideterminato i valori del CCI per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005, data di entrata in vigore della delibera n. 248/04, e l'1 aprile 2007, data di entrata in vigore della delibera n. 79/07;
- imposto agli esercenti la vendita all'ingrosso del gas naturale di offrire ai propri clienti, controparti di contratti di compravendita conclusi successivamente all'1 gennaio 2005 e in essere nel periodo 1 gennaio 2006 – 30 giugno 2006, nuove condizioni economiche per un valore pari o inferiore a quello risultante dalla rideterminazione del CCI;
- riconosciuto parte degli oneri così sostenuti, c.d. "oneri pro rinegoziazione", alle parti di tali contratti che rinegozino i prezzi nei termini indicati nella sopracitata delibera;
- riconosciuto agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di recuperare, nel rispetto dell'obbligo di rinegoziazione e dell'applicazione del CCI, le somme relative ai parziali conguagli in precedenza disposti a favore dei clienti finali con delibere 27 marzo 2006, n. 65/06, n. 134/06, 27 settembre 2006, n. 205/06 e 28 dicembre 2006, n. 320/06;
- previsto che, per gli esercenti la vendita al dettaglio, il riconoscimento degli oneri pro rinegoziazione nonché dei predetti recuperi, avvengano nell'ambito di appositi conguagli con i propri clienti finali secondo modalità da adottare con successivo provvedimento dell'Autorità.

L'Autorità ha definito l'obbligo di rinegoziazione di cui sopra al fine di trasferire, fino all'esercente la vendita all'ingrosso titolare di contratti d'importazione, l'eventuale riduzione delle condizioni economiche di fornitura conseguenti alla rideterminazione del CCI. Tale finalità pone l'esigenza di riconoscere gli oneri pro rinegoziazione a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, fatta salva la necessità di recuperare, in seguito alle predette verifiche, gli importi riconosciuti a coloro che eventualmente risultino responsabili del mancato accordo. In merito alla disciplina delle modalità di effettuazione dei conguagli sopracitati, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 21 maggio 2008, DCO 12/08, le cui osservazioni hanno evidenziato una sostanziale convergenza sulle indicazioni prospettate, in particolare:

- la necessità di trattare in modo contestuale il riconoscimento degli oneri di rinegoziazione e i conguagli di cui alla delibera n. 79/07;
- l'opportunità di riconoscere agli esercenti la vendita al dettaglio la facoltà di stabilire modalità e tempi di esecuzione dei conguagli, funzionali alle rispettive esigenze gestionali e organizzative, sia pur entro un termine prefissato;
- l'esigenza di escludere dal conguaglio le partite economiche afferenti alla componente tariffaria dello stoccaggio (QS) in quanto eccessivamente oneroso, sotto il profilo gestionale, per l'esercente la vendita.

L'Autorità, inoltre, ha riconosciuto che per l'esercente la vendita al dettaglio l'esigenza di gestire autonomamente le concrete modalità di esecuzione dei conguagli trova un limite sia nell'esigenza di certezza e trasparenza del sistema che i conguagli siano conclusi entro un termine predefinito, sia in quella di assicurare ai clienti finali – a carico dei quali eventualmente risultino conguagli per importi di rilievo – la facoltà di rateizzare tali importi, anche tenendo conto della disciplina in materia di rateizzazione di cui alla delibera 18 ottobre 2001, n. 229/01.

Coerentemente l'Autorità ha promulgato la delibera 1 luglio 2008, ARG/gas 89/08, prevedendo:

- la definizione delle modalità di effettuazione dei conguagli di cui alla delibera n. 79/07 secondo criteri che assicurino l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura, contestualmente al recupero, da parte degli esercenti la vendita al dettaglio, degli oneri pro rinegoziazione nonché delle somme eventualmente corrisposte ai sensi delle delibere n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06;
- che la predetta disciplina sia applicata a tutti gli esercenti la vendita al dettaglio, fatta salva la necessità di recuperare gli oneri pro rinegoziazione riconosciuti a quegli esercenti che eventualmente risultino responsabili del mancato accordo col proprio venditore all'ingrosso tenuto all'obbligo di rinegoziazione;
- che gli esercenti la vendita al dettaglio dispongano i conguagli nei confronti dei clienti finali tuttora serviti, salvo il diritto dei clienti finali che hanno cambiato fornitore e dei clienti cessati di ottenere, in seguito a specifica richiesta, i conguagli loro spettanti limitatamente alla durata della propria fornitura;

- i termini entro i quali devono essere completati i conguagli, assicurando, in caso di conguagli a debito del cliente finale per importi di rilievo, la rateizzazione;
- che le partite relative al QS di cui alla delibera 30 marzo 2006, n. 68/06, siano escluse dal calcolo del predetto conguaglio.

Riforma dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del Corrispettivo variabile concernente la commercializzazione all'ingrosso (CCI)

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera n. 208/07, il 28 maggio 2008 è stato pubblicato il documento per la consultazione DCO 14/08, indicando le proposte per una modifica dell'assetto della tutela per i clienti finali contenuto nelle delibere n. 207/02, n. 138/03 e n. 195/02; in particolare, tale riforma dovrebbe comportare:

- una revisione dell'ambito e delle modalità applicative delle condizioni economiche di fornitura;
- una modifica dei parametri di indicizzazione del CCI, prevedendo tra l'altro la rimozione della soglia di invarianza di cui alla delibera n. 195/02.

Le osservazioni pervenute dagli operatori durante il sopracitato processo di consultazione hanno evidenziato l'esigenza di compiere ulteriori approfondimenti anche mediante l'istituzione di appositi gruppi di lavoro con i soggetti interessati. Facendo seguito a tale consultazione, dunque, con la delibera ARG/gas 100/08, l'Autorità ha stabilito:

- di continuare l'attività istruttoria del procedimento avviato con delibera n. 208/07, approfondendo i profili di criticità emersi dalla consultazione, anche al fine di pervenire alla definizione di una disciplina organica e unitaria dei meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del CCI; che sia inoltre opportuno adottare tale disciplina nel successivo anno 2009 entro termini che assicurino tempi adeguati per la negoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso;
- di svolgere i predetti approfondimenti anche mediante l'istituzione di un Gruppo di lavoro composto da rappresentanti degli esercenti la vendita al dettaglio e all'ingrosso, oltre che di valutare, nell'ambito di tale Gruppo di lavoro, le modalità di sostituzione nel calcolo dell'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, di cui alla delibera n. 195/02, delle quotazioni gasolio 0,2 con le quotazioni di gasolio 0,1, così come pubblicate da *Platt's Oilgram Price Report*;
- di prorogare conseguentemente sino al 30 settembre 2009 l'efficacia della delibera n. 195/02.

L'Autorità ha anche adottato misure urgenti per la modifica dei predetti criteri d'aggiornamento della fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela, prevedendo, con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08, di:

- rimuovere la soglia d'invarianza a partire dall'aggiornamento relativo al trimestre gennaio-marzo 2009, in modo da ottemperare al disposto del decreto legge n. 185/08 entro la data del 28 febbraio 2009;
- tutelare l'interesse degli operatori che, ai fini dell'applicazione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti in regime di tutela, hanno concluso, nel mercato della compravendita all'ingrosso, contratti che prevedono modalità di aggiornamento con la soglia d'invarianza;
- adottare una direttiva, ai sensi della legge n. 481/95, che imponga a tutte le parti venditrici dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas, attualmente in essere, di proporre alle controparti acquirenti la soppressione di eventuali clausole contrattuali che prevedono la soglia d'invarianza;
- continuare l'attività istruttoria per gli altri aspetti relativi ai meccanismi di tutela dei clienti finali del gas naturale e dei criteri di aggiornamento del CCI, al fine di addivenire a una riforma organica di tali meccanismi;
- considerare le eventuali esigenze delle imprese di vendita, ai clienti sia finali sia all'ingrosso, connesse con i costi conseguenti alla rimozione delle soglie d'invarianza, mediante la previsione di sistemi di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili;
- modificare per il trimestre gennaio-marzo 2009 le condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera n. 138/03 nella misura della variazione dell'indice I_t sopra riportata rispetto al valore definito nella delibera 29 settembre 2008, ARG/gas 141/08.

Anche in esito ai soprarichiamati interventi, gli aggiornamenti del corrispettivo variabile per la commercializzazione all'ingrosso CCI per l'anno 2008 sono stati i seguenti:

- per il primo trimestre 2008 ai sensi della delibera 28 dicembre 2007, n. 346/07, è stato previsto un aumento di 0,0691 c€/MJ (0,691 €/GJ); tale aumento è pari a 2,6617 c€/m^3 per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m^3;
- per il secondo trimestre 2008 la delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, ha stabilito un aumento di 0,0632 c€/MJ (0,632 €/GJ); tale incremento è pari a 2,4345 c€/m^3 per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m^3;
- per il trimestre 1 luglio - 30 settembre 2008, per effetto delle disposizioni della delibera 27 giugno 2008, ARG/gas 84/08, il corrispettivo CCI è aumentato di 0,0757 c€/MJ (0,757 €/GJ); tale aumento è pari a 2,9160 c€/m^3 per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/ m^3.

Con la delibera ARG/gas 141/08, l'Autorità ha stabilito un aumento di 0,0991 c€/MJ (0,991 €/GJ); tale aumento è pari a 3,8173 c€/m^3 per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m^3 (vedi anche il Capitolo 3 del Volume 1). Nel primo trimestre 2009 è stata infine deliberata una diminuzione di 0,0171 c€/MJ (0,171 €/GJ); tale diminuzione è pari a 0,6587 c€/m^3 per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/m^3 (delibera ARG/gas 192/08).

Aggiornamento delle componenti stoccaggio, trasporto e distribuzione e proroga del termine relativo alla revisione della componente vendita al dettaglio

Con riferimento alla componente dello stoccaggio (QS) delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, di cui alla delibera dell'Autorità n. 138/03, la delibera ARG/gas 40/08 ne ha aggiornato il valore ponendolo pari a 0,256819 €/GJ per il periodo 1 aprile 2008 - 31 marzo 2009.

Per quanto riguarda invece la componente a copertura dei costi di trasporto delle medesime condizioni economiche di fornitura, con la delibera 29 settembre 2008, ARG/gas 140/08, l'Autorità ha stabilito, che:

- per il periodo 1 ottobre 2008 - 30 settembre 2009 il valore del corrispettivo medio unitario Cp_e della componente trasporto sia pari a 1,076905 €/a/Sm^3/g;
- il corrispettivo unitario variabile CV^{oc} (addizionale al corrispettivo variabile di trasporto e transitorio per l'anno termico 2008-2009), per la contribuzione alla reintegrazione dei maggiori costi sostenuti per la sicurezza del sistema del gas naturale nell'anno termico 2005-2006, di cui alla delibera 23 settembre 2008, ARG/gas 133/08, sia sommato al corrispettivo del trasporto delle condizioni economiche di fornitura di cui alla delibera n. 138/03. Il valore di tale corrispettivo per il trimestre ottobre-dicembre 2008 è stato posto pari a zero.

Inoltre, per quanto concerne la componente relativa alla distribuzione, con la delibera ARG/gas 128/08, l'Autorità ha previsto un periodo transitorio in cui continuano ad avere efficacia le determinazioni tariffarie relative alla distribuzione del gas naturale fissate per il secondo periodo, in attesa dell'avvio delle tariffe di distribuzione per il terzo periodo regolatorio. La validità delle tariffe di distribuzione approvate per l'anno termico 2007-2008 è stata successivamente estesa sino al 30 giugno 2009 con la delibera ARG/gas 159/08, che ne ha previsto anche i successivi conguagli.

Infine, per la componente relativa alla vendita al dettaglio, facendo seguito alla procedura di consultazione avviata il 30 novembre 2007, la delibera n. 347/07 ha modificato l'articolazione delle condizioni economiche di fornitura relativa alla vendita al dettaglio di cui alla delibera n. 138/03. In particolare, con la delibera n. 347/07, l'Autorità:

- ha modificato le disposizioni della delibera n. 138/03, stabilendo che con decorrenza 1 gennaio 2008 la componente vendita al dettaglio sia costituita da un corrispettivo fisso e da uno variabile coincidente, in una prima fase, con i corrispettivi unitari attualmente esistenti in ciascun ambito tariffario;
- ha conferito mandato al Direttore della Direzione mercati affinché, attraverso monitoraggi, approfondimenti e verifiche valuti la possibilità di omogeneizzare i corrispettivi a livello nazionale a partire dal 1° ottobre 2008.

La delibera ARG/gas 140/08 ha prorogato il mandato al Direttore della Direzione mercati affinché valuti la possibilità di modifica-

re la componente vendita al dettaglio successivamente all'avvio del terzo periodo regolatorio della distribuzione del gas e alla definizione del nuovo assetto della misura.

Individuazione dei fornitori di ultima istanza

Con la delibera 5 agosto 2008, ARG/gas 114/08, l'Autorità ha modificato le previgenti procedure a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per i clienti finali di gas naturale, previste dalla delibera 18 gennaio 2007, n. 10/07; ciò al fine di garantire, tra l'altro, un più efficiente svolgimento della procedura nonché dell'incarico di fornitore di ultima istanza, assicurando la massima concorrenzialità, la più grande trasparenza e la parità di trattamento tra i diversi partecipanti. Con predetta delibera ARG/gas 114/08, dunque, l'Autorità ha:

- modificato e integrato la delibera n. 10/07 al fine di garantire un più efficiente svolgimento sia delle imminenti procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 1 ottobre 2008 – 30 settembre 2009 sia dell'incarico stesso di fornitore di ultima istanza nel medesimo periodo;
- aggiornato e più chiaramente definito i requisiti di partecipazione e le modalità di svolgimento delle procedure per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza;
- definito in dettaglio alcuni ulteriori aspetti relativi alle procedure di subentro dei fornitori di ultima istanza, anche con particolare riferimento al subentro tra il fornitore uscente e il nuovo fornitore, nonché eliminato gli elementi di incertezza che sono stati segnalati pure alla luce del primo anno di operatività del fornitore di ultima istanza;
- definito in dettaglio gli obblighi informativi dei fornitori di ultima istanza nei confronti dei clienti finali serviti e modificato altresì gli obblighi di comunicazione ai fini del monitoraggio da parte dei fornitori di ultima istanza, prevedendo che tali comunicazioni avvengano con frequenza trimestrale al fine, tra l'altro, di meglio consentire la verifica del corretto svolgimento del servizio di fornitura di ultima istanza.

Con la delibera 22 settembre 2008, ARG/gas 127/08, l'Autorità ha inoltre approvato la graduatoria per le proposte pervenute per la procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza, relativa all'anno termico 2008-2009 (Tav. 3.1).

La delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, ha istituito un apposito Fondo presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, alimentato dal gettito derivante dall'applicazione della maggiorazione al corrispettivo per la commercializzazione all'ingrosso (previsto dalla delibera n. 138/03), definito *Corrispettivo unitario variabile Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza* (CFGUI). Tale fondo è destinato alla copertura degli oneri relativi ai costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio eventualmente non coperti dalle componenti previste dalla delibera n. 138/03 per i fornitori grossisti di ultima istanza. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 settembre 2006 ha infatti attribuito all'Autorità il compito di determinare le modalità di copertura dei sopraccitati oneri.

Secondo quanto stabilito dalla delibera ARG/gas 39/08, l'Autorità con delibera ARG/gas 84/08 ha quindi definito le modalità di gestione del Fondo e di erogazione ai soggetti aventi diritto; in particolare ha previsto che:

TAV. 3.1

Graduatoria delle offerte per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza

Graduatoria delle offerte presentate nella procedura a evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza ai sensi della delibera n. 10/07 (Allegato A, delibera ARG/gas 127/08)

MACROAREA	N.	OPERATORE	QUANTITÀ (m^3)
AREA 1: Nord piemontese (E1), Sud piemontese e Liguria (E2)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 2: Lombardo orientale (C), Lombardo occidentale (D)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 3: Friuli Venezia Giulia (A), Trentino Alto Adige e Veneto (B), Basso Veneto (G)	1	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 4: Emilia e Liguria (F), Romagna (I), Toscana e Lazio (H), Umbria e Marche (L)	1	Enel Energia	30.000.000
	2	Eni Divisione Gas & Power	30.000.000
AREA 5: 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

- gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas naturale versino le somme relative all'applicazione del CFGUI all'apposito Fondo entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre, trasmettendo entro lo stesso termine i dati relativi agli importi fatturati oggetto dell'applicazione del CFGUI, con indicazione dei periodi e dei volumi cui si riferisce la fatturazione;
- a decorrere dall'1 ottobre 2008 la Cassa conguaglio per il settore elettrico trasmetta trimestralmente all'Autorità un rapporto sulla gestione del Fondo, fornendo elementi utili per la determinazione del livello di gettito raggiunto.

Attività cognitiva e informativa sull'evoluzione nella fornitura dell'energia elettrica e del gas ai clienti finali

Facendo seguito al decreto legislativo n. 164/00, il quale ha stabilito che a decorrere dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali di gas naturale sono idonei, ovvero hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura sul mercato libero, e alla legge n. 481/95 che attribuisce all'Autorità la funzione di studiare e pubblicizzare l'evoluzione delle condizioni di svolgimento dei singoli servizi, la delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 202/08, ha modificato gli obblighi di comunicazione dei prezzi medi di fornitura nonché di trasmissione di altri dati e informazioni ai fini della verifica del grado di concorrenza nella vendita ai clienti finali, imposti alle imprese operanti nel settore gas. La sopracitata delibera ARG/com 202/08 ha previsto che vengano diffusi e aggiornati periodicamente dati di sintesi dell'evoluzione concorrenziale dei mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo all'uscita dal servizio di maggior tutela e al cambio di fornitore da parte dei clienti finali, nel pieno rispetto delle esigenze di riservatezza; la stessa delibera ha inoltre previsto che vengano effettuati approfondimenti sulle informazioni raccolte dall'Autorità e individuati opportuni adeguamenti e integrazioni, anche attraverso il coinvolgimento degli operatori e delle associazioni di categoria.

A tal fine, ha conferito mandato al Direttore della Direzione mercati affinché vengano pubblicati, attraverso il sito Internet dell'Autorità, secondo un primo schema informativo, i predetti dati di sintesi e che tali dati siano aggiornati con cadenza trimestrale.

Regolamentazione delle infrastrutture

Trasporto

Nell'anno appena concluso, l'Autorità ha approvato, in conformità con la delibera 17 luglio 2002, n. 137/02, il Codice di rete formulato da Edison Stoccaggio (delibera 20 maggio 2008, ARG/gas 68/08).

Società Gasdotti Italia ha presentato alcune proposte di modifica al proprio Codice di rete, in risposta ai rilievi avanzati dall'Autorità, concernenti le disposizioni sulla qualità del gas naturale contenute nella delibera 6 settembre 2005, n. 185/05. L'Autorità ha ritenuto che tali proposte fossero coerenti con la succitata delibera e ha pertanto approvato la proposta di modifica del Codice di rete di Società Gasdotti Italia con delibera 16 settembre 2008, ARG/gas 126/08.

Anche la società Snam Rete Gas ha proposto alcune modifiche al proprio Codice di rete, a seguito dell'approvazione della delibera ARG/gas 92/08, la quale stabilisce che, a partire dall'anno termico 2007-2008, l'impresa di trasporto renda disponibile nei punti di uscita interconnessi con i terminali di GNL, fino all'inizio del periodo di avviamento, un servizio di trasporto

continuo riproporzionando il corrispettivo di capacità CP_u su base mensile. L'Autorità, ritenuto che le proposte fossero coerenti con le disposizioni della delibera ARG/gas 92/08, ha deciso di approvare la modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas con delibera 4 novembre 2008, ARG/gas 158/08.

La società Snam Rete Gas ha successivamente presentato due ulteriori modifiche al proprio Codice di rete. Una modifica, relativa alla responsabilità delle parti, di cui alla delibera 3 luglio 2006, n. 139/06, è stata approvata dall'Autorità con delibera 9 gennaio 2009, ARG/gas 2/09. L'altra modifica, approvata dall'Autorità con delibera 21 gennaio 2009, ARG/gas 7/09, conforma il Codice di rete alla delibera 4 agosto 2008, ARG/gas 111/08, relativa ai conferimenti di capacità di durata inferiore a un anno termico anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione, e all'introduzione di corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata interconnessi con terminali di GNL di entità pari a quelli definiti presso i punti di entrata interconnessi con l'estero.

Trasporto - Open season per il gasdotto Poseidon

Relativamente al gasdotto di interconnessione tra Italia e Grecia, denominato Poseidon, in considerazione dell'obbligo di eseguire, da parte delle società Edison e DEPA, una procedura di *open season* per l'allocazione a terzi di capacità di trasporto incrementale non inferiore a 800 milioni di metri cubi, come stabilito dal decreto 21 giugno 2007 del Ministero dello sviluppo economico, l'Autorità, con delibera 3 giugno 2008, ARG/gas 72/08, ha approvato la regolamentazione della procedura pubblica.

In particolare, l'Autorità ha approvato che la procedura di *open season* abbia a oggetto una capacità di trasporto incrementale, definita sulla base delle specificità tecniche del gasdotto Poseidon e delle caratteristiche del mercato greco del gas, pari a 0,12688 milioni di $N(m^3)/h$, corrispondenti a circa un miliardo di metri cubi annui, da assegnare tramite 10 lotti di capacità pari a 0,012688 milioni di $N(m^3)/h$ ciascuno, con una durata dei servizi di trasporto per ciascun lotto compresa tra i 10 e i 25 anni.

Distribuzione

L'Autorità, con delibera 28 maggio 2008, ARG/gas 67/08, ha avviato un'istruttoria conoscitiva per l'adozione di provvedimenti in tema di contratto di servizio tipo per l'attività di distribuzione di gas, come previsto dal decreto legislativo n. 164/00. Il decreto, infatti, all'art. 14, comma 1, prevede che il rapporto tra ente locale e gestore sia regolato da un contratto di servizio, sulla base di un contratto tipo predisposto dall'Autorità, e approvato dal Ministero dello sviluppo economico.

Con delibera 2 febbraio 2007, n. 17/07, l'Autorità ha ridefinito i 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.

L'Autorità, quindi, con la delibera 23 settembre 2008, ARG/gas 130/08, ha aggiornato i profili di prelievo standard necessari per la stima dei consumi gas giornalieri, che le imprese di distribuzione dovranno rendere pubblici fino all'entrata in vigore di provvedimenti inerenti la rilevazione almeno su base giornaliera dei consumi dei clienti finali.

L'Autorità, con la delibera 23 settembre 2008, ARG/gas 131/08, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in merito alla determinazione delle componenti dell'equazione di bilancio commerciale degli stessi impianti. Il procedimento è volto a considerare non solo i quantitativi immessi e prelevati degli impianti, ma anche a definire modalità, criteri e procedure per l'identificazione del "gas non contabilizzato".

Stoccaggio

Con delibera 21 giugno 2005, n. 119/05, l'Autorità ha disciplinato l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio in situazioni di normale 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.

La versione del Codice di stoccaggio predisposto dalla società Edison Stoccaggio, approvata dall'Autorità con delibera 15 maggio 2007, n. 116/07, nel corso del 2008 è stata emendata dalla stessa Edison Stoccaggio. In particolare, le proposte di modifica hanno riguardato, dapprima, l'eliminazione del servizio di *pooling* e l'adeguamento normativo del tasso di interesse per ritardato pagamento (queste proposte sono state approvate dall'Autorità con delibera 14 maggio 2008,

ARG/gas 58/08), in seguito, il recepimento del decreto legislativo n. 26/07, *Attuazione della Direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità* (queste proposte sono state approvate dall'Autorità con delibera 16 settembre 2008, ARG/gas 125/08).

L'Autorità, inoltre, con delibera 3 giugno 2008, ARG/gas 73/08, ha approvato la proposta di modifica del Codice di stoccaggio predisposto dalla società Stogit, relativa all'aggiornamento delle modalità di prenotazione e agli impegni di iniezione ed erogazione, necessaria per l'implementazione del sistema informatico STS (*Storage Trading System*) nonché dello schema di condizioni generali di contratto per l'utilizzo del sistema, tra la stessa Stogit e i sottoscrittori del servizio.

Nel 2009, poi, l'Autorità, con delibera 21 gennaio 2009, ARG/gas 8/09, nelle more dell'introduzione di un'apposita regolazione che incentivi l'impresa di stoccaggio a una gestione efficiente del proprio sistema, ha riscontrato conforme la proposta di aggiornamento del Codice di Stogit in relazione alla procedura di ripartizione dei consumi di iniezione/erogazione, anche con riferimento a compressione e trattamento nei casi di controflusso virtuale.

L'Autorità, con delibera 12 gennaio 2009, ARG/gas 4/09, ha confermato, anche per l'anno termico dello stoccaggio 2008-2009, i valori dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici già fissati con le delibere 30 gennaio 2006, n. 21/06, 28 novembre 2006, n. 265/06, e 29 novembre 2007, n. 297/07. 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, 2006-2007 e 2007-2008, 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. I corrispettivi, inoltre, si sono dimostrati rispondenti anche all'inverno 2008-2009, in cui vi è stata una minor disponibilità di gas causata da un incidente del sistema di trasporto Trans Mediterranean Pipeline Company (TMPC) che trasporta il gas prodotto in Algeria e della significativa riduzione dei quantitativi di gas importati dalla Russia, determinatasi in esito al contenzioso tra la Gazprom e la società del gas ucraina Naftogas.

GNL

A seguito della richiesta di accesso alla rete nazionale di gasdotti, presentata in data 18 marzo 2008 dalla società Terminale GNL Adriatico relativamente al punto di entrata interconnesso con il terminale GNL Adriatico, Snam Rete Gas, in data 25 marzo 2008, ha avviato, ai sensi dell'art. 4 della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06, la procedura aperta alla partecipazione di tutti i soggetti interessati a presentare le proprie richieste per il conferimento di capacità di trasporto in corrispondenza del predetto punto di entrata. Con lettera del 30 aprile 2008, Terminale GNL Adriatico ha espresso l'esigenza di ridurre dai 6 mesi previsti dall'art. 5.6 della delibera n. 168/06 a 3 mesi il termine ultimo per la definizione della data definitiva di messa a disposizione della capacità di trasporto nel punto di entrata interconnesso con il terminale GNL Adriatico. Al fine di valutare tale riduzione, è stato chiesto a Snam Rete Gas di evidenziare eventuali criticità relative alle tempistiche di realizzazione dei lavori funzionali a rendere disponibile detta capacità di trasporto. Nel giugno 2008 Snam Rete Gas ha replicato che, nel caso in esame, la riduzione del termine avrebbe garantito maggiore flessibilità agli operatori intenzionati a prenotare capacità di trasporto, senza arrecare né danni né benefici all'impesa di trasporto. L'Autorità ha quindi deciso, con delibera 8 luglio 2008, ARG/gas 93/08, di concedere la deroga al regime previsto all'art. 5.6, della delibera n. 168/06.

Disposizioni urgenti in materia di conferimenti presso i punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con terminali di rigassificazione

Con delibera ARG/gas 111/08, l'Autorità, dando attuazione alla delibera ARG/gas 92/08, ha introdotto una serie di modifiche alla delibera n. 137/02. In modo particolare, le modifiche introdotte consentono conferimenti di durata inferiore a un anno termico anche nei punti di entrata interconnessi con terminali di rigassificazione; allo stesso tempo, sono introdotti corrispettivi di scostamento presso i punti di entrata interconnessi con terminali di GNL di entità pari a quelli definiti presso i punti di entrata interconnessi con l'estero.

Misura

Con la delibera 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08, l'Autorità ha

reso obbligatoria per tutti i distributori di gas la messa in servizio di contatori elettronici per le famiglie e le imprese. La delibera ha fatto seguito al documento per la consultazione 3 giugno 2008, DCO 16/08, contenente gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di telelettura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale e di telegestione dei misuratori del gas, e si inquadra nell'ambito delle disposizioni previste dall'art. 17 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, che ha recepito la Direttiva europea 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici (in particolare l'art. 13). L'adozione della telelettura e della telegestione consentirà all'Autorità di perseguire una serie di obiettivi non più rinviabili quali:

- sviluppare la concorrenza nel mercato del gas naturale;
- porre i presupposti per lo sviluppo del mercato regolamentato del gas naturale e del nuovo servizio di bilanciamento;
- migliorare il processo di contabilizzazione del gas naturale prelevato dai clienti finali e l'innovazione tecnologica dei gruppi di misura;
- migliorare la qualità dei servizi di misura, di vendita e di distribuzione del gas naturale, assicurando medesimi livelli funzionali e prestazionali a tutti i clienti finali, favorendo la consapevolezza dei consumi.

I nuovi contatori saranno messi in servizio con gradualità, dapprima per i clienti di maggiore dimensione e successivamente per le famiglie. La tavola 3.2 illustra il piano di messa in servizio in funzione della classe del contatore.

TAV. 3.2

Piano per la messa in servizio dei nuovi contatori del gas per ogni distributore di gas naturale

CLASSE DEL CONTATORE	TERMINE PER LA MESSA IN SERVIZIO	PERCENTUALE DI PUNTI DI RICONSEGNA
> G40	31 dicembre 2010	100%
≥ G16 e ≤ G40	31 dicembre 2011	100%
> G6 e < G16	31 dicembre 2011	30%
	31 dicembre 2012	100%
≤ G6	31 dicembre 2012	5%
	31 dicembre 2013	20%
	31 dicembre 2014	40%
	31 dicembre 2015	60%
	31 dicembre 2016	80%

Le funzioni innovative che caratterizzeranno i nuovi contatori del gas sono molte:

- la lettura periodica a distanza dei consumi effettivi o che potrà consentire ai clienti finali di meglio valutare le offerte per eventuali libere scelte di fornitori più convenienti;
- la possibilità di fruire di prezzi differenziati per fasce giornaliere e stagionali;
- la correzione in temperatura del volume del gas misurato per qualsiasi tipo di contatore;
- la correzione in pressione del volume del gas misurato per i contatori destinati alla sola clientela non domestica;
- la possibilità di chiudere a distanza la fornitura dei clienti domestici, per ragioni sia contrattuali sia di sicurezza.

La sostituzione degli attuali contatori, talora vetusti e obsoleti, dovrà essere preannunciata ai clienti con opportuno anticipo e non comporterà alcun addebito in bolletta.

Al Comitato italiano gas (CIG) è stato assegnato il compito di predisporre le norme necessarie allo sviluppo dei progetti da parte dei costruttori dei contatori e dei distributori di gas naturale, garantendo i necessari requisiti di interoperabilità e standardizzazione.

Sempre in tema di contatori del gas, l'11 marzo 2008 l'Autorità ha inviato una segnalazione a Governo e Parlamento in tema

di controlli sui misuratori del gas (PAS 1/08), con l'obiettivo di evidenziare la necessità di iniziative a tutela dei consumatori finali. In particolare, l'Autorità ha sottolineato l'importanza di definire, per i contatori del gas, obblighi di verifiche periodiche e termini di scadenza massima per la loro vita utile, nonché di armonizzare la normativa sugli enti responsabili delle verifiche e sulla disciplina fiscale, in modo da assicurare la necessaria attività di controllo sulla corrispondenza tra la quantità di gas contabilizzata dai contatori e quella effettivamente prelevata dai consumatori.

Regolamentazione della qualità

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

Con la delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08, l'Autorità ha approvato la nuova *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG).

La RQDG è stata emanata nel quadro del procedimento avviato con la delibera 26 settembre 2007, n. 234/07, per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione, vendita e misura del gas che si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la delibera n. 225/07. Entrambi questi procedimenti sono stati inseriti nella sperimentazione triennale dell'AIR, avviata con la delibera 28 settembre 2005, n. 203/05.

La delibera ARG/gas 120/08 ha disposto l'emanazione di un Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, di cui la RQDG costituisce la Parte I.

L'Autorità ha pubblicato sul proprio sito la relazione AIR che illustra gli obiettivi, le motivazioni, i destinatari e i contenuti delle opzioni e delle proposte di regolazione avanzate dall'Autorità nell'ambito del procedimento sulla qualità dei servizi gas, nel corso del quale sono stati emanati due documenti per la consultazione con riferimento ai servizi di distribuzione e misura:

- il documento diffuso il 15 febbraio 2008, DCO 1/08 (primo documento per la consultazione), *Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel terzo periodo di regolazione (2009-2012)*, conteneva alcune opzioni alternative di regolazione per ciascuno degli aspetti più rilevanti in esame; per ogni opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono stati sollecitati ai soggetti interessati osservazioni ed elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il documento diffuso il 17 giugno 2008, DCO 19/08 (secondo documento per la consultazione), *Orientamenti finali per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel terzo periodo di regolazione*, conteneva

le proposte in merito alle opzioni preferite dall'Autorità a seguito della valutazione delle osservazioni pervenute e lo schema di provvedimento del *Testo integrato della qualità gas 2009-2012.*

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e di gas per il terzo periodo di regolazione, pur essendo inserita nei procedimenti avviati con le delibere 27 settembre 2006, n. 209/06 e n. 234/07, rispettivamente per i settori elettrico e gas, è stata demandata a un separato procedimento bisettoriale concluso con l'emanazione della delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, con la quale è stato approvato il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale.* Per una illustrazione della regolazione bisettoriale della vendita si rimanda al capitolo della *Relazione Annuale* relativo alla qualità dei servizi elettrici (vedi Capitolo 2, Volume I).

La RQDG approvata con la delibera ARG/gas 120/08 contiene tutte le norme regolatorie applicabili ai servizi di distribuzione e misura del gas, per quanto concerne la qualità di tali servizi e sostituisce il *Testo integrato della qualità dei servizi gas* vigente per il periodo di regolazione 2005-2008 (Allegato A alla delibera 29 settembre 2004, n. 168/04, e successive modifiche e integrazioni). La delibera ARG/gas 120/08 indica i limiti nei quali continuano ad applicarsi nel 2009, per esigenze di gradualità o per la regolazione di partite economiche relative al 2008, alcune norme del *Testo integrato della qualità dei servizi gas* approvato con la delibera n. 168/04.

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, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito; essa dipende: da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata ad avvertire la presenza di gas nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni; 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. 236/00, 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. 243/05).

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 accertare 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 avvenuto su base volontaria.

Nel 2007, rispetto al 2006, il numero degli impianti e dei clienti finali interessati dai meccanismi incentivanti risulta raddoppiato, con un incremento del 33% degli incentivi totali, che ammontano per il 2007 a oltre 5 milioni di euro, quasi equamente suddivisi tra la componente *dispersioni* e la componente *odorizzazione.*

Al meccanismo di premi nel 2007 hanno aderito 14 operatori, rappresentanti il 44% circa del totale dei clienti finali. Gli impianti di distribuzione interessati sono 1.043 con un totale di circa 8,7 milioni di clienti finali serviti, rispetto a un totale di circa 3.000 impianti italiani cui fanno capo i circa 20,5 milioni di clienti totali. Gli incentivi assegnati sono stati determinati con la delibera 16 febbraio 2009, ARG/gas 16/09.

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione di gas,

l'Autorità si è posta l'obiettivo generale di passare nel terzo periodo di regolazione dal sistema di adesione volontaria al sistema degli incentivi all'applicazione obbligatoria di incentivi e penalità per tutti i distributori di gas naturale di un sistema che preveda, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito dall'Autorità stessa.

L'obiettivo generale è il cardine intorno al quale è stata impostata la revisione della regolazione in materia di sicurezza e si è articolato nei seguenti obiettivi specifici:

- favorire l'eliminazione delle dispersioni di gas sulle reti;
- aumentare il numero delle misure del grado di odorizzazione del gas e razionalizzare l'allocazione degli incentivi e delle penalità per recuperi di sicurezza tra le diverse componenti;
- migliorare il servizio di pronto intervento e garantire omogeneità di comportamento tra i distributori.

L'Autorità, al fine di consentire ai distributori di disporre di tempi sufficienti all'adeguamento al nuovo sistema, ha previsto la decorrenza obbligatoria del meccanismo di incentivi e penalità solo dal 2010 e solo per i soggetti con più di 50.000 clienti finali; la decorrenza sarà estesa gradualmente e progressivamente a tutti gli altri soggetti (con esclusione dei distributori di gas diversi dal gas naturale).

In particolare, la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza decorrerà:

- dall'1 gennaio 2010 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 50.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2011 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 50.000 e almeno 10.000 clienti finali;
- dall'1 gennaio 2012 per le imprese distributrici di gas naturale che al 31 dicembre 2007 servivano meno di 10.000 clienti finali.

Le imprese distributrici di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali possono partecipare in via volontaria al sistema incentivante i recuperi di sicurezza anche per l'anno 2009, dandone comunicazione scritta all'Autorità entro il 31 marzo 2009. A differenza del sistema volontario previgente, la nuova regolazione prevede però che la partecipazione al sistema incentivante i recuperi di sicurezza debba riguardare tutti gli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice.

All'inizio del 2009 è stata svolta un'attività di controllo relativa all'adempimento da parte dei distributori degli obblighi in materia di pronto intervento. In esito a tale attività è stata emanata la delibera 23 febbraio 2009, VIS 13/09, con la quale l'Autorità ha ordinato a 19 imprese distributrici di gas di ottemperare, entro il 31 marzo 2009, a quanto disposto dalla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione in materia di attivazione di recapiti telefonici dedicati al servizio di pronto intervento gas, pena l'avvio di procedimenti individuali a fini sanzionatori. La regolazione dispone infatti che le imprese attivino uno o più recapiti telefonici con linea fissa, dedicati esclusivamente al servizio, con risposta diretta di un operatore, senza necessità di comporre altri numeri telefonici. È invece risultato che alcune imprese si sono limitate a fornire, nei casi più gravi (12), solo numeri di telefonia mobile e, negli altri casi (7), recapiti sia di rete fissa sia di rete mobile, con il rischio di creare confusione tra gli utenti che avessero chiamato per segnalare una situazione di potenziale pericolo (per esempio, per dispersione di gas).

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'Ente nazionale italiano di unificazione (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 3 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. 47/00, ed è stata successivamente rivista nel corso del 2003-2004; alla luce sia degli effetti positivi sia delle criticità evidenziate dal-

l'attuazione della precedente disciplina, quest'ultima 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.

Con la delibera 29 aprile 2008, ARG/gas 51/08, l'Autorità ha modificato il *Testo integrato della qualità dei servizi* nella parte riguardante la verifica del gruppo di misura, stabilendo tra l'altro:

- la sostituzione gratuita del gruppo di misura da parte del distributore nel caso in cui l'apparato risulti non misurare correttamente;
- l'introduzione di 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;
- le condizioni di maggior favore in termini di costo per il cliente finale domestico, prevedendo che lo stesso paghi 5 € se la verifica conducesse 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 5 anni solari.

È stato altresì previsto 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. 200/99, in caso di esito negativo della verifica. Stante la rilevanza del tema, gli Uffici dell'Autorità hanno avviato un tavolo tecnico con le associazioni dei distributori e dei venditori che, in ottemperanza a quanto indicato in delibera, hanno fatto pervenire una proposta in materia. Successivamente, con la delibera 3 luglio 2008, ARG/gas 90/08, l'Autorità è intervenuta a modificare il *Testo integrato della qualità dei servizi* con lo scopo di rendere esplicita l'interpretazione dell'art. 43 in conformità al principio secondo il quale la normativa metrologica prevale sulla normativa tecnica.

Tali modifiche e integrazioni sono poi confluite nella RQDG insieme con le seguenti novità in materia di qualità commerciale:

- l'estensione della regolazione dal 1° gennaio 2009 a tutti i distributori di gas naturale con un numero di clienti finali alimentati in bassa pressione inferiore a 5.000, ma maggiore di 3.000 e dal 1° gennaio 2010 ai distributori di gas naturale con un numero di clienti finali alimentati in bassa pressione inferiore a 3.000;
- in caso di richieste di preventivo per lavori semplici e complessi presentate da clienti finali alimentati in media pressione/alta pressione, l'obbligo per il distributore di:
  - formulare il preventivo anche in caso di potenziamento/estensione della rete e tenuto conto della pressione minima richiesta dal cliente finale;
  - inserire tra i dati minimi che il preventivo deve contenere anche quello inerente il valore di pressione minima di fornitura;
  - garantire la pressione minima di fornitura al singolo cliente finale, anche attraverso la continua revisione dei propri piani di estensione/potenziamento della rete di distribuzione;
- l'introduzione di uno standard specifico per la verifica della pressione di fornitura del gas naturale.

Inoltre, ai fini della convergenza delle disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi gas ed elettrici, sono state riviste le discipline relative agli appuntamenti personalizzati e agli indennizzi automatici, nello specifico:

- si è introdotto il concetto di "appuntamento posticipato" al posto di "appuntamento personalizzato" e si è previsto che nel caso in cui l'appuntamento non vada a buon fine per mancata presenza del cliente, il tempo per l'esecuzione della prestazione decorre dal momento in cui il richiedente fissa un nuovo appuntamento con l'esercente;
- si è stabilito che l'importo dell'indennizzo cresca in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione (a esclusione di quello per mancato rispetto della fascia di puntualità) e sono state riviste le modalità di corresponsione dell'indennizzo automatico.

Standard di comunicazione tra gli operatori del settore del gas

Con la delibera 18 dicembre 2006, n. 294/06, in materia di standard di comunicazione tra i distributori, gli utenti del servizio di distribuzione e i venditori di gas naturale, a seguito di un procedimento sottoposto alla sperimentazione della metodologia AIR ai sensi della delibera n. 203/05, l'Autorità ha approvato le disposizioni in tema di standard di comunicazione e ha istituito un Gruppo

di lavoro con le associazioni dei distributori e dei venditori di gas, finalizzato al completamento della regolazione in materia.

In data 14 aprile 2008, sulla base della disciplina vigente, degli esiti delle attività svolte dal Gruppo di lavoro nonché di una ricognizione circa la prassi in uso presso alcuni distributori di gas e di energia elettrica, l'Autorità ha pubblicato il terzo documento per la consultazione 14 aprile 2008, DCO 9/08, contenente proposte di completamento della regolazione in termini sia di definizione dei flussi di comunicazione, per la quasi totalità delle prestazioni di ambito, sia di caratterizzazione dello standard di comunicazione evoluto.

Alla luce delle osservazioni pervenute al terzo documento per la consultazione, con la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 134/08, l'Autorità ha ritenuto opportuno modificare e integrare le disposizioni in tema di standard di comunicazione, stabilendo tra l'altro:

- per lo standard di comunicazione evoluto alcune funzionalità minime e l'utilizzo come vettore del formato XML (*Extensible Markup Language*);
- il differimento del termine temporale di adozione dello standard di comunicazione evoluto, fissato dalla delibera n. 294/06 al 1° ottobre 2008, con la definizione di due differenti tempistiche della sua adozione in ragione del numero di clienti finali alimentati in bassa pressione al 31 dicembre 2008, in modo da riconoscere agli operatori interessati un periodo più lungo per l'effettuazione degli adeguamenti, anche in considerazione del protrarsi delle attività del Gruppo di lavoro dovute alla complessità della materia;
- nel periodo transitorio, l'obbligo di accettare e processare le richieste che pervengono con la posta elettronica certificata, nei termini previsti dalle disposizioni sullo standard di comunicazione approvate con la delibera n. 294/06;
- la conferma della possibilità per il distributore di mettere a disposizione, in alternativa alla posta elettronica certificata, modalità tecniche di trasmissione evolute, del tipo *Application-to-Application* e/o applicazioni Internet, purché aventi almeno alcune caratteristiche minime, individuate anche a seguito di diverse segnalazioni pervenute.

Con la stessa delibera l'Autorità ha altresì disposto, nell'ottica di favorire l'individuazione di disposizioni univoche in tema di standard di comunicazione per i due settori dell'energia elettrica e del gas, di estendere le attività del Gruppo di lavoro al settore elettrico nel rispetto delle specificità di ambito.

Il 17 dicembre 2008, con la delibera 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08, l'Autorità ha:

- approvato le Istruzioni operative, che definiscono la sequenza minima obbligatoria dei messaggi e i contenuti minimi di ciascuno scambio informativo, nonché le codifiche univoche e le causali di inammissibilità, per le prestazioni commerciali analizzate dal Gruppo di lavoro;
- in considerazione dei tempi necessari agli adeguamenti informatici, posticipato al 1° luglio 2009 il termine temporale del 1° aprile 2009, concernente l'obbligo di dotarsi di uno strumento di comunicazione evoluto per i distributori con almeno 100.000 clienti finali alimentati in bassa pressione al 31 dicembre 2008.

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 l'Autorità ha pubblicato due documenti per la consultazione, perseguendo i seguenti obiettivi:

- l'omogeneizzazione dei livelli minimi di qualità erogati dalle diverse aziende di trasporto;
- l'ulteriore miglioramento della qualità del servizio di trasporto del gas naturale erogata da ciascuno degli operatori coinvolti;
- il rafforzamento della tutela degli utenti del servizio e dei clienti finali allacciati alle reti di trasporto, anche attraverso una maggiore accessibilità alle informazioni e la pubblicazione comparativa dei dati di qualità forniti dai trasportatori.

Nel corso del 2008 si sono tenuti incontri tecnici di approfondimento sia con le due principali imprese di trasporto sia con gli utenti del servizio che hanno preso parte alle fasi di consultazione. In particolare, sono state somministrate due tipologie di questionario al fine di raccogliere indicazioni utili in termini di costi da sostenere e benefici ottenibili, connessi con le proposte regolatorie avanzate dall'Autorità. Le attività sono state condotte in vista di una terza fase di consultazione così da pervenire all'emanazione finale in tempo utile per l'entrata in vigore del terzo periodo di regolazione del servizio di trasporto (2009-2013).

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas – Accertamenti documentali degli impianti di utenza

Con la delibera 18 marzo 2004, n. 40/04, 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).

La delibera n. 40/04 ha prodotto significativi effetti positivi: nel periodo 1 ottobre 2004 – 30 settembre 2008, i distributori di gas hanno effettuato oltre 1,3 milioni di accertamenti per la sicurezza, relativi a nuovi impianti. Circa il 96% di essi ha avuto esito positivo a seguito del riscontro della adeguatezza di tutta la documentazione richiesta dalla legge.

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.

Con la delibera 10 marzo 2008, ARG/gas 27/08, l'Autorità ha differito all'1 aprile 2009 il termine di entrata in vigore del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli impianti di utenza a gas modificati o riattivati, per recepire nel Regolamento le emanande nuove disposizioni ministeriali di revisione della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Il 12 marzo 2008 è stato pubblicato il decreto del Ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, entrato in vigore dal 27 marzo 2008, che ha introdotto una sostanziale revisione della legge n. 46/90 e della legislazione in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Ai sensi della nuova delega conferita dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, è prevista una ulteriore revisione di tale decreto. Per tale motivo, con delibera 25 marzo 2009, ARG/gas 32/09, l'Autorità ha deciso di rinviare l'entrata in vigore del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli impianti di utenza riattivati e modificati, a successivo provvedimento da emanarsi una volta che sia stata completata la legislazione vigente in tema di sicurezza degli impianti di utenza a gas.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas – Assicurazione a favore dei clienti finali civili del gas

L'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2003, n. 152/03, 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 assicurativeche ha esteso 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 bolletta per i consumatori non superiore a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nel nuovo contesto liberalizzato del mercato del gas, i venditori possono comunque offrire ai propri clienti migliori condizioni integrative (per esempio, maggiori massimali) senza far venir meno le coperture minime stabilite dall'Autorità.

Con delibera 20 marzo 2007, n. 62/07, 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.

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

PAGINA BIANCA

Tutela dei consumatori

Nell'anno 2008 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori e utenti sia del mercato elettrico sia del mercato gas. In particolare, gli interventi di regolazione hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli tra le diverse offerte presenti sul mercato, sia alla riduzione delle asimmetrie informative che, data la specificità e le caratteristiche dei servizi offerti, potrebbero diversamente pregiudicare la facoltà del cliente finale di trarre vantaggio dall'apertura del mercato alla concorrenza.

Pertanto, nell'ottica di potenziare la tutela dei clienti finali e la concorrenzialità del mercato, con delibera 18 marzo 2008, ARG/com 34/08, sono state apportate alcune modifiche alla delibera 9 maggio 2007, n. 110/07, con la quale era stata approvata la scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui all'art. 11, comma 1, lettera c), dell'Allegato A alla delibera 30 maggio 2006, n. 105 (Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti idonei finali). Tale scheda 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; essa persegue inoltre l'intento di fornire al cliente stesso un ausilio per il confronto delle offerte ricevute dai diversi esercenti. In tal senso, infatti, con la ricordata delibera ARG/com 34/08, sono state apportate le modifiche necessarie al miglioramento della comprensibilità della scheda di riepilogo dei corrispettivi per i clienti domestici, così da garantire agli stessi la possibilità di scelta tra i differenti fornitori e le diverse offerte disponibili. È stato inoltre contestualmente avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti volti ad apportare ulteriori integrazioni e modifiche ai Codici di condotta commerciale, di cui alle delibere 22 luglio 2004, n. 126/04, e n. 105/06, e a estendere gli strumenti di confrontabilità anche al settore gas; ciò in considerazione delle criticità riscontrate e segnalate dai clienti finali e dalle loro associazioni circa l'applicazione dei Codici di condotta commerciale, nonché dell'evoluzione dei relativi mercati. Sono state inoltre apportate alcune modifiche al Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale al fine di rendere maggiormente confrontabili le offerte proposte dai venditori.

Sempre nel corso del 2008, con riferimento alla Direttiva sulla trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità, adottata con delibera 19 luglio 2006, n. 152/06, sono entrate in vigore anche le previsioni relative ai clienti finali

non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione. Con delibera 30 novembre 2006, n. 267/06, l'Autorità aveva infatti prorogato al 1° luglio 2007 il termine per l'entrata in vigore della Direttiva in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali del mercato libero e comunque non prima che fossero decorsi 60 giorni dalla definizione, da parte dell'Autorità, degli obblighi in tema di flussi informativi tra distributori ed esercenti il servizio necessari al corretto adempimento di quanto previsto. Con delibera 29 maggio 2008, ARG/elt 70/08, è stato previsto che i 60 giorni di cui alla delibera n. 267/06, per l'entrata in vigore della Direttiva nei confronti dei clienti finali non domestici del mercato libero alimentati in bassa tensione, decorrano dal 1° agosto 2008.

Nel corso del 2008, in relazione sia al mercato elettrico sia al mercato gas, l'Autorità è nuovamente intervenuta in materia di diritto di recesso, adottando la delibera 20 giugno 2008, ARG/com 79/08, di modifica della delibera 25 giugno 2007, n. 144/07, contenente la disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Le modifiche apportate sono state introdotte al fine di meglio rispondere alle esigenze via via manifestatesi da parte dei clienti finali e dei fornitori sia del mercato elettrico sia del mercato gas.

Del pari relativo ai due settori è l'avvio del progetto "Sportello per il consumatore", a mezzo del quale, nell'ottica di un impiego sempre più efficiente delle risorse e ispirandosi a criteri di economicità, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di riunire in un'unica struttura l'attività del *call center* presso l'Acquirente Unico e la gestione dei reclami tramite la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Con delibera 14 maggio 2008, GOP 28/08, l'Autorità ha istituito lo Sportello per il consumatore di energia e ha adottato il Regolamento per lo svolgimento delle 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 n. 481/95. Lo Sportello per il consumatore persegue inoltre la finalità di erogare il servizio informativo tramite *call center* al fine di fornire ai clienti finali informazioni generali sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sulla regolazione introdotta dall'Autorità, nonché sull'eventuale reclamo o segnalazione inviato dal singolo cliente finale e sui diritti dei consumatori.

Sempre durante l'anno 2008 l'Autorità, con delibera 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, ha emanato specifiche disposizioni a disciplina della gestione dei casi di morosità da parte del cliente finale nei confronti dell'esercente la vendita, in considerazione delle esigenze di trasparenza delle informazioni e di certezza sui tempi previsti per il pagamento, oltre che delle conseguenze in caso di morosità per il cliente finale. Per una descrizione dettagliata, si rimanda al Capitolo 2 di questo Volume.

Infine, il 2008 ha visto l'avvio del Trova-offerte, a mezzo del quale l'Autorità intende offrire ai clienti finali uno strumento informativo per meglio orientarsi tra le caratteristiche delle diverse offerte e per cogliere i vantaggi che possono essere ottenuti con la stipulazione di un nuovo contratto. Il Trova-offerte consiste nella pubblicazione sul sito Internet dell'Autorità di un sistema evoluto di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica, nel futuro riguarderà anche le imprese di vendita di gas, che consenta ai clienti finali di conoscere e valutare le caratteristiche delle offerte commerciali relative a tali servizi: uno strumento in grado di favorire la trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte dei clienti, coerentemente alle funzioni istituzionali dell'Autorità.

Mercato elettrico

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità

Anche nel corso del 2008 l'Autorità ha dato seguito alla propria attività di rafforzamento della posizione del cliente finale, nell'ottica di dotare lo stesso dei necessari strumenti per confrontare le condizioni economiche e contrattuali della propria fornitura con le offerte proposte dai nuovi fornitori.

Con delibera n. 152/06 erano state modificate e integrate le regole di trasparenza già fissate con delibera 16 marzo 2000, n. 55/00, anche alla luce della progressiva liberalizzazione dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali, estendendone gli effetti pure ai clienti del mercato libero in bassa tensione. Tali regole sono volte a semplificare, garantendone la compiutezza, le informazioni sui costi della fornitura necessari al cliente finale per verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali sottoscritte nonchè la convenienza del prezzo praticato (vedi Relazione annuale 2007, Vol. II Capitolo 4).

Con delibere n. 267/06 e 30 marzo 2007, n. 83/07, l'Autorità ha stabilito che la Direttiva sulla trasparenza entrasse in vigore dal 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. Come ricordato, le previsioni relative ai clienti finali non domestici del mercato libero sono entrate in vigore il 1° ottobre 2008, a seguito della decorrenza del termine di 60 giorni a partire dal 1° agosto 2008, in accordo con quanto previsto dalla delibera ARG/elt 70/08.

Nel corso dell'anno l'Autorità ha inoltre proseguito il proprio capillare controllo sui documenti di fatturazione inviati dagli esercenti o comunque acquisiti a seguito di reclami, istanze e segnalazioni da parte di clienti finali e associazioni di consumatori, al fine di garantire l'effettivo adeguamento dei documenti di fatturazione alle prescrizioni della delibera n. 152/06, anche in virtù dell'eventuale adozione dei provvedimenti di propria competenza.

Procedimenti individuali a tutela dei clienti finali del mercato elettrico

Sempre nel corso del 2008, l'Autorità, a seguito del costante monitoraggio sulle condizioni contrattuali di fornitura praticate dagli esercenti, ha adottato specifici provvedimenti individuali volti alla cessazione di condotte lesive dei diritti degli utenti. In particolare, con delibera 7 agosto 2008, VIS 89/08, e con delibera 7 agosto 2008, VIS 90/08, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire la corretta applicazione, da parte di esercenti del mercato libero di energia elettrica, delle previsioni del Codice di condotta commerciale, anche in relazione alla scheda di confrontabilità, della disciplina in materia di diritto di recesso dai contratti di fornitura e della disciplina relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione.

Strumenti di confrontabilità dei prezzi: adozione della scheda di riepilogo dei corrispettivi

Per realizzare un'effettiva concorrenza è necessario che i clienti finali possano confrontare le offerte disponibili e scegliere quella più vantaggiosa. All'esito della consultazione avviata con il documento per la consultazione sulla confrontabilità delle offerte da parte degli esercenti il servizio di vendita di energia elettrica ai clienti finali, con delibera n. 110/07 era stata adottata la scheda di riepilogo dei corrispettivi relativi all'offerta prevista all'art. 11, comma 1, lettera c), dell'Allegato A alla delibera n. 105/06 (Codice di condotta commerciale elettrico), al fine di garantire una sempre più consapevole scelta da parte dei clienti finali.

La scheda persegue innanzitutto l'obiettivo di aumentare la trasparenza delle condizioni economiche dell'offerta, garantendo al cliente un elenco completo dei corrispettivi previsti a suo carico in seguito alla stipula del contratto. Risulta infatti che, nell'ambito dei contratti, non sia sempre agevole, per il cliente, l'individuazione di tutti i corrispettivi che verranno addebitati in relazione alla prestazione del servizio. Ulteriore finalità della scheda è fornire al cliente un ausilio per il confronto delle offerte ricevute da diversi esercenti, anche alla

luce delle proprie caratteristiche di consumo.

In relazione alla ricordata disciplina, l'Autorità monitora costantemente l'attuazione da parte degli esercenti, anche a mezzo dell'adozione, come ricordato, di provvedimenti individuali non sanzionatori, soprattutto al fine di ridurre il rischio di comportamenti poco trasparenti nei confronti dei clienti finali stessi.

Mercato gas

Dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali del servizio gas sono liberi di scegliere il proprio fornitore. La completa liberalizzazione del mercato ha posto l'esigenza di innalzare il livello di tutela della clientela finale, anche per consentire al consumatore scelte informate e consapevoli tra le varie possibili offerte contrattuali proposte sul mercato. Proprio in relazione alla verifica dell'applicazione del Codice di condotta commerciale, con la ricordata delibera ARG/com 34/08 sono state apportate alcune significative modifiche all'Allegato A alla delibera n. 126/04 (Codice di condotta commerciale per la vendita di gas naturale). Ciò al fine di rendere maggiormente confrontabili le offerte proposte dai venditori di gas naturale e prevedendo, in particolare, 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/m^3 e un coefficiente M di adeguamento alla quota altimetrica e alla zona climatica uguale a 1. Tale intervento ha avuto l'obiettivo, e ha conseguentemente permesso, di superare le difficoltà interpretative segnalate e registrate in relazione alle diverse offerte per la vendita di gas naturale. Infatti, in tali offerte, acquisite dall'Autorità o segnalate dai singoli clienti finali o dalle associazioni dei consumatori, il corrispettivo applicabile ai prelievi di gas, esclusi i corrispettivi relativi al servizio di distribuzione, veniva 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, dando origine a maggiori difficoltà, per il cliente finale, nel confronto tra le diverse offerte. La modifica del Codice di condotta commerciale ha permesso pertanto di rendere maggiormente confrontabili le offerte proposte dai venditori di gas naturale.

Mercati elettrico e gas

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 di garantire l'apertura alla concorrenza del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali, l'Autorità era già intervenuta con la delibera n. 144/07, stabilendo adeguate

tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale.

L'Allegato A alla delibera n. 144/07 ha infatti ridisegnato in un unico provvedimento normativo 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. Per l'esercizio del diritto di recesso da parte dei clienti finali sono previsti tempi di preavviso differenti a seconda che il recesso sia esercitato per uscire dal mercato ex vincolato (oggi sostituito per il settore elettrico dal servizio di maggior tutela e dal servizio di salvaguardia) o per sciogliere un contratto già concluso nel libero mercato.

Al fine di semplificare, a beneficio del cliente finale, la procedura di recesso e per garantire la continuità tecnica e commerciale del servizio, era stato previsto che il cliente, qualora avesse inteso cambiare fornitore, avrebbe dovuto inoltrare il recesso al venditore uscente avvalendosi del venditore entrante ai sensi dell'art. 5, comma 5.2, dell'Allegato A alla ricordata delibera n. 144/07, a eccezione dei casi previsti dall'art. 5, comma 5.4, dello stesso Allegato A. Nel corso del 2008, l'Autorità è comunque intervenuta con un provvedimento modificativo con l'obiettivo di rispondere alle esigenze di clienti finali e di fornitori, prevedendo, con delibera ARG/com 79/08, l'adozione di alcune modifiche e integrazioni al suddetto Allegato A. In particolare, diversi esercenti e clienti avevano segnalato che l'ottemperanza alla sopracitata previsione di cui all'art. 5, comma 5.2, relativa alla trasmissione del recesso da parte del nuovo fornitore al precedente fornitore, potesse risultare ostativa della concorrenza nel caso in cui il cliente finale non domestico avesse deciso di sciogliere il contratto di fornitura con il proprio fornitore, per cambio esercente, senza avere ancora stipulato un contratto con un nuovo fornitore: ciò in considerazione della difficoltà pratica di stipulare con largo anticipo, rispetto all'attivazione della nuova fornitura e per le tempistiche di preavviso applicabili allo scioglimento del contratto in essere, il contratto di fornitura con un nuovo esercente. Tale ragione ha condotto l'Autorità ad adottare alcune modifiche, prevedendo in particolare di integrare la previsione di cui all'art. 5, in materia di trasmissione della comunicazione di recesso da parte dell'esercente, con il riconoscimento della facoltà per i clienti finali non domestici di inoltrare direttamente il recesso al proprio fornitore (con l'onere, in tal caso, di specificare che il recesso stesso viene esercitato per cambio esercente) in alternativa alla possibilità di inoltrarlo attraverso il nuovo venditore.

Modifiche e integrazioni all'Allegato A alla delibera n. 110/07 e avvio di procedimento per la revisione dei Codici di condotta commerciale

Nel corso del 2007 e del 2008 sono pervenute all'Autorità alcune schede di riepilogo dei corrispettivi per i clienti finali domestici predisposte da alcuni esercenti l'attività di vendita di energia elettrica, relativamente a offerte di mercato libero rivolte a clienti finali domestici in cui, nel medesimo riquadro per il calcolo a preventivo della spesa annua, venivano 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. La presenza, nel riquadro "Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte", di più colonne riferite a offerte diverse, o a strutture di prezzo differenziate, se pure riconducibili alle stesse tipologie contrattuali, è stata ritenuta tale da rendere più difficoltosa la lettura della scheda. Inoltre, molti clienti hanno segnalato che 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, rende difficile valutare la convenienza di un'offerta bioraria.

È altresì pervenuta agli Uffici dell'Autorità la documentazione relativa a diverse offerte per la vendita di gas naturale: in tali offerte il corrispettivo applicabile ai prelievi di gas, esclusi i corrispettivi relativi al servizio di distribuzione, era 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. Ciò ha comportato maggiori difficoltà, per il cliente finale, nel confronto tra le diverse offerte.

Sulla base di quanto sopra, l'Autorità ha adottato la delibera ARG/com 34/08 al fine di adeguare la scheda di riepilogo dei corrispettivi di cui all'Allegato A alla delibera n. 110/07. In particolare, sono state introdotte 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. È stato contestual-

mente 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 confrontabilità già individuati per il settore elettrico, all'uopo ampliando i compiti del Gruppo di lavoro istituito con determinazione del Direttore Generale 29 giugno 2006, n. 26. In virtù di tali interventi, è stato perseguito l'obiettivo di superare le criticità riscontrate e segnalate dai clienti finali e dalle loro associazioni circa l'applicazione dei Codici di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas e l'evoluzione del mercato della vendita al dettaglio negli stessi settori.

Con riferimento alla scheda di riepilogo dei corrispettivi, è stato modificato il riquadro "Calcolo a preventivo della spesa annua escluse le imposte" con la previsione che esso riporti:

- nella colonna C, 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, 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 quindi, nel caso in cui, aderendo a un'offerta il cliente possa scegliere tra un prezzo monorario o multiorario, ferme restando tutte le altre condizioni dell'offerta, debbano essere predisposti due diversi riquadri o schede di riepilogo, uno 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'analoga offerta monoraria.

Trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità e gas

Con delibera 15 ottobre 2008, ARG/com 148/08, l'Autorità ha disposto l'avvio di un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi a oggetto l'integrazione e l'armonizzazione delle previsioni in tema di modalità di redazione dei documenti di fatturazione previste dalla delibera n. 152/06 e dalla delibera 14 aprile 1999, n. 42/99. L'obiettivo perseguito consiste nella integrazione e armonizzazione delle direttive dell'Autorità in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana; ciò in considerazione della sempre maggiore diffusione delle offerte *dual fuel* – circostanza che rende necessario armonizzare la struttura e i contenuti dei documenti di fatturazione relativi ai due settori, onde garantire medesimi livelli di trasparenza e di leggibilità degli stessi – e stante la rilevanza di una chiara e completa informazione ai clienti finali mediante i documenti di fatturazione, quale principale strumento per verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali ed economiche sottoscritte con il proprio venditore, e per confrontarle con le offerte proposte dai nuovi venditori, così da poter tra l'altro valutare la miglior convenienza tra i prezzi praticati e quelli proposti.

In particolare, con la ricordata delibera ARG/com 148/08 è stato previsto che anche gli interventi in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione siano sottoposti ad Analisi di impatto della regolazione (AIR), stante la rilevanza di tali interventi per la tutela dei consumatori. Nello specifico, la metodologia AIR ha l'obiettivo di tendere al miglioramento della qualità del processo regolatorio, già ispirato a criteri di

semplificazione ed efficacia, al fine di rendere trasparente il processo decisionale che conduce alla scelta di una determinata opzione di intervento, nel confronto tra una pluralità di alternative, anche attraverso la valutazione dei principali effetti delle regole sui loro destinatari. A tal fine, infatti, è previsto il ricorso a specifici *focus group* di consumatori, in virtù dei quali permettere e facilitare l'emersione e la considerazione delle preferenze e delle esigenze dei consumatori stessi in tema di trasparenza delle informazioni che ricevono dai documenti di fatturazione e nelle fasi di contatto con il personale commerciale, preventive alla sottoscrizione di un contratto di fornitura. È inoltre previsto il ricorso a dettagliati documenti per la consultazione in ordine all'acquisizione di tutti gli elementi informativi e valutativi provenienti dai soggetti potenzialmente coinvolti.

Strumenti di confrontabilità dei prezzi per il servizio elettrico e del gas

Con il documento per la ricognizione del 3 agosto 2007 è stata avviata l'esplorazione 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.

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 è emersa tra l'altro, per quanto riguarda il settore gas, dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali, avviata con delibera 28 ottobre 2005, n. 225/05, e, per quanto riguarda il settore elettrico, nel corso delle riunioni del Gruppo di lavoro (istituito con delibera n. 105/06) aventi a oggetto la confrontabilità delle offerte.

La ricognizione condotta sia tramite i siti web e i contatti con 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.

I servizi sono stati attivati, quasi in tutti i casi, nella fase iniziale della liberalizzazione e si rivolgono di norma ai clienti domestici; solo in alcuni casi sono rivolti anche ai clienti non domestici con consumi inferiori a una certa soglia, in quanto si ritiene che per i clienti con consumi più elevati sia preferibile richiedere offerte personalizzate direttamente al fornitore.

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'ubicazione della fornitura) e il consumo annuo di gas o di energia elettrica. Talvolta è richiesto l'inserimento di dati ulteriori, che consentono un'elaborazione più completa, come per esempio la tipologia di contratto (a prezzo fisso o variabile) o la modalità di pagamento preferita o la ripartizione del consumo nel corso delle ventiquattro ore o nel corso dell'anno.

Sulla base dei dati inseriti, i motori di calcolo generano una lista di offerte dei diversi venditori; 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 e le modalità di contatto; in molti casi a ogni venditore è associato il mix produttivo del suo approvvigionamento e alcuni servizi di comparazione consentono al cliente di inoltrare direttamente la richiesta di contratto;
- il contratto: vengono indicate la durata del vincolo, il preavviso richiesto per il recesso, le modalità di pagamento.

Dal punto di vista del soggetto che gestisce il servizio di comparazione si delineano chiaramente tre modelli:

- un modello in cui il soggetto che gestisce il servizio è il Regolatore e i venditori sono tenuti, in base alla normativa o in virtù di una volontaria cooperazione, a comunicare i dati necessari al suo funzionamento;

- un modello in cui coesistono il servizio gestito dal Regolatore e i servizi gestiti da soggetti privati;
- un modello in cui il servizio è gestito da soggetti terzi che possono essere associazioni dei consumatori, associazioni delle imprese di distribuzione o la stessa impresa di distribuzione oppure soggetti privati; questi ultimi sostengono finanziariamente il servizio tramite i contributi dei venditori che vi aderiscono.

Successivamente alla ricognizione, l'Autorità si è attivata con successo per acquisire a titolo gratuito il software del motore di calcolo denominato "Tarifkalkulator", implementato dal regolatore austriaco E-Control, per pubblicare sul proprio sito web le comparazioni tra le diverse offerte di energia elettrica e gas. Alla ricezione del suddetto software, l'Autorità ha provveduto ad adattarlo al sistema informatico italiano, avvalendosi anche dell'ausilio del Politecnico di Milano.

Alla suddetta fase di ricognizione hanno fatto altresì seguito incontri tecnici per l'approfondimento degli aspetti da essa trattati. Le osservazioni pervenute dai soggetti interessati (pubblicate in forma sintetica sul sito dell'Autorità), unitamente all'attività del Gruppo di lavoro, hanno costituito l'elemento propedeutico all'avvio di consultazioni funzionali, tra l'altro, a interventi che l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare, stante la loro rilevanza, in materia di adesione volontaria, da parte dei venditori, al progetto e di confrontabilità dei prezzi relativi all'attività di vendita di energia elettrica e di gas al dettaglio.

Con delibera 16 ottobre 2008, ARG/com 151/08, l'Autorità ha così attivato un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas (Trova-offerte) – al momento attuato solo in relazione alle offerte di energia elettrica per i clienti domestici – in considerazione delle previsioni della legge n. 481/95 che include, tra le funzioni di cui all'art. 2, comma 12, assegnate all'Autorità per il perseguimento delle finalità della legge medesima, la funzione di 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. Infatti, la completa liberalizzazione dell'attività di vendita di energia elettrica e di gas ha comportato per i clienti finali l'insorgere di nuove esigenze informative, relative all'individuazione dei potenziali fornitori alternativi e alla valutazione delle caratteristiche delle offerte commerciali disponibili, ai fini di una scelta informata e consapevole. La pubblicazione di un sistema evoluto di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas, che consenta ai clienti finali di conoscere e valutare le caratteristiche delle offerte commerciali relative a tali servizi, costituisce pertanto uno strumento in grado di favorire la trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte dei clienti finali, coerentemente alle funzioni istituzionali dell'Autorità.

Con la pubblicazione del Trova-offerte l'Autorità intende offrire ai clienti del servizio elettrico uno strumento informativo per permettere agli stessi di meglio orientarsi tra le caratteristiche delle diverse offerte e di cogliere i vantaggi che possono essere ottenuti con la stipulazione di un nuovo contratto. La disponibilità di strumenti di informazione interattivi sulle caratteristiche delle offerte è stata peraltro analizzata anche dall'*Energy Regulators Group for Electricity and Gas* (ERGEG), che ne ha auspicato la realizzazione includendola tra le proposte di *best practice* individuate in vista della scadenza per il completamento del processo di liberalizzazione del luglio 2007 e in documenti successivi.

Come ricordato, il Trova-offerte si basa sull'analogo sistema realizzato dal regolatore austriaco E-Control; la versione italiana è stata realizzata in collaborazione con il MOX (Modellistica e calcolo scientifico) – Dipartimento di Matematica del Politecnico di Milano. Il Trova-offerte consente di trovare e conoscere le offerte per la fornitura di energia elettrica rivolte ai clienti domestici, e fornisce una stima della spesa annua in base alle diverse offerte. L'elaborazione della stima della spesa annua per ciascuna offerta si basa sui prezzi in vigore al momento della ricerca e potrà quindi essere diversa dalla spesa effettiva indicata in bollette future, in caso di aggiornamenti. Per ottenere tali informazioni è sufficiente inserire nel Trova-offerte pochi dati (almeno il CAP del Comune nel quale è ubicata la fornitura e il consumo annuo in kWh), tutti disponibili sulla bolletta, seguendo le indicazioni presenti nelle varie schermate. La consultazione è facilitata da spiegazioni e informazioni che compaiono a video. Le offerte messe a confronto sono quelle delle imprese che hanno aderito volontariamente al

Trova-offerte (a oggi tutte le principali aziende di vendita di energia elettrica). L'iscrizione infatti non è obbligatoria e per questo sul mercato potrebbero essere presenti proposte di altre imprese, non presenti nel Trova-offerte.

Per poter partecipare al Trova-offerte, le imprese di vendita devono essere iscritte nell'elenco volontario delle imprese che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità stabiliti dall'Autorità. L'elenco, anch'esso a iscrizione volontaria, è consultabile nel sito Internet dell'Autorità ed è stato istituito con delibera 11 giugno 2007, n. 134/07.

Le informazioni sulle caratteristiche di ciascuna offerta e sulle imprese vengono inserite nel sistema dalle stesse imprese, in completa autonomia e sotto la propria piena ed esclusiva responsabilità.

L'informazione dei clienti finali del servizio elettrico sulla liberalizzazione del mercato

Con la delibera 22 giugno 2007, n. 140/07, l'Autorità ha approvato il progetto presentato dall'Acquirente Unico di istituire un *call center* in grado di fornire dal 1° luglio 2007, per conto dell'Autorità, informazioni ai consumatori sulla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica. Tale attività informativa è stata poi estesa, a partire dall'ottobre 2007, alla liberalizzazione del settore del gas e, successivamente, al "bonus elettrico" e al Trova-offerte. L'attività svolta dal *call center* dal 1° aprile 2008 al 31 marzo 2009 è rappresentata sia nella tavola 4.1, nella quale è riportato, complessivamente per i due settori, il dettaglio delle chiamate al *call center*, sia nelle tavole 4.2 e 4.3, che evidenziano i principali argomenti oggetto delle chiamate stesse.

In relazione alle chiamate conversate, che hanno riguardato principalmente il settore elettrico (91%) e per la restante parte il settore gas (9%), è stato in linea tendenziale registrato un considerevole aumento nel corso del tempo, con l'eccezione dei mesi estivi. L'incremento del numero di contatti è principalmente dipeso dalla costante e sistematica campagna informativa con la quale l'Autorità ha promosso il servizio di *call center* stesso e dal crescente interesse dimostrato dai clienti finali nei confronti della liberalizzazione dei settori elettrico e gas, anche in riferimento, nel caso dei clienti finali domestici, alle condizioni e alle modalità per poter usufruire delle agevolazioni per la fornitura di energia elettrica ("bonus elettrico").

TAV. 4.1

Numero totale delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente Unico

1 aprile 2008 - 31 marzo 2009

	PERVENUTE ORE 8-18	CONVERSATE	TERMINATE IN ATTESA	TERMINATE IN BENVENUTO	PERVENUTE FUORI ORARIO	TOTALE PERVENUTE	MEDIA ATTESA (sec.)	MEDIA CONVERSATA (sec.)
2008								
Aprile	3.784	2.600	484	700	742	4.526	19	392
Maggio	2.028	1.660	13	355	229	2.257	35	388
Giugno	2.572	2.111	95	366	244	2.816	38	333
Luglio	2.288	1.913	54	321	215	2.503	36	309
Agosto	1.147	957	27	163	128	1.275	35	316
Settembre	2.715	2.126	177	412	228	2.943	37	305
Ottobre	5.183	3.990	226	967	644	5.827	37	236
Novembre	5.861	4.912	274	675	815	6.676	38	196
Dicembre	5.070	4.188	452	430	1.631	6.701	40	206
2009								
Gennaio	7.804	6.801	398	605	1.624	9.428	37	199
Febbraio	13.590	11.340	1.270	980	2.539	16.129	43	150
Marzo	17.683	14.329	979	2.375	1.537	19.220	41	158
Totale	69.715	56.927	4.449	8.349	10.576	80.301	37	265

I quesiti rivolti al *call center* dai clienti finali non domestici hanno avuto principalmente a oggetto richieste di informazioni e di chiarimenti inerenti sia la facoltà di cambiare fornitore, soprattutto per quel che riguarda le conseguenze associate all'esercizio di tale facoltà e il termine di preavviso per recedere dal contratto con il precedente fornitore, sia le competenze in materia di esecuzione di allacciamenti o di altre prestazioni, quali la verifica del gruppo di misura gas, in considerazione delle previsioni dettate in tema di qualità commerciale alla luce della separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita.

TAV. 4.2

Argomenti delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente Unico per i settori elettrico e gas
Clienti non domestici

1 aprile 2008 – 31 marzo 2009

ARGOMENTI SETTORE ELETTRICO	%	ARGOMENTI SETTORE GAS	%
Se cambio venditore rischio di pagare due volte gli stessi consumi?	14	Chi si occupa dei nuovi allacciamenti?	18
Che preavviso devo dare per recedere dal vecchio contratto?	10	A chi bisogna rivolgersi in caso di guasti al contatore?	15
Quali consumatori, e in quali situazioni, possono accedere al servizio di salvaguardia?	8	Chi può vendere gas nel mercato liberalizzato?	11
Cosa succede se non passo al mercato libero?	4	Come faccio a confrontare i prezzi delle diverse offerte?	9
Chi si occupa dei nuovi allacciamenti?	4	Cosa cambia per il costo del servizio?	5
Cosa cambia nella gestione del servizio elettrico con la liberalizzazione?	4	Se cambio venditore chi mi invierà la bolletta?	5
Cosa cambia per il costo del servizio?	4	Il distributore può rifiutare l'allacciamento alla rete del gas?	4
Come si fa a passare al mercato libero?	4	Quali servizi sono stati liberalizzati?	4
Chi legge il contatore?	3	Se passo al mercato libero avrò bollette meno trasparenti?	4
Come faccio a confrontare i prezzi delle diverse offerte?	3	Il distributore può rifiutare l'attivazione della fornitura?	2

Per quel che riguarda i clienti finali domestici, e in particolare quelli del settore elettrico, i quesiti rivolti al *call center* hanno avuto principalmente a oggetto richieste di informazioni relative al "bonus elettrico", alla valutazione dei reclami da parte dell'Autorità e alla facoltà di cambiare fornitore, soprattutto per quel che riguarda le conseguenze associate all'esercizio di tale facoltà. Per quanto attiene ai quesiti rivolti al *call center* dai clienti finali domestici del settore gas, le richieste di informazioni e di chiarimenti hanno riguardato, in particolare, le competenze in materia di esecuzione della verifica del gruppo di misura in caso di malfunzionamento dello stesso o in materia di esecuzione di allacciamenti, in considerazione delle previsioni in tema di qualità commerciale alla luce della separazione tra le attività del distributore e le attività del venditore.

Lo Sportello per il consumatore

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 medesimo e il fornitore, nonché l'inoltro di richieste di informazioni sempre più numerose, da parte dei clienti finali, che non traggono origine da un previo contenzioso con il gestore. L'Autorità ha perciò perseguito l'obiettivo di garantire la funzionalità del sistema di gestione dei reclami ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera m), della legge n. 481/95, anche nella delicata fase di completa apertura del mercato della vendita ai clienti finali, salvaguardando le esigenze di imparzialità e di efficacia della funzione nonché le garanzie dei privati interessati, dinanzi al concreto rischio che l'efficacia della funzione di valutazione di

TAV. 4.3

Argomenti delle chiamate pervenute al call center dell'Acquirente Unico per i settori elettrico e gas
Clienti domestici

1 aprile 2008 - 31 marzo 2009

ARGOMENTI SETTORE ELETTRICO	%	ARGOMENTI SETTORE GAS	%
Chi potrà usufruire delle agevolazioni?	12	A chi bisogna rivolgersi in caso di guasti al contatore?	39
In che modo si potranno ottenere le condizioni agevolate?	10	Chi può vendere gas nel mercato liberalizzato?	11
Reclami	5	Chi si occupa dei nuovi allacciamenti?	9
Se cambio venditore rischio di pagare due volte gli stessi consumi?	3	Cosa cambia per il costo del servizio?	4
Che preavviso devo dare per recedere dal vecchio contratto?	3	A chi bisogna rivolgersi in caso di fuga di gas?	4
Se passo al mercato libero perdo il diritto alle agevolazioni?	4	Il distributore può rifiutare l'attivazione della fornitura?	4
Come faccio a confrontare i prezzi delle diverse offerte?	4	Chi legge il contatore?	2
Cosa vuol dire che il mercato dell'elettricità è libero?	3	Cosa cambia nella gestione del servizio gas con la liberalizzazione?	2
Come si legge la scheda per il confronto dei prezzi?	3	Il distributore può rifiutare l'allacciamento alla rete gas?	2
Chi può vendere energia elettrica nel mercato liberalizzato?	3	A chi bisogna rivolgersi per ottenere informazioni commerciali o fare reclamo?	2

reclami, istanze e segnalazioni fosse pregiudicata dalla distrazione delle risorse e delle competenze a ciò dedicate allo svolgimento di attività materiali, informative e conoscitive, preparatorie e strumentali alla citata attività.

In tale ottica, con delibera 22 giugno 2007, n. 141/07, l'Autorità si è avvalsa della Cassa conguaglio per il settore elettrico, cioè di una organizzazione pubblica che assicura idonee garanzie di competenza ed efficienza, 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. La Cassa conguaglio per il settore elettrico, ai sensi del proprio Regolamento di organizzazione e funzionamento, esercita attività funzionali agli interessi generali curati dall'Autorità e in particolare alle attività richieste dall'Autorità medesima nel quadro generale di collaborazione prevista dall'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95. Ai fini dell'esercizio delle attività di cui alla presente delibera, l'Autorità esercita sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico, quale ente strumentale, un'attività di vigilanza.

L'istituzione dello Sportello 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.

La costituzione della suddetta struttura mira, da una parte, 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, favorisce il corretto dispiegarsi della concorrenza grazie alla diffusione dell'informazione e alla riduzione delle forti asimmetrie informative che caratterizzano il cliente finale.

Lo Sportello risulta dotato di adeguate competenze e strumenti tecnologicamente all'avanguardia che, sulla scorta delle precedenti esperienze in materia di avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico da parte dell'Autorità e con un costante coordinamento tra lo Sportello e l'Autorità (in particolare per gli aspetti inerenti la gestione dei reclami, la formazione del personale ecc.), sono in grado di fornire 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. 139/07;
- fax verde;
- e-mail;
- indirizzo per il ricevimento di segnalazioni scritte su supporto cartaceo.

Lo Sportello consente 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 una loro interlocuzione strutturale con la Cassa conguaglio per il settore elettrico e con l'Autorità.

Con delibera GOP 28/08 l'Autorità ha istituito lo Sportello per il consumatore di energia e ha adottato il Regolamento per lo svolgimento delle 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 n. 481/95. Lo Sportello per il consumatore persegue inoltre la finalità di erogare il servizio informativo tramite *call center* al fine di fornire ai clienti finali informazioni generali sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sulla regolazione introdotta dall'Autorità, nonché sull'eventuale reclamo o segnalazione inviati dal singolo cliente finale e sui diritti dei consumatori. La suddetta delibera ha inoltre previsto l'avvalimento della Cassa conguaglio per il settore elettrico per l'attivazione e la gestione dello Sportello nei termini e nelle modalità definiti con successivo provvedimento, prevedendo che gli esercenti forniscano riscontro alle richieste di informazioni inoltrate dallo Sportello nei tempi stabiliti dallo stesso. È stato inoltre istituito un gruppo di coordinamento delle Associazioni dei consumatori, da avviare e disciplinare con successiva determinazione del Direttore Generale dell'Autorità, cui partecipano anche le associazioni in rappresentanza dei clienti domestici e non domestici e che sia finalizzato a segnalare tempestivamente comportamenti diffusi degli esercenti, a rappresentare problematiche generali e a proporre interventi migliorativi della regolazione a tutela dei consumatori.

Rapporti con le associazioni dei consumatori

L'art. 2, comma 24, della legge n. 481/95 prevede che siano definiti con regolamenti di emanazione governativa criteri, condizioni, termini e modalità per l'esperimento di procedure di conciliazione o arbitrato presso l'Autorità nel caso di controversie sorte tra utenti ed esercenti.

In relazione a questo risultato, l'Autorità ha inteso contribuire alla valorizzazione del ruolo delle associazioni di consumatori, in particolare promuovendo la formazione degli addetti impegnati attivamente nelle procedure conciliative, allo scopo di perseguire la simmetria informativa necessaria per il buon esito delle procedure medesime.

Nella prima metà del 2007, con delibera 23 febbraio 2007, n. 35/07, 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 CNCU

(Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti, con il quale l'Autorità ha sottoscritto 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 stati presentati all'Autorità entro il 30 settembre 2008 e 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. Nel corso del 2008, e in particolare nel mese di febbraio, è stato avviato un progetto di formazione articolato in 21 corsi da svolgersi in 8 tra le più importanti città sparse su tutto il territorio nazionale (Roma, Napoli, Firenze, Bari, Mestre, Palermo, Torino, Cagliari) teso alla formazione di circa 450 sportellisti.

Anche in occasione di tali corsi l'Autorità ha fornito un apporto formativo, ponendo in essere interventi di carattere didattico realizzati da proprio personale dipendente, diretti 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.

L'Autorità, al fine di assicurare la massima efficacia degli interventi di promozione delle procedure stragiudiziali di risoluzione delle controversie, ha previsto inoltre l'ampliamento dei progetti e il rifinanziamento degli stessi. Infatti, con delibera 22 settembre 2008, ARG/com 129/08, è stata deliberata la proroga dei termini per la presentazione di progetti per la realizzazione di attività di formazione finalizzate all'attuazione di Protocolli di intesa in materia di procedure conciliative per la risoluzione di controversie tra imprese e clienti finali dei servizi elettrico e gas, di cui all'Allegato A alla delibera n. 35/07; ciò anche in considerazione delle richieste in merito all'ammissione al finanziamento di progetti di formazione finalizzati all'attivazione di ulteriori procedure stragiudiziali di conciliazione. Anche per il periodo successivo è prevista la prosecuzione delle attività di promozione dello strumento conciliativo e del relativo finanziamento.

Regolamentazione della qualità dei sevizi telefonici commerciali

Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con la delibera n. 139/07, con 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 degli operatori, in considerazione del fatto che l'attività di vendita di energia elettrica e di gas sono libere. La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è confluita nel *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita* (TIQV) con l'approvazione della delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08.

I servizi telefonici commerciali costituiscono una componente importante delle strategie commerciali dei venditori e per assicurare un adeguato livello di servizio a tutela dei consumatori l'Autorità ha fissato standard di qualità obbligatori con l'obiettivo 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, 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 2 scelte (3 se sono presenti più servizi); l'orario di apertura, almeno 35 ore alla settimana per i servizi con operatore, aumentate a 50 ore per le imprese che non hanno sufficienti sportelli sul territorio servito; la gratuità delle chiamate 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 standard generali per il tempo medio di attesa, per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) e per l'accessibilità al servizio[1], al fine di limitare code di attesa troppo elevate e di ridurre il fenomeno delle linee occupate.

Gli standard generali di qualità dei *call center* e gli obblighi di servizio si applicano a tutte le imprese di vendita di energia elettrica e gas, dal 1° gennaio 2009 per i venditori con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione al 31 dicembre 2007; l'applicazione ai venditori di minori dimensioni prevede una disciplina semplificata in con-

TAV. 4.4

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%

[1] L'indicatore accessibilità al servizio è pari al rapporto, nel mese considerato, tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori, moltiplicato per 100, dove l'unità di tempo è scelta liberamente dal venditore.

siderazione del fatto che generalmente questi soggetti non si avvalgono di *call center* con albero fonico, ma gli operatori entrano direttamente in contatto con il cliente che si rivolge al venditore.

Una parte innovativa della regolazione prevede la creazione di una graduatoria dei *call center*, che verrà pubblicata a partire dal primo semestre 2009 con aggiornamenti periodici. La classifica sarà determinata da un sistema di punteggio (attraverso bonus o punteggi aggiuntivi) risultante dalle scelte commerciali 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 almeno 35 ore alla settimana; la presenza di servizi *on line* su Internet o di meccanismi di gestione delle chiamate nei periodi di picco.

L'Autorità ha valorizzato in particolare le 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 e la presenza di sportelli fisici sul territorio: tra i vari punteggi aggiuntivi previsti per la graduatoria relativa all'accesso al servizio telefonico, è previsto un punteggio specifico collegato all'indicatore "multicanalità", che consiste nella presenza di almeno uno o più sportelli fisici (particolarmente graditi da alcuni target di clienti), con orario complessivo di apertura di almeno 35 ore complessive alla settimana, per ogni provincia nella quale il venditore serviva più di 20.000 clienti finali al 31 dicembre dell'anno precedente.

Ad acquisire punti in graduatoria contribuisce anche la soddisfazione dei clienti che si rivolgono ai *call center*, rilevata attraverso un'indagine che l'Autorità svolge a cadenza regolare ogni semestre a partire dal secondo semestre 2008. Come esito di ogni indagine è previsto che sia stimato un valore dell'Indice di soddisfazione dei clienti (ICS) per ognuna delle aziende partecipanti all'indagine, comprensivo delle valutazioni su tutti i diversi fattori di qualità percepita sottoposti al giudizio dei clienti intervistati. Sulla base di tale stima verrà prodotto il Punteggio di soddisfazione dei clienti (PSC), che concorrerà, assieme ad altri indicatori, alla determinazione di punteggi complessivi di qualità dei *call center* aziendali (IQT).

TAV. 4.5

Punteggi aggiuntivi per la qualità del servizio

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. 31, comma 31.6, per il primo livello dell'albero fonico
Efficacia dei servizi automatici dispositivi	Valore medio semestrale dell'indicatore RR ≥ 60%
Servizi *on line* in aggiunta al *call center*	Presenza di un portale Internet per l'offerta di servizi dispositivi con funzionalità web self service (in aggiunta al canale telefonico)
Partecipazione delle associazioni	Iniziative congiunte con le associazioni dei consumatori ai sensi dell'art. 31, comma 31.8, 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 o del tempo stimato di attesa (anche in aggiunta alla caratteristica precedente)

Indagine sulla qualità dei servizi telefonici nel secondo semestre 2008

Nel secondo semestre 2008 sono stati interessati dall'indagine tutti i venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti su base obbligatoria. L'indagine è stata effettuata da una società incaricata dall'Autorità[2] attraverso interviste telefoniche gestite con metodo CATI (*Computer Aided Telephone Interviewing*) nel periodo compreso fra il 13 ottobre e il 16 dicembre 2008. Complessivamente le aziende coinvolte nella rilevazione sono state 29 e il numero totale di interviste realizzate è stato di 16.703. L'universo, sulla base del quale sono stati estratti i diversi campioni di indagine, è costituito da oltre 600.000 chiamate. L'indicatore ICS è stato calcolato secondo la seguente procedura:

- individuazione di 6 fattori di qualità percepita da sottoporre al giudizio degli intervistati unitamente a un giudizio generale *overall*;
- utilizzo di una metrica relativa, basata su tre livelli base per la rilevazione dello stato di soddisfazione dell'intervistato sui singoli fattori di qualità percepita, cioè uguale rispetto alle aspettative, peggiore rispetto alle aspettative, migliore rispetto alle aspettative;
- determinazione di un punteggio di importanza per i singoli fattori basato sull'applicazione di una procedura di regressione categorica tra i fattori di qualità e l'indice di soddisfazione *overall*;
- costruzione di un punteggio sintetico di soddisfazione complessiva, ICS campionario, come media ponderata dei livelli di soddisfazione di ogni singolo fattore (dato dalla quota di intervistati che dichiarano di non avere percepito uno scarto negativo tra le proprie aspettative e quanto ricevuto) e l'importanza come descritta nel punto precedente;
- valutazione *ex post* di una stima della variabilità dell'indicatore emerso mediante una procedura statistica di *bootstrap* su 1.000 campioni estratti con reimmissione a partire dal campione di indagine;
- determinazione dell'ICS complessivo, come valore minimo di un intervallo unilatero di confidenza al 95% di probabilità.

2 A seguito di gara europea pubblica con procedura aperta, è risultata aggiudicataria del servizio di effettuazione dell'indagine, per 4 semestri, la società di ricerca CAI (*Customers Asset Improvement*) in associazione temporanea di impresa con la società TeleSurvey.

Efficienza energetica negli usi finali

Il 2008 è stato il quarto anno di attuazione del meccanismo dei c.d. "certificati bianchi" o Titoli di efficienza energetica, introdotto con i decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, che hanno affidato all'Autorità il compito di definirne la regolazione attuativa, gestirne l'attuazione, monitorarne i risultati e identificare modifiche o integrazioni della normativa tese ad aumentarne l'efficacia.

Nel corso dell'anno hanno trovato per la prima volta applicazione alcune delle novità normative introdotte, rispettivamente, dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento del meccanismo e da alcuni provvedimenti regolatori emanati dall'Autorità al fine di risolvere le criticità evidenziatesi nei primi tre anni di funzionamento.

Nel maggio 2008 il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, recante *Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e dei servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CEE*, ha introdotto ulteriori e rilevanti novità normative riguardanti il meccanismo e, più in generale, le politiche di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, demandandone l'attuazione a successivi decreti ministeriali. Nelle more dei decreti attuativi previsti in materia di Titoli di efficienza energetica, il decreto legislativo prevede che continuino a trovare applicazione i provvedimenti normativi e di regolazione emanati in attuazione delle norme primarie che hanno introdotto il meccanismo (cfr. art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164).

L'attività svolta dall'Autorità nel corso dell'anno è stata rivolta:

- all'attuazione del sistema, attraverso la valutazione, la certificazione e la verifica degli interventi presentati dagli operatori per l'ottenimento di Titoli di efficienza energetica a certificazione dei risparmi energetici conseguiti; tale attività è stata svolta con il crescente supporto dell'ENEA (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente), nell'ambito dell'apposita convenzione stipulata nel gennaio 2006;
- al monitoraggio dei risultati conseguiti, anche attraverso la raccolta di nuovi dati e l'adozione di nuovi strumenti di analisi;
- all'aggiornamento e all'integrazione della regolazione, anche al fine di dare attuazione al disposto del citato decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e del decreto legislativo n. 115/08.

I paragrafi seguenti sono dedicati a illustrare le attività svolte, con la consueta distinzione tra *attività di regolazione* e *attività di gestione e divulgazione*.

Attività di regolazione

Determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori nell'anno 2009

Con delibera 15 dicembre 2008, EEN 35/08, l'Autorità ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo ai distributori obbligati per l'anno 2009, ovvero i distributori di energia elettrica e di gas naturale alle cui reti di distribuzione erano connessi almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2007. In applicazione dei nuovi criteri di ripartizione dell'obiettivo nazionale individuati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e

FIG. 4.1

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica nell'anno 2009

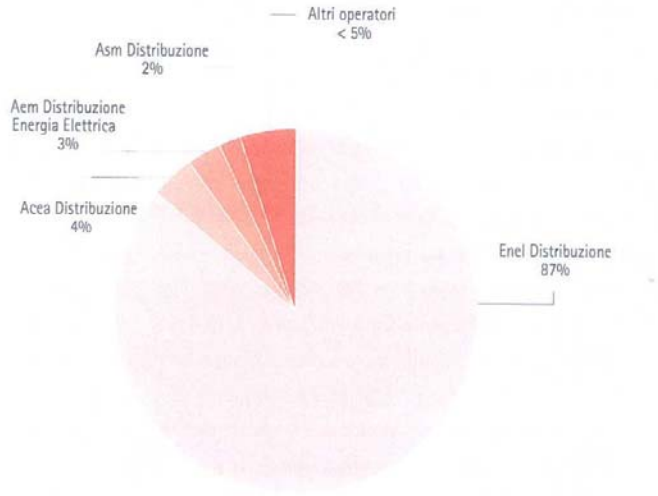
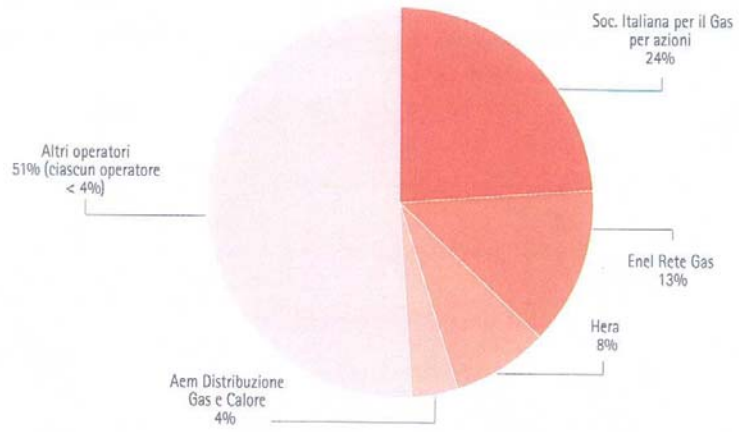


FIG. 4.2

Obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori di gas naturale nell'anno 2009



dei dati comunicati dai soggetti interessati in adempimento alla delibera 28 dicembre 2007, n. 344/07, l'obiettivo complessivo di 3,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) è stato ripartito tra 14 distributori di energia elettrica (per un totale di 1,8 Mtep) e 61 di gas naturale (per un totale di 1,4 Mtep). Gli obiettivi in capo ai distributori di gas naturale sono stati successivamente rideterminati con delibera 4 marzo 2009, EEN 2/09, per tenere conto della rettifica dei dati comunicati da uno dei distributori di gas naturale soggetti agli obblighi (Fig. 4.1 e Fig. 4.2).

Dimensione minima per i progetti realizzati dai nuovi distributori obbligati e dai soggetti con obbligo di nomina dell'energy manager

L'art. 7, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha esteso l'accesso al mercato dei certificati bianchi sul lato dell'offerta ai soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (art. 19, comma 1). Con il documento per la consultazione 29 febbraio 2008, DCO 6/08, recante *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*, l'Autorità aveva formulato proposte finalizzate a determinare la soglia minima di ammissibilità dei progetti presentati da tali soggetti nonché dai nuovi distributori obbligati[3].

A seguito del processo di consultazione, con delibera 18 novembre 2008, EEN 34/08, l'Autorità ha disposto di:

- applicare ai nuovi distributori obbligati e ai soggetti con obbligo di nomina dell'*energy manager* la medesima dimensione minima di progetto prevista dalle *Linee guida* per i distributori già soggetti agli obblighi di risparmio energetico ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004;
- ritenere l'accreditamento dei soggetti con obbligo di nomina dell'*energy manager* valido anche per gli anni successivi a quello di accreditamento stesso, salvo diversa comunicazione del soggetto interessato;
- prevedere che se un soggetto titolare di un progetto già oggetto di certificazione dei risparmi, pur mantenendo le caratteristiche di consumo che implicano l'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi dell'art. 19, comma 1, della legge n. 10/91, non vi provveda in uno o più degli anni successivi, il progetto decada dal diritto all'emissione dei Titoli di efficienza energetica, ovvero che, nel caso tale soggetto scenda sotto la soglia di consumo che determina l'obbligo di nomina dell'*energy manager*, il progetto stesso mantenga il diritto all'emissione dei Titoli di efficienza energetica.

Aggiornamento del contributo tariffario

In attuazione di quanto stabilito dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 in merito ai criteri per la definizione del valore del contributo tariffario, il 29 ottobre 2008 l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito Internet il documento per la consultazione DCO 32/08, recante *Modalità di calcolo del contributo tariffario connesso con il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica*, orientato a:

- individuare una formula per la determinazione del valore del contributo tariffario riconosciuto a parziale copertura dei costi sostenuti dai distributori obbligati per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica;
- aggiornare conseguentemente il valore del contributo riconosciuto per l'anno 2009.

In precedenza, l'Autorità aveva differito al 31 dicembre 2008 il termine dell'aggiornamento del valore del contributo riconosciuto per l'anno 2009, al fine di effettuare approfondimenti sull'impatto delle nuove previsioni in materia contenute nel decreto legislativo n. 115/08 e, segnatamente, dell'equiparazione del risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione al risparmio di gas naturale, ai fini dell'applicazione del meccanismo dei certificati bianchi.

Tenuto conto delle osservazioni e dei commenti ricevuti dalla consultazione, la delibera 29 dicembre 2008, EEN 36/08, ha:

- stabilito che, per ogni anno d'obbligo successivo al 2008, l'entità del contributo tariffario unitario verrà determinata in base a una formula che ne correla il valore sia a quello del contributo tariffario in vigore l'anno precedente, sia alle variazioni intervenute nei prezzi dell'energia per i

3 Per un quadro complessivo delle proposte formulate dal DCO 6/08 si suggerisce di fare riferimento al Capitolo 4 della *Relazione Annuale* relativa all'anno 2008.

clienti finali domestici (energia elettrica, gas naturale e prezzo del gasolio per autotrazione);

- fissato, in applicazione di tale formula di aggiornamento, il contributo tariffario unitario per gli obiettivi di risparmio energetico relativi al 2009 pari a 88,92 €/tep;
- esteso, a partire dall'anno d'obbligo 2008, il contributo tariffario unitario ai Titoli di efficienza energetica di tipo III[4], indipendentemente dalla loro data di emissione, a eccezione dei risparmi di energia primaria conseguiti attraverso interventi sugli usi energetici per autotrazione;
- fissato al 30 novembre di ogni anno il termine dell'aggiornamento del valore del contributo tariffario per gli anni successivi.

Proposte di nuove schede tecniche

Nell'ultimo anno è proseguita l'attività di studio orientata a valutare la fattibilità di sviluppo di metodologie semplificate di quantificazione dei risparmi energetici di tipo standardizzato e analitico (c.d. "schede tecniche"). Con il documento per la consultazione 17 aprile 2009, DCO 6/09, l'Autorità ha avanzato alcune proposte di nuove schede tecniche con riferimento ai seguenti interventi di risparmio energetico:

- la sostituzione di lampade semaforiche a incandescenza con lampade semaforiche a Led;
- la sostituzione di lampade votive a incandescenza con lampade votive a Led;
- l'installazione di dispositivi di spegnimento automatico di apparecchiature in modalità *stand by* in ambito domestico e alberghiero;
- l'installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici a uso civile (scheda impostata in modo tale da consentirne l'applicazione a varie tipologie di intervento).

Con il medesimo documento sono state inoltre avanzate proposte per la riformulazione delle schede tecniche n. 21 e n. 22, in materia di sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento, pubblicate con delibera 4 agosto 2005, n. 177/05, e poi annullate a seguito di ricorso di un operatore e successiva sentenza definitiva del Consiglio di Stato. Le nuove proposte di schede tecniche sono state sviluppate dall'Autorità nelle more dell'emanazione del decreto ministeriale attuativo di quanto previsto in materia di cogenerazione ad alto rendimento e certificati bianchi, dall'art. 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di recepimento della Direttiva 2004/8/CE. In tal modo, l'Autorità ha inteso contribuire all'ampliamento delle opportunità per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico previsti dal legislatore per i prossimi anni.

Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di Titoli

Allo scopo di aumentare la trasparenza delle contrattazioni di certificati bianchi, a vantaggio di tutti gli operatori del meccanismo, con la delibera 28 dicembre 2007, n. 345/07, l'Autorità aveva introdotto, per tutti gli operatori, l'obbligo di comunicazione dei prezzi delle transazioni bilaterali alla società Gestore del mercato elettrico (GME) e, per i distributori obbligati, l'obbligo di trasmettere all'Autorità informazioni di sintesi sul contenuto di ogni contratto per lo scambio di Titoli di efficienza energetica stipulato al di fuori del mercato organizzato. La delibera prevedeva la predisposizione di un apposito Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali. Con delibera 14 aprile 2008, EEN 5/08, l'Autorità ha approvato tale Regolamento, su iniziale proposta del GME, e ha previsto che il GME aggiorni con regolarità un *Elenco degli operatori iscritti al Registro dei Titoli di efficienza energetica*, pubblicando sul proprio sito Internet le informazioni relative.

Adeguamento della regolazione ai mutamenti del quadro normativo e regolatorio

Con la delibera 11 febbraio 2009, EEN 1/09, l'Autorità ha adeguato la regolazione in vigore ai cambiamenti del quadro normativo e regolatorio intervenuti nel corso del periodo precedente. In particolare, l'adeguamento ha riguardato le *Linee guida* per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di risparmio energetico (delibera 18 settembre 2003, n. 103/03), la delibera 16 dicembre 2004, n. 219/04, in materia di contributo tariffario erogato ai distributori soggetti agli

4 I titoli di efficienza energetica di tipo I attestano la rivoluzione di consumi di energia elettrica, quelli di tipo II di gas naturale e quelli di tipo III di combustibili solidi, liquidi e altri gassosi

obblighi di risparmio energetico, e la delibera 23 maggio 2006, n. 98/06, in materia di verifica del conseguimento degli obblighi in capo alle imprese di distribuzione.
Il provvedimento ha recepito le novità normative introdotte dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 (in materia, per esempio, di abolizione dell'obbligo di conseguire almeno la metà degli obiettivi annuali attraverso interventi sugli usi elettrici e di gas naturale, e di estensione della possibilità di *banking* dei Titoli fino al termine del secondo periodo regolatorio), dal decreto legislativo n. 115/08 (in materia di estensione del contributo tariffario ai Titoli di efficienza energetica di tipo III, a esclusione di quelli generati da interventi sugli usi per autotrazione) e dalla delibera EEN 36/08 in materia di aggiornamento del contributo tariffario.

Attività di gestione e 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 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 specifiche delle proposte prima di notificare l'esito definitivo della valutazione.
Nel complesso sono state valutate 84 proposte, di cui circa il 90% sono state approvate. Nella maggior parte dei casi l'approvazione è avvenuta applicando l'istituto del silenzio-assenso, che è previsto dalla regolazione di riferimento (*Linee Guida* di cui alla delibera 12 novembre 2003, n. 130/03) al fine di dare certezza sui termini del procedimento agli operatori interessati e snellire il relativo iter procedurale.

Verifica e certificazione dei risparmi energetici

Dall'avvio del meccanismo (1° gennaio 2005) alla fine del mese di marzo 2009 sono pervenute agli Uffici dell'Autorità circa 2.800 richieste di verifica e certificazione dei risparmi relative a circa 4.800 interventi realizzati presso i consumatori finali. Le richieste sono state presentate nel 23% dei casi da distributori obbligati (ottenendo la certificazione del 18% dei risparmi totali) e nel restante 77% dei casi da soggetti non obbligati (ottenendo la certificazione dell'82% dei risparmi), con una predominanza di società di servizi energetici. Nell'ultimo anno sono state presentate all'Autorità circa 600 richieste.
Alla fine di marzo 2009 i risparmi di energia primaria complessivamente certificati dagli Uffici dell'Autorità, con il supporto dell'ENEA, ammontano a 3.579.315 tep, rispetto a un obiettivo cumulato da conseguirsi entro la fine del maggio dello stesso anno pari a 3.301.054 tep. I risparmi certificati (Fig. 4.3) sono stati conseguiti attraverso:

- interventi sui consumi elettrici nel settore domestico (per esempio, illuminazione, scalda-acqua elettrici, piccoli sistemi fotovoltaici, elettrodomestici, pompe di calore, sistemi di condizionamento: 61% circa);
- interventi sui consumi per riscaldamento nell'edilizia civile e terziaria (per esempio, caldaie e scalda acqua ad alta efficienza, isolamenti termici degli edifici, solare termico per la produzione di acqua calda sanitaria: 23% circa);
- interventi di varia natura nel settore industriale (per esem-

pio, sistemi di cogenerazione per usi di processo, sistemi di decompressione del gas, motori ad alta efficienza, installazione di inverter, gestione calore: 7% circa);

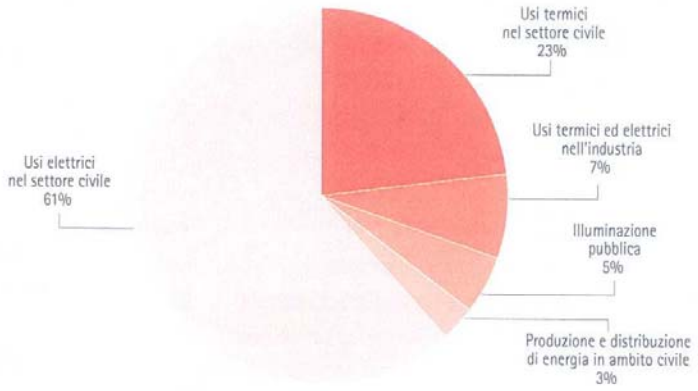
- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica (5% circa);
- interventi su sistemi di generazione e distribuzione di vettori energetici in ambito civile (per esempio, interventi su sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento: 3% circa).

A seguito di tali certificazioni l'Autorità ha autorizzato il GME all'emissione di Titoli di efficienza energetica equivalenti, in volume, ai risparmi certificati. Nel complesso, nel periodo di tempo indicato è stata autorizzata l'emissione di 2.754.489 Titoli di tipo I, 682.677 Titoli di tipo II, 142.149 Titoli di tipo III (vedi nota 4).

Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, i Titoli emessi hanno potuto essere negoziati nell'ambito delle sessioni del mercato dei Titoli di efficienza energetica organizzate periodicamente dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità, ovvero tramite contrattazione bilaterale.

FIG. 4.3

Ripartizione percentuale dei risparmi di energia primaria e Titoli di efficienza energetica di cui è stata autorizzata l'emissone al marzo 2009



Verifica del raggiungimento degli obiettivi specifici per l'anno 2007 ed erogazione del contributo tariffario

I Titoli 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 2008, e ai sensi della delibera n. 98/06, parte dei Titoli di efficienza energetica fino ad allora emessi sono stati consegnati all'Autorità dai distributori obbligati ai fini della verifica di conseguimento dell'obiettivo per l'anno 2007. Solo 3 distributori non hanno pienamente raggiunto l'obiettivo assegnato, mentre i 2 distributori che non avevano integralmente conseguito il proprio obiettivo nell'anno 2006 hanno compensato l'inadempienza. Sulla base del disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, anche i distributori inadempienti all'obiettivo 2007 potranno compensare l'inadempienza nel biennio successivo senza incorrere in sanzioni.

A valle delle verifiche di cui sopra, con la delibera 7 luglio 2008, EEN 7/08, l'Autorità ha autorizzato la Cassa conguaglio per il settore elettrico a erogare ai distributori soggetti agli obblighi un totale di circa 63,2 milioni di euro (circa 50,4 milioni di euro a valere sul conto efficienza energetica nel settore elettrico e circa 12,8 milioni di euro a valere sul conto efficienza energetica nel settore gas naturale), pari a 100 € per ogni Titolo di efficienza energetica 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 nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

Al 1° aprile 2009 risultavano accreditati, sulla base di una autocertificazione sostitutiva di atto di notorietà presentata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, 1.342 soggetti, con una crescita del 19% rispetto all'anno precedente. Tale crescita risulta trainata non solo dal meccanismo dei certificati bianchi, ma soprattutto dall'inclusione dell'accreditamento presso l'Autorità come requisito di accesso ai finanziamenti per interventi di risparmio energetico stanziati nell'ambito di gare a livello nazionale e locale. Il 16,5% dei soggetti accreditati ha presentato all'Autorità almeno un progetto per l'ottenimento di Titoli di efficienza energetica, mentre il 13,6% ha ottenuto l'emissione di Titoli di efficienza energetica a certificazione dei risparmi conseguiti tramite interventi realizzati presso i consumatori finali, ed è dunque incluso in un apposito elenco, pubblicato e regolarmente aggiornato sul sito Internet dell'Autorità.

Riesame di richieste di verifica e certificazione di risparmi energetici e per l'eventuale esercizio di poteri di autotutela

Nel 2007 (delibera 12 luglio 2007, n. 173/07), l'Autorità aveva avviato un procedimento di riesame di 30 richieste di verifica e certificazione, presentate con riferimento a progetti di distribuzione di lampade e kit idrici ad alta efficienza energetica. I progetti erano stati realizzati tramite l'invio di buoni acquisto ai consumatori e avevano accesso a un regime di rendicontazione forfettaria fortemente semplificato (in vigore alla data della loro realizzazione, ma successivamente eliminato dall'Autorità, con apposito provvedimento, in considerazione degli inadeguati risultati conseguiti).

I progetti oggetto di riesame avevano registrato tassi di utilizzo dei buoni acquisto distribuiti molto inferiori a quanto ipotizzato dal regime di contabilizzazione forfetaria previsto dall'Autorità. Il riesame è stato quindi orientato a verificare che tali progetti non fossero stati realizzati con finalità speculative e artatamente elusive della regolazione.

Con 2 provvedimenti emanati tra luglio e settembre 2008, l'Autorità ha chiuso il procedimento di riesame per tutti i 30 progetti, dei quali 7 sono stati approvati, 3 sono stati approvati con un riconoscimento di risparmi energetici inferiore a quelli richiesti dai proponenti e 20 sono stati rigettati; negli ultimi due casi la decurtazione dei risparmi riconosciuti, ovvero il rigetto delle richieste di verifica e certificazione, sono stati conseguenti al mancato rispetto di previsioni normative o regolatorie.

Attività ispettiva sui progetti di risparmio energetico presentati all'Autorità

In attuazione a quanto previsto dalla delibera 13 marzo 2008, VIS 14/08, nel corso del 2008 gli Uffici dell'Autorità, coadiuvati da militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e da personale dell'ENEA, hanno effettuato 3 verifiche ispettive nei confronti di altrettanti soggetti titolari di progetti di risparmio energetico presentati per l'ottenimento di Titoli di efficienza energetica a certificazione dei risparmi energetici conseguiti.

Le verifiche ispettive hanno riguardato complessivamente 18 richieste di verifica e certificazione e hanno avuto l'obiettivo di appurare la conformità dei progetti a quanto dichiarato all'atto della richiesta di emissione di Titoli di efficienza energetica, alla normativa e alla regolazione di riferimento (per esempio, effettiva realizzazione degli interventi, conformità dei prodotti, degli apparecchi e dei componenti di impianto installati alla normativa tecnica, conformità e funzionalità della strumentazione di misura utilizzata per la rilevazione delle grandezze fisiche necessarie alla quantificazione dei risparmi energetici, corrispondenza dei valori rilevati dalla strumentazione di misura con quelli rendicontati ai fini dell'emissione dei Titoli).

Nei casi in cui le verifiche ispettive hanno evidenziato lacune documentali o il mancato rispetto della normativa o della regolazione di riferimento, a seconda del tipo di violazione, le richieste sono state rigettate, ovvero approvate con decurtazione dei risparmi energetici riconosciuti rispetto a quelli richiesti dal proponente. Nei casi in cui le violazioni sono state riscontrate per progetti che avevano già ottenuto l'emissione di Titoli di efficienza energetica a certificazione dei risparmi energetici generati fino ad allora, l'esito negativo dell'ispezione, fatte salve eventuali ulteriori iniziative legali, implica che gli interventi in questione non avranno più diritto a emissioni di Titoli per la rimanente vita tecnica che sarebbe stata utile al fine del loro rilascio ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio

2004 (pari, complessivamente, a 5 o a 8 anni, a seconda della tipologia di intervento).

Terzo Rapporto Annuale sul meccanismo dei Titoli di efficienza energetica

Nel mese di dicembre 2008 l'Autorità ha pubblicato il *Terzo 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 terzo anno di attuazione (31 maggio 2008, data di chiusura della verifica di conseguimento dell'obiettivo di risparmio energetico 2007) e le principali tendenze evolutive rispetto a quanto registrato l'anno precedente.

In particolare, il *Rapporto Annuale* evidenzia, per il terzo anno consecutivo, risultati in larga misura positivi e incoraggianti e mette in luce i seguenti trend:

- continuo incremento dei risparmi certificati, risultanti in volumi sempre molto superiori agli obiettivi assegnati, con un rapporto medio di circa 2 a 1 tra i Titoli disponibili a ogni 31 maggio e l'obiettivo complessivo da conseguire entro la stessa data;
- interesse e attività crescenti da parte delle società di servizi energetici, che hanno visto incrementare costantemente sia il loro numero (cresciuto del 27% solo nell'ultimo anno), sia la loro quota di risparmi certificati (passata dal 72,3% al 76,6% nell'ultimo anno);
- progressivo aumento della percentuale di risparmi certificati con gli interventi più semplici e a minor costo;
- crescente preferenza per gli scambi di Titoli in borsa rispetto ai bilaterali, pur nel permanere di una forte volatilità dei prezzi e di una limitata liquidità del mercato organizzato;
- valori sia del contributo unitario riconosciuto ai soggetti obbligati sia dei prezzi di scambio dei Titoli, costantemente e ampiamente inferiori al costo evitato per l'acquisto di energia; nel corso dell'ultimo anno, i prezzi in borsa delle tre tipologie di Titoli di efficienza energetica sono andati progressivamente allineandosi, oscillando nell'intervallo compreso tra i valori di 60 €/tep e 90 €/tep, il contributo riconosciuto ai soggetti obbligati è stato sempre pari a 100 €/tep, mentre il costo energetico evitato, ovvero il costo per l'acquisto delle diverse forme di energia risparmiate si è sempre mantenuto ben al di sopra degli 850 €/tep.

L'analisi congiunta di queste linee di tendenza denota un quadro in cui il meccanismo sta concretamente concorrendo, come inizialmente auspicato, a stimolare la nascita di un mercato dei servizi energetici, a diffondere tra le imprese e i cittadini una solida cultura dell'efficienza energetica e dell'uso razionale dell'energia, a incentivare la realizzazione degli interventi più efficaci e a garantire l'efficienza economica dell'incentivazione, anche attraverso un crescente utilizzo del *trading* di certificati (caratteristica peculiare di questo strumento di incentivazione).

Il *Rapporto Annuale* evidenzia, inoltre, come gli interventi correttivi normativi e regolatori attivati nell'ultimo anno di funzionamento del sistema, stiano gradualmente consentendo il superamento delle principali criticità segnalate nel precedente *Rapporto Annuale* e in specifiche segnalazioni dell'Autorità ai competenti organi di Governo, richiamate nella precedente *Relazione Annuale*.

In particolare, i prezzi di scambio dei certificati bianchi e, dunque, gli incentivi allo sviluppo di nuovi interventi di diffusione delle tecnologie ad alta efficienza energetica, hanno registrato una marcata inversione di tendenza, dopo la continua discesa rilevata nell'anno precedente, imputabile, in larga misura, a una serie di fattori ai quali è stata data soluzione con i richiamati interventi normativi e regolatori (per esempio, abbondanza di offerta rispetto alla domanda espressa dai distributori obbligati, mancanza di obiettivi nazionali certi per gli anni futuri, criticità connesse con i criteri di ripartizione degli obiettivi tra le imprese di distribuzione, complessità del meccanismo sanzionatorio).

Grazie all'introduzione dell'obbligo di registrazione dei prezzi anche degli scambi bilaterali e di comunicazione all'Autorità dei contenuti principali degli accordi pluriennali è significativamente aumentata anche la trasparenza degli scambi di certificati bianchi, a vantaggio degli operatori, ma anche del disegno di futuri interventi normativi e regolatori orientati ad aumentare ulteriormente l'efficacia e l'efficienza economica del meccanismo nel conseguire gli obiettivi fissati dal legislatore.

Infine, l'ampliamento degli obblighi a nuove imprese di distribuzione e l'estensione dell'accesso al mercato dei Titoli lato

offerta a nuovi operatori, hanno contribuito a ridurre il grado di concentrazione della domanda di Titoli (particolarmente elevato nel periodo precedente), ad aumentare la liquidità del mercato e ad ampliare le opportunità di risparmio energetico. A quest'ultimo obiettivo ha anche contribuito, con un effetto che si percepirà in misura ancora maggiore nei mesi futuri, l'estensione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori obbligati anche per la quota di obiettivo conseguita attraverso interventi di riduzione dei consumi non solo elettrici e di gas naturale (a esclusione degli interventi sugli usi per l'autotrazione).

Anche in considerazione dei risultati positivi che il meccanismo sta consentendo di conseguire, nella memoria presentata alla XIII Commissione territorio e ambiente del Senato nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle fonti rinnovabili e i mutamenti climatici[5], l'Autorità ha posto l'accento sul ruolo chiave che la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali potrà avere nel perseguimento degli obiettivi del c.d. "pacchetto comunitario del 20-20-20": maggiori saranno gli investimenti in tecnologie ad alta efficienza energetica, minore sarà lo sforzo che il nostro Paese dovrà fare per raggiungere l'obiettivo del 20% di aumento della quota di consumo energetico da fonti rinnovabili e quello di riduzione delle emissioni di gas climalteranti del 20% al 2020, e più contenuti saranno i costi connessi con il conseguimento di tali obiettivi.

Sul fronte dell'informazione e della divulgazione l'Autorità ha proseguito l'attività di testimonianza nell'ambito di numerosi convegni nazionali e internazionali e seminari tecnici in sede europea. In ambito europeo continuano, infatti, gli approfondimenti delle esperienze nazionali in corso di applicazione dello strumento dei certificati bianchi, non solo con l'obiettivo di valutarne la possibile adozione su scala comunitaria (come previsto dalla Direttiva 32/2006/CE), ma anche in un'ottica di assistenza a nuovi Paesi membri che decidano autonomamente di introdurre tale strumento e, soprattutto, come riferimento per lo sviluppo di metodi di quantificazione e verifica dei risparmi energetici conseguiti a fronte degli obiettivi indicativi di riduzione dei consumi energetici finali previsti dalla stessa Direttiva 32/2006/CE (recepiti dall'Italia con il primo Piano nazionale per l'efficienza energetica).

Nel novembre 2008 rappresentanti dell'Autorità hanno effettuato una missione in Cile, su invito del governo cileno (*Comisión Nacional de Energia* – CNE) e della Commissione economica delle Nazioni Unite per i Paesi dell'America Latina (CEPAL – *Economic Commission for Latina American and the Caribbean*), che hanno selezionato l'esperienza italiana dei certificati bianchi tra le due *best practice* a livello internazionale da approfondire, con l'obiettivo di valutarne la trasferibilità al contesto cileno e sudamericano.

5 Indagine conoscitiva sulle problematiche relative alle fonti di energia alternative e rinnovabili, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni in atmosfera e ai mutamenti climatici, anche in vista della Conferenza COP 15 di Copenhagen (25 febbraio 2009).

PAGINA BIANCA

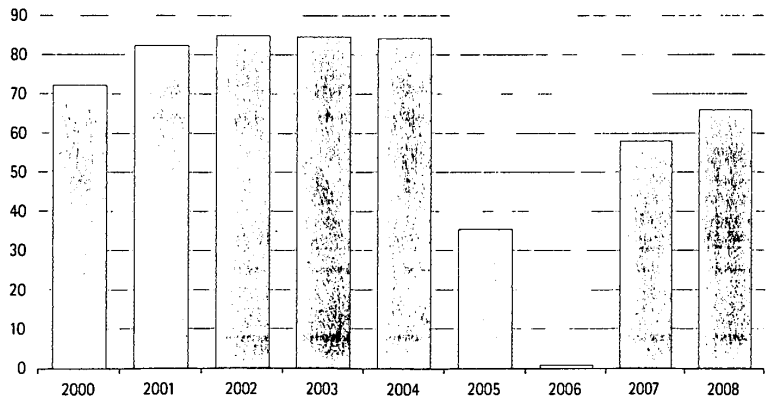
5.
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

PAGINA BIANCA

Ricerca di sistema

Quadro normativo della ricerca di sistema

A partire da giugno 2007 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas è stata incaricata, in via transitoria, di svolgere le funzioni in materia di ricerca di sistema elettrico assegnate al Comitato di esperti di ricerca per il 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 un 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, alimentato dal gettito della componente A_5 della tariffa elettrica, il cui ammontare, fissato dall'Autorità, è attualmente pari a circa 0,02 centesimi di euro per kWh consumato dai clienti finali. Le attività di ricerca possono essere: a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale; a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica nazionale o internazionale. Nel primo caso, le attività possono essere



Fonte: Cassa conguaglio per il settore elettrico.

FIG. 5.1

Disponibilità finanziarie per la ricerca del sistema elettrico

Gettito componente A_5 in milioni di euro

interamente finanziate dal Fondo e i risultati non possono formare oggetto di alcun diritto di uso esclusivo o prioritario, né di alcun vincolo di riservatezza; nel secondo caso le attività sono finanziate parzialmente e i risultati formano oggetto di privativa.
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. In particolare, il decreto prevede che, per lo svolgimento delle attività di ricerca a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale, lo stesso Ministero possa stipulare accordi di programma con soggetti pubblici o organismi a prevalente partecipazione pubblica. Viceversa, 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, sono 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 finanziamento non superiori a quelle definite dalla Commissione europea. Per quanto riguarda il triennio 2006-2008, il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico, comprensivo del Piano operativo annuale 2006, è stato predisposto dal CERSE e approvato con decreto del Ministro delle attività produttive 23 marzo 2006. Lo stesso decreto ha identificato ENEA (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente), CNR (Consiglio nazionale delle ricerche) e CESI (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) Ricerca come soggetti beneficiari degli accordi di programma, destinando 20,5 e 35 milioni di euro per il finanziamento dei rispettivi Piani annuali di realizzazione 2006. Il decreto ha anche previsto che parte della disponibilità del Fondo fosse destinata al cofinanziamento dei progetti di ricerca non compresi negli accordi di programma e previsti dal Piano operativo annuale 2006, da assegnare attraverso procedura concorsuale.
Le attività previste nel Piano triennale 2006-2008 hanno avuto avvio formale solo nel giugno 2007 con il decreto legge n. 73 del 18 giugno, poi convertito con modificazioni, nella legge 3 agosto 2007, n. 125; quest'ultima ha stabilito che il Ministero dello sviluppo economico attua le disposizioni in materia di ricerca e sviluppo di sistema contemplate dal decreto 8 marzo 2006, anche mediante gli accordi di programma triennali previsti dal decreto 23 marzo 2006. Lo stesso decreto ha stabilito che, per l'attuazione degli accordi di programma in essere, le attività sono prorogate per gli anni 2007 e 2008 per pari importi. 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. Le attività di vigilanza e controllo sulla realizzazione degli accordi e sul raggiungimento degli obiettivi sono svolte da Comitati di sorveglianza istituiti dalla Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero dello sviluppo economico, che esprimono pareri e proposte di cui il soggetto affidatario dell'accordo tiene conto nella definizione dei Piani annuali di realizzazione e nell'eventuale rimodulazione temporale delle attività. L'Autorità partecipa ai lavori dei tre Comitati di sorveglianza con un proprio rappresentante.

Attività di ricerca

Predisposizione del Piano triennale della ricerca di sistema elettrico

Il decreto 8 marzo 2006 prevede che il CERSE predisponga e aggiorni periodicamente il Piano triennale della ricerca di sistema elettrico, comprensivo del Piano operativo relativo alla prima annualità. A tal proposito, il Ministero dello sviluppo economico, con propria lettera del 2 ottobre 2007, ha comunicato all'Autorità la necessità di attivare la revisione del Piano

con riferimento al triennio 2009-2011.

L'Autorità ha elaborato e sottoposto a consultazione pubblica il documento 29 aprile 2008, DCO 11/08, *Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nelle funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il sistema elettrico in merito alla formulazione, ai sensi dell'art. 9, comma 1, lettera a), del decreto 8 marzo 2006, del Piano triennale 2009-2011 della ricerca di sistema elettrico nazionale*. Sono pervenuti commenti e osservazioni di 23 organizzazioni e 12 esperti del settore che hanno fornito contributi per la predisposizione del Piano triennale 2009-2011 della ricerca di sistema elettrico nazionale. Il 30 luglio 2008 il Piano è stato inviato dall'Autorità al Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e alla Cassa conguaglio per il sistema elettrico, per l'acquisizione dei pareri di cui al decreto 8 marzo 2006, art. 2, comma 1, come successivamente avvenuto anche per il collegato Piano operativo annuale 2009. Acquisiti i pareri, anche attraverso la Conferenza di servizi appositamente convocata dal Ministero dello sviluppo economico, e ottenuto dalla Commissione tecnica per la verifica dell'impatto ambientale (VIA) e valutazione ambientale strategica (VAS) il parere di non assoggettabilità a VAS, il Ministero dello sviluppo economico ha avviato l'iter per l'approvazione del Piano triennale 2009-2011 della ricerca di sistema elettrico. Il Piano mette a disposizione risorse per 210 milioni di euro per il triennio 2009-2011 (Fig. 5.2), ripartite secondo tre aree prioritarie di intervento, da utilizzare per attività di ricerca: a totale beneficio degli utenti del sistema elettrico; a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e contestualmente di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica.

Procedure concorsuali per la selezione dei progetti di ricerca non compresi negli accordi di programma

Il decreto 23 marzo 2006 prevede che una parte della disponibilità del Fondo sia destinata al cofinanziamento di 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, da assegnare attraverso procedura concorsuale. A tal fine, l'Autorità ha preliminarmente provveduto a definire i criteri per la predisposizione, da parte della Segreteria operativa della Cassa conguaglio per il settore elettrico, dello schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca. I temi per i quali possono essere presentate proposte di progetto sono stati selezionati tra quelli specificati nel Piano operativo annuale 2006. In ragione sia del periodo intercorso dall'approvazione del Piano triennale 2006-2008, sia delle mutate condizioni di contesto, si è infatti ritenuto che i temi dovessero essere, a oggi, di importanza e valenza strategica per il sistema elettrico nazionale e non dovessero essere sovrapposti con altre iniziative nazionali di agevolazione per la ricerca. I progetti sono finanziati al 50% nel caso di attività di ricerca industriale e al 25% nel caso di attività di sviluppo sperimentale.

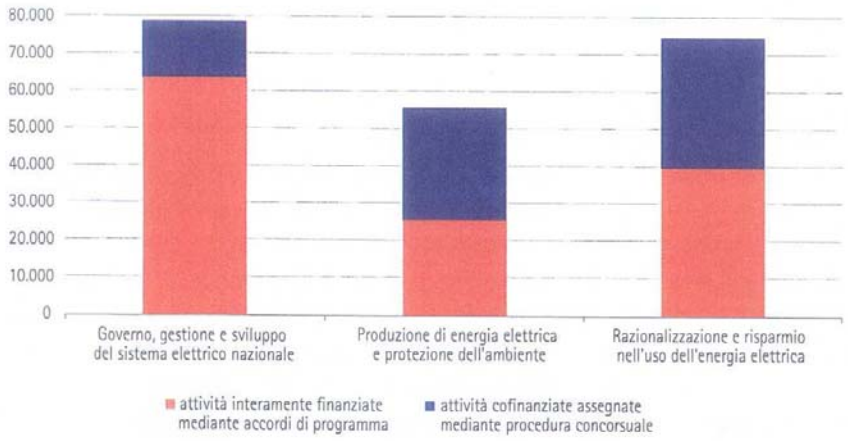


FIG. 5.2

Risorse finanziarie del Piano triennale 2009-2011

Milioni di euro

Fonte: Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2009-2011.

TAV. 5.1

Bando di gara per progetti di ricerca a beneficio degli utenti del sistema elettrico nazionale e, contestualmente, di interesse specifico di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica

Gruppi tematici, temi e relativi contributi massimi in euro

TEMI DI RICERCA	CONTRIBUTO MASSIMO DAL FONDO RICERCA DI SISTEMA
Area Governo del sistema elettrico	**10.500.000**
Gruppo tematico *Promozione dello sviluppo dei sistemi*	
Modelli di riferimento delle reti di distribuzione MT-BT	1.300.000
Gruppo tematico *Sviluppo dispositivi di governo di sistema*	
Sistemi automatici di difesa rapida delle sezioni critiche delle reti	5.400.000
Sviluppo di dispositivi di misura della qualità della potenza	1.000.000
Studio e messa a punto di dispositivi per la compensazione dei disturbi	800.000
Sistemi ICT per l'interazione utente-sistema-mercato per piccole utenze	2.000.000
Area Produzione e fonti energetiche	**10.300.000**
Gruppo tematico *Programmi di calcolo interattivi, banche dati, scenari, misure*	
Soluzioni innovative per generare energia elettrica ad alta efficienza in terminali LNG	800.000
Gruppo tematico *Gas naturale*	
Metodologie di diagnostica avanzata di centrali termoelettriche	1.500.000
Gruppo tematico *Fonti rinnovabili*	
Tecnologie innovative di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.000.000
Area Trasmissione e distribuzione	**22.300.000**
Gruppo tematico *Normative di trasmissione e distribuzione*	
Razionalizzazione dei limiti di portata delle linee interrate	1.600.000
Contributo delle masse estranee estese alla "rete di terra globale"	1.100.000
Gruppo tematico *Tecniche di trasmissione e distribuzione*	
Valutazione della temperatura dei conduttori delle linee aeree in tempo reale	1.600.000
Trasformazione di linee esistenti per aumentarne la portata	1.600.000
Nuove tecnologie di posa di linee interrate in sedi stradali o autostradali	4.100.000
Linee sottomarine di tipo innovativo	3.500.000
Apparati e impianti innovativi per l'evoluzione delle reti di distribuzione	3.500.000
Gruppo tematico *Strategie di trasmissione e distribuzione*	
Evoluzione nella struttura e nella gestione delle reti di distribuzione	5.300.000
Area Usi finali	**11.000.000**
Gruppo tematico *Modellistica, studi preformativi, linee guida*	
Penetrazione delle tecnologie elettriche in impieghi termici	900.000
Gruppo tematico *Componenti e impianti innovativi*	
Sviluppo di componenti e impianti innovativi per la razionalizzazione dei consumi elettrici negli edifici con particolare riferimento al condizionamento estivo	3.200.000
Componenti efficienti per impianti elettrici	1.200.000
Sviluppo di componenti per la cogenerazione distribuita di piccola taglia	3.000.000
Sviluppo di componenti e impianti innovativi per la trigenerazione distribuita di piccola taglia	2.700.000
TOTALE	54.100.000

Fonte: Cassa conguaglio per il settore elettrico

Attività di valutazione e verifica dei Piani annuali di realizzazione presentati da ENEA, CNR e CESI Ricerca nell'ambito degli accordi di programma con il Ministero dello sviluppo economico

L'Autorità, nelle funzioni del CERSE, organizza l'attività di valutazione sui progetti di ricerca avvalendosi degli esperti appartenenti all'elenco formato con propria delibera 6 settembre 2007, n. 214/07, selezionati secondo criteri di terzietà e competenza nelle diverse materie e con il contributo sostanziale della Segreteria operativa istituita dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. Nel corso del 2008 le attività di valutazione e verifica hanno riguardato i progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma del Ministero dello sviluppo economico con ENEA, CNR e CESI Ricerca.

Per quanto riguarda CESI Ricerca, nel dicembre 2007 è stato presentato all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico il Piano annuale di realizzazione 2007, redatto in conformità con le indicazioni del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, per la sua valutazione ai fini dell'ammissione al finanziamento da parte dello stesso ministero. Il processo di

valutazione è stato avviato con delibera dell'Autorità 29 gennaio 2008, RDS 1/08, con la quale sono stati nominati gli esperti per la valutazione del Piano. A conclusione dell'attività di valutazione, il 28 marzo 2008, il Ministero dello sviluppo economico, acquisito il parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma, ha ammesso al finanziamento il Piano annuale di realizzazione 2007 di CESI Ricerca, per un importo complessivo di 35 milioni di euro. Nei mesi successivi, gli esperti incaricati per le verifiche a consuntivo, nominati con delibera dell'Autorità 16 aprile 2008, RDS 2/08, hanno confermato il raggiungimento degli obiettivi prefissati, oltre che l'ammissibilità, la pertinenza e la congruità delle spese documentate. L'Autorità, con propria delibera 18 giugno 2008, RDS 3/08, ha quindi approvato gli esiti delle verifiche e ha determinato il costo complessivo ammissibile delle attività sostenute in 34.972.094 €.

La procedura di ammissione al finanziamento del Piano annuale di realizzazione 2008 di CESI Ricerca si è svolta con modalità analoghe a quelle già descritte: definizione da parte del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma di indicazioni e criteri per la scelta e la programmazione delle attività; redazione e invio del Piano annuale di realizzazione da parte di CESI Ricerca; avvio delle attività di valutazione dei progetti da parte degli esperti nominati con delibera dell'Autorità 9 luglio 2008, RDS 5/08; parere positivo del Comitato di sorveglianza dell'accordo di programma; ammissione al finanziamento del Piano annuale di realizzazione 2008 da parte del Ministero dello sviluppo economico, in data 8 settembre 2008, per un importo complessivo di 35 milioni di euro. A differenza degli anni precedenti, CESI Ricerca ha inoltre presentato domanda e documentazione per il riconoscimento di una quota di contribuzione intermedia, correlata agli obiettivi raggiunti e allo stato di avanzamento delle attività al 31 agosto 2008. Le verifiche sono state svolte avvalendosi degli esperti nominati con delibera dell'Autorità 10 ottobre 2008, RDS 7/08, e si sono concluse con la delibera dell'Autorità 11 dicembre 2008, RDS 10/08, che ha approvato lo stato di avanzamento dei progetti e l'erogazione di una quota di contribuzione intermedia a CESI Ricerca. Complessivamente, nel corso del 2008, la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha erogato a CESI Ricerca circa 63,5 milioni di euro.

L'attività di valutazione dei Piani annuali di realizzazione presentati da ENEA e CNR, avviata con delibera dell'Autorità 26 settembre 2007, n. 233/07, si è protratta nei mesi successivi e si è conclusa nei primi mesi del 2008. Il 1° febbraio 2008 e il 12 marzo 2008, il Ministero dello sviluppo economico, acquisito il parere dei rispettivi Comitati di sorveglianza, ha ammesso al finanziamento i Piani annuali di realizzazione 2006 di ENEA e CNR, per importi complessivi rispettivamente di 20 e 5 milioni di euro. Nel corso del 2008, ENEA ha presentato domanda e documentazione per il riconoscimento di una quota di contribuzione intermedia correlata agli obiettivi raggiunti e allo stato di avanzamento delle attività al 30 settembre 2008. Le verifiche sono state svolte avvalendosi degli esperti nominati con delibera dell'Autorità 27 novembre 2008, RDS 9/08, e si sono protratte oltre il 31 dicembre 2008. Nel corso del 2008 sono stati erogati a ENEA e CNR rispettivamente 6 e 1,5 milioni di euro.

Progetti di ricerca e risultati tecnico-scientifici

Nel corso del 2008 sono stati ammessi al finanziamento a valere sul Fondo per la ricerca di sistema elettrico i Piani annuali di realizzazione 2006 di ENEA e CNR e i Piani annuali di realizzazione 2007 e 2008 di CESI Ricerca. Complessivamente, sono stati conclusi o sono in corso di realizzazione 40 progetti: CESI Ricerca è stata impegnata in 29 progetti, ENEA in 10 e CNR in 3. Due progetti sono stati svolti in modo indipendente, ma coordinato, rispettivamente da ENEA e CNR e da ENEA e CESI Ricerca. I risultati tecnico-scientifici ottenuti nell'ambito di questi progetti sono pubblici, oltre che interamente e ampiamente diffusi.

TAV. 5.2

Progetti realizzati o in corso di realizzazione nel 2008 e relativi enti

TEMI DI RICERCA	ENTE/SOCIETÀ
Area Governo del sistema elettrico	
Sviluppo del sistema di trasmissione	CESI Ricerca
Scenari di sviluppo dei sistemi di generazione e trasmissione	CESI Ricerca
Impatto delle regole di mercato e dei vincoli tecnici e ambientali per il sistema elettrico	CESI Ricerca
Supporto alle attività regolatorie del sistema elettrico	CESI Ricerca
Mitigazione dei rischi per il sistema elettrico: monitoraggio dello stato di sicurezza e nuovi strumenti di analisi	CESI Ricerca
Transazione verso le reti di distribuzione attiva	CESI Ricerca
Soluzioni innovative di alimentazione per clienti con esigenze di forniture a qualità superiore	CESI Ricerca
Area Produzione e fonti energetiche	
Strumenti per la sicurezza dei bacini idroelettrici italiani e l'utilizzo ottimale della risorsa idrica	CESI Ricerca
Sviluppo e applicazione dei metodi per la quantificazione dell'impatto dei microinquinanti e opportunità di mitigazione	CESI Ricerca
Censimento del potenziale energetico nazionale delle biomasse	ENEA
Caratterizzazione dei siti di stoccaggio della CO_2	CESI Ricerca
Tecnologie innovative per migliorare i rendimenti di conversione delle centrali a polverino di carbone	ENEA
Tecnologie innovative per migliorare le prestazioni ambientali delle centrali a polverino di carbone	CNR
Tecnologie innovative per migliorare le prestazioni ambientali dei cicli combinati	CNR
Tecnologie innovative che consentono una riduzione dei costi di investimento delle centrali a polverino di carbone	ENEA
Flessibilità e affidabilità degli impianti a ciclo combinato	CESI Ricerca
Tecnologie innovative impianti a carbone	CESI Ricerca
Tecnologie per il carbone pulito e per la cattura della CO_2	CESI Ricerca
Produzione di energia elettrica da fonte eolica compresi sistemi *off shore*	CESI Ricerca
Valutazione e proposte di possibili futuri progetti di ricerca su fonti energetiche rinnovabili	CESI Ricerca
Nuovo nucleare da fissione	ENEA
Centrali elettriche per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno	ENEA/CESI Ricerca
Celle a combustibile per applicazioni stazionarie cogenerative	ENEA/CNR
Area Trasmissione e distribuzione	
Tecniche di valutazione delle condizioni, della vita e delle funzionalità residue di componenti elettrici mediante metodiche sotto tensione	CESI Ricerca
Evoluzioni tecnologiche e alternative alle linee aeree	CESI Ricerca
Valutazione delle esternalità ambientali delle linee elettriche e dell'impatto dei rischi naturali	CESI Ricerca
Sviluppo e sperimentazione di sistemi di gestione di microreti	CESI Ricerca
Tecnologie per la qualità del servizio	CESI Ricerca
Applicazioni nel campo delle reti di distribuzione in corrente continua	CESI Ricerca
Applicazione di tecnologie innovative	CESI Ricerca
Applicazioni di componenti e materiali innovativi	CESI Ricerca
Strumenti per lo sviluppo del sistema di trasmissione e delle reti di distribuzione attiva	CESI Ricerca
Area Usi finali	
Determinazione dei fabbisogni e dei consumi energetici dei sistemi edificio-impianto, in particolare nella stagione estiva e per uso terziario e abitativo e loro razionalizzazione Interazione condizionamento e illuminazione	ENEA
Sviluppo delle *Linee guida* e indici di riferimento per il legislatore	ENEA
Promozione delle tecnologie elettriche innovative negli usi finali	ENEA
Sistemi di mini-microgenerazione elettrica, fotovoltaico a concentrazione e sistemi di accumulo	CESI Ricerca
Evoluzione della domanda elettrica e delle tecnologie per gli usi finali	CESI Ricerca
Strategie e sistemi per la gestione interattiva dei prelievi di potenza	CESI Ricerca
Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e pianificazione per promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici a larga scala territoriale e urbana	ENEA
Razionalizzazione dell'illuminazione pubblica	CESI Ricerca

6.
Attuazione della regolamentazione, vigilanza e reclami

PAGINA BIANCA

Attività propedeutica alla regolamentazione

Attività di consultazione

I documenti per la consultazione adottati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel periodo compreso tra aprile 2008 e marzo 2009 risultano complessivamente 34. Con riferimento a 5 aree tematiche, l'Autorità ha prodotto più di un documento per la consultazione (consultazioni plurime).

Il termine medio complessivo delle consultazioni è di circa 42 giorni. Aggregando le consultazioni plurime, tuttavia, tale termine sale a 52 giorni.

Questi dati confermano l'estrema importanza che l'Autorità riconosce alle attività di consultazione, quali momenti imprescindibili per garantire la più ampia partecipazione dei soggetti interessati ai processi decisionali, per consentire una completa acquisizione degli elementi necessari agli interventi regolatori, per elaborare le opportune analisi di impatto e per assicurare, a tutti i soggetti, un possibile luogo di componimento dei differenti interessi di cui sono portatori.

In tale direzione e con il proposito di rafforzare ancor più i processi di consultazione preventiva, l'Autorità, con la delibera 4 marzo 2009, GOP 9/09, e il documento per la consultazione 4 marzo 2009, DCO 2/09, ha avviato i lavori per adottare una nuova disciplina dei procedimenti di regolazione e, dunque, anche della stessa consultazione.

TAV. 6.1

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2008 – Marzo 2009

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Standard nazionale di comunicazione tra gli operatori del settore del gas naturale	14.04.08
Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale	18.04.08
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nelle funzioni del Comitato di esperti per la ricerca di sistema elettrico in merito alla formulazione, ai sensi dell'art. 9, comma 1, lettera a), del decreto 8 marzo 2006, del Piano triennale 2009-2011 della ricerca di sistema elettrico nazionale	29.04.08
Definizione degli interventi successivi alla conclusione del processo di rinegoziazione dei contratti di compravendita all'ingrosso di gas naturale ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 marzo 2007, n. 79/07	21.05.08
Regolamento per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete, ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera f *ter*), del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387	21.05.08
Revisione dei meccanismi di tutela dei clienti finali nel mercato al dettaglio del gas naturale e criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura	28.05.08

TAV. 6.1 SEGUE

Sintesi delle attività di consultazione

Aprile 2008 – Marzo 2009

TITOLO DEL DOCUMENTO	DATA DI DIFFUSIONE
Ipotesi per la formulazione di proposte in materia di individuazione dei bacini ottimali di utenza	03.06.08
Telelettura dei consumi dei clienti finali allacciati alle reti di distribuzione del gas naturale e telegestione dei misuratori del gas	03.06.08
Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM)	06.06.08
Qualità dei servizi commerciali di vendita per i clienti finali di energia elettrica e di gas	12.06.08
Orientamenti finali per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel terzo periodo di regolazione (2009-2012)	17.06.08
Tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale per il terzo periodo di regolazione – Orientamenti finali	18.06.08
Introduzione di un mercato regolamentato del gas naturale e definizione delle modalità di offerta presso il medesimo mercato delle quote corrispondenti agli obblighi derivanti dalla normativa vigente (Piattaforma organizzata del gas)	19.06.08
Linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti per l'implementazione della separazione funzionale di cui all'Allegato A alla delibera n. 11/07: obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas	26.06.08
Aggiornamento per l'anno 2008 del prezzo medio del combustibile convenzionale nel costo evitato di combustibile di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (CIP6 – CEC 2008)	26.06.08
Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico	01.07.08
Attivazione di un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas	07.07.08
Dispacciamento reti non interconnesse – Erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con il sistema elettrico nazionale	05.08.08
Orientamenti in materia di misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico	06.08.08
Criteri di definizione e attribuzione delle partite economiche inerenti al servizio di dispacciamento insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di misura e interventi in tema di servizio di dispacciamento	06.08.08
Strumenti di gradualità in ordine all'applicazione di corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie ai clienti finali non domestici connessi in media tensione	15.09.08
Testo integrato della regolazione delle tariffe per l'attività di distribuzione e misura del gas per il terzo periodo di regolazione	22.09.08
Criteri per l'impostazione della vigilanza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sul divieto di traslazione nei prezzi al consumo della maggiorazione d'imposta di cui all'art. 81 del decreto legge n. 112/08, commi da 16 a 18	25.09.08
Modalità di calcolo del contributo tariffario connesso con il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (modifica della delibera 16 dicembre 2004, n. 219/04)	29.10.08
Orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la regolazione dei sistemi efficienti di utenza ai sensi dell'art. 10 del decreto legge 30 maggio 2008, n. 115	04.11.08
Realizzazione di una anagrafica comune per gli impianti di produzione di energia elettrica e per gli operatori elettrici. Razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico	18.11.08
Approfondimenti finali sulla regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale	18.11.08
Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Iniziative per la promozione dell'adeguamento degli impianti di utenza alimentati in bassa tensione	25.11.08
Modalità di determinazione del valore di acconto del costo evitato di combustibile di cui al Titolo II, punto 2, del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6 (CIP6)	19.12.08
Criteri di definizione e attribuzione delle partite economiche inerenti al servizio di dispacciamento insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di misura e interventi in tema di servizio di dispacciamento	19.12.08
Criteri di definizione e attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di allocazione e misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto	04.02.09
Disciplina dei procedimenti di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	04.03.09
Revisione della modalità di trattamento delle partite di gas non oggetto di misura diretta nell'ambito del servizio di bilanciamento del gas	16.03.09
Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione	31.03.09

Analisi di impatto della regolazione

Fine della sperimentazione triennale e adozione della Guida AIR

L'Autorità aveva avviato – con delibera 28 settembre 2005, n. 223/05, a seguito di una consultazione pubblica decisa con delibera 31 marzo 2005, n. 58/05 – una sperimentazione triennale della metodologia di Analisi di impatto della regolazione (AIR) su alcuni dei suoi principali provvedimenti. A conclusione di tale sperimentazione, l'Autorità si è dotata, con delibera 3 ottobre 2008, GOP 46/08, di una *Guida per l'analisi dell'impatto della regolazione nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas* (Guida). Con questa decisione l'Autorità è la prima fra le Autorità indipendenti italiane ad adempiere formalmente al dettato dell'art. 12 della legge 29 luglio 2003, n. 229 (che contiene l'obbligo di adottare «*forme o metodi di analisi di impatto della regolamentazione per l'emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione, o pianificazione, e, comunque, di regolazione*»).

La Guida non costituisce un regolamento che disciplina l'azione amministrativa bensì una metodologia contenente una serie di indicazioni tecnico-operative. Come indicato nella stessa premessa della Guida, l'Autorità intende lo svolgimento dell'AIR quale «*miglioramento della qualità del proprio processo regolatorio, già ispirato a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia. Questa azione si inserisce nel quadro delle strategie rivolte alla manutenzione del quadro regolatorio, all'efficienza ed efficacia dei flussi di comunicazione interni e di quelli indirizzati ai consumatori, agli operatori e alle istituzioni. Infatti l'AIR rende trasparente il percorso decisionale che conduce alla scelta di una determinata opzione di intervento, descrivendo i motivi per cui si intende modificare lo* status quo, *indicando gli obiettivi da perseguire, confrontando una pluralità di opzioni alternative ed esaminando la necessità e l'efficacia dell'intervento proposto, anche attraverso la valutazione dei principali effetti delle regole sui lori destinatari*».

La Guida prevede, di norma, che ogni procedimento si articoli nelle seguenti fasi:

- predisposizione, da parte delle singole Direzioni, della delibera di avvio del provvedimento da sottoporre al Collegio;
- predisposizione del piano AIR con i tempi previsti per le diverse fasi;
- individuazione del contesto giuridico e delle motivazioni economiche e sociali alla base del provvedimento;
- definizione degli obiettivi generali e specifici dell'intervento (cercando di assegnare a ciascun obiettivo un indicatore di carattere qualitativo o quantitativo);
- delimitazione dell'ambito di intervento;
- eventuale elaborazione di un documento di ricognizione per raccogliere informazioni e istanze delle parti interessate;
- presentazione di un primo documento per la consultazione che illustri una pluralità di opzioni;
- analisi delle osservazioni pervenute al primo documento per la consultazione e formulazione di un secondo documento per la consultazione con l'indicazione dell'opzione preferita;
- analisi delle osservazioni pervenute al secondo documento per la consultazione e predisposizione dello schema di provvedimento finale;
- approvazione della delibera;
- stesura della relazione AIR.

La Guida ha un impianto flessibile, quindi non impone una serie di passaggi rigidi né un blocco di contenuti inderogabili. Si limita a indicare alcuni requisiti minimi necessari per ogni analisi, lasciando poi la possibilità di procedere in maniera diversa e più ampia a seconda delle caratteristiche del singolo provvedimento (sulla base, per esempio, della quantità di informazioni a disposizione o del tipo di attività da regolare). Anche per quanto riguarda la valutazione quantitativa/qualitativa delle opzioni selezionate – aspetto fondamentale della metodologia – la Guida illustra una pluralità di tecniche senza fissarne una specifica: spetterà alla Direzione responsabile dello svolgimento dell'AIR scegliere di

caso in caso quella che assicuri il maggior grado di completezza.

Nella Guida particolare importanza viene data alla consultazione, intesa come l'insieme delle attività (incontri, seminari, *focus group*, documenti per la consultazione) volte a raccogliere informazioni e opinioni dei soggetti interessati e a spiegare le analisi e le decisioni dell'Autorità. Una consultazione ben condotta, infatti, permette di arricchire il set informativo a disposizione del decisore, superando l'asimmetria informativa che esiste tra questi e i soggetti regolati, e nel contempo di realizzare un processo decisionale trasparente e partecipato.

La realizzazione dell'AIR comporta, a fronte di indubbi vantaggi dal punto di vista dell'efficacia e della trasparenza del processo decisionale, un notevole impegno delle strutture amministrative che la realizzano; ciò implica la necessità di riservarne l'applicazione ai provvedimenti particolarmente "rilevanti". La selezione di questi ultimi viene fatta dall'Autorità – sulla base di criteri indicati nella Guida – all'interno del Piano strategico triennale e del Piano operativo annuale. Rispetto a queste scelte, i soggetti interessati possono esprimere le proprie osservazioni e i propri suggerimenti durante le audizioni periodiche previste annualmente.

Provvedimenti sottoposti ad AIR nel 2008 e in programma per il 2009

Nel corso del 2008 sono stati adottati quattro provvedimenti sottoposti ad AIR:

- il provvedimento riguardante la *Modalità applicativa del regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici disagiati*, predisposto dalla Direzione tariffe e approvato con delibera 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08;
- il provvedimento contenente il *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG)/prima parte *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RQDG), predisposto dalla Direzione consumatori e qualità del servizio e approvato con delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (modificata con delibera 23 dicembre 2008, ARG/gas 200/08);
- il provvedimento contenente il *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG)/seconda parte *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (RTDG) – *Disposizioni transitorie per l'anno 2009*, predisposto dalla Direzione tariffe e approvato con delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (modificata con delibera 23 dicembre 2008, ARG/gas 197/08);
- il provvedimento contenente il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale*, predisposto dalla Direzione consumatori e qualità del servizio e approvato con delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 (modificata con delibera 23 dicembre 2008, ARG/com 199/08).

Pur con qualche disomogeneità di forma e di contenuto, i procedimenti relativi ai provvedimenti citati hanno seguito le indicazioni della Guida. In particolare sono stati predisposti: il piano AIR con i tempi previsti per le diverse fasi di attività; il primo documento per la consultazione con l'indicazione delle opzioni di regolazione; il secondo documento per la consultazione con l'indicazione dell'opzione preferita. Sono state messe a disposizione le sintesi delle osservazioni ricevute in sede di consultazione.

Per il 2009, come indicato nel Piano strategico triennale e nel Piano operativo annuale, l'Autorità ha scelto di sottoporre ad AIR i seguenti provvedimenti:

- il provvedimento riguardante i 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 (*load profiling*), di competenza della Direzione mercati (la delibera di avvio è del 28 gennaio 2008, ARG/elt 5/08; è già stato pubblicato il secondo documento per la consultazione);
- il provvedimento in materia di tariffe per l'attività di trasporto del gas naturale per il terzo periodo di regolazione, di competenza della Direzione tariffe (la delibera di avvio è del 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08; è stato pubblicato il primo documento per la consultazione);
- il provvedimento riguardante i criteri per il trattamento di eventuali conguagli derivanti da differenze di allocazione e/o misura ai fini del bilancio del sistema gas, di competenza della Direzione mercati (la delibera di avvio è del 10 giu-

gno 2008, ARG/gas 75/08; il primo documento per la consultazione è stato pubblicato nel mese di febbraio);

- il provvedimento in materia di trasparenza delle bollette elettriche e gas, di competenza della Direzione consumatori e qualità del servizio (la delibera di avvio è del 15 ottobre 2008, ARG/com 148/08; è in preparazione il primo documento per la consultazione);
- il provvedimento per la nuova regolazione e per la definizione dei nuovi criteri di allocazione della capacità di stoccaggio gas, di competenza della Direzione mercati (è in corso di preparazione la delibera di avvio);
- il provvedimento per la regolazione del bilanciamento gas sulla base di criteri di mercato (è in corso di preparazione la delibera di avvio).

Anagrafica operatori

Con la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, l'Autorità ha stabilito l'obbligo di iscrizione entro il 31 luglio 2008 a un sistema telematico di accreditamento, la nuova Anagrafica operatori, per tutti i soggetti che svolgono almeno una attività nei settori dell'energia elettrica o del gas (di cui all'art. 4 dell'Allegato A alla delibera 18 gennaio 2007, n. 11/07). Da quella data i soggetti regolati devono quindi iscriversi per fornire i propri dati di base (partita IVA, ragione sociale, natura giuridica, sede, attività svolte, gruppo societario e altre informazioni di natura anagrafica) con l'impiego di un certificato digitale (o *smart card*). È prevista una deroga a tale obbligo solo per le imprese che soddisfano alcune condizioni di marginalità (le stesse per le quali non vi è l'obbligo di separazione contabile in base all'art. 16.2 della delibera *unbundling*, n. 11/07).

L'Anagrafica operatori possiede due obiettivi fondamentali: da un lato si pone come strumento conoscitivo essenziale per l'Autorità, in quanto consente di disporre di elenchi costantemente aggiornati dei soggetti operanti nei settori (particolarmente dinamici) da essa regolati; dall'altro consente all'Autorità di assegnare agli operatori credenziali di accesso, unificate alle varie raccolte dati organizzate via web, presentandosi così agli operatori in modo univoco e semplificato, evitando incongruenze nell'interfaccia con l'esterno.

La "Gestione distribuita" è la funzionalità predisposta per consentire al rappresentante legale della società di delegare uno o più soggetti a partecipare alle raccolte dati dell'Autorità: qualora all'apertura dei sistemi, relativi alle diverse raccolte dati dell'Autorità, un'impresa non abbia ancora individuato alcun delegato che possa accedere e caricare/inoltrare i dati, solo il rappresentante legale può effettuare tali operazioni.

Il compimento dell'obbligo da parte della maggior parte degli operatori regolati ha consentito di costruire uno strumento di reportistica che, tramite il sito Intranet, è stato messo a disposizione di tutti i dipendenti dell'Autorità e che permette di avere un indirizzario costantemente aggiornato dei soggetti sottoposti alla regolazione dell'Autorità.

Inoltre, grazie ai dati raccolti, è stato possibile pubblicare sul sito Internet la mappa degli operatori presenti nei settori dell'energia elettrica e del gas, vale a dire gli elenchi degli operatori suddivisi per categorie di attività, contribuendo in tal modo ad aumentare la trasparenza sui mercati sottoposti alla regolazione. Per ciascuna delle circa 2.000 imprese attive, censite dall'Anagrafica operatori (che ha, tra le altre cose, avviato il processo di progressiva eliminazione delle comunicazioni cartacee da parte degli operatori verso l'Autorità), è oggi possibile verificare il campo di attività, cominciando da produzione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e produzione e distribuzione di gas naturale e di altri gas distribuiti a mezzo reti, fino a includere, terminate le ultime operazioni di controllo delle informazioni pervenute, tutte le possibili fasi della filiera.

Tra le informazioni e i servizi che tale mappatura ha reso accessibili al pubblico, vi è anche la possibilità per tutti gli interessati di individuare per ciascun comune il distributore e

le imprese di vendita di energia elettrica e gas naturale. È stato infatti reso disponibile sul sito Internet dell'Autorità un nuovo strumento di ricerca territoriale degli operatori che consente di selezionare il proprio comune di residenza per sapere quali venditori si offrono per servire quel territorio e qual è il distributore della propria zona.

Le informazioni relative ai venditori potranno contribuire a orientare i clienti finali nella scelta di un nuovo fornitore. Inoltre, nell'intento di un progressivo, continuo miglioramento dei servizi per il pubblico, gli elenchi territoriali dei distributori verranno prossimamente integrati con altre informazioni utili, quali il numero di pronto intervento per il gas, mentre gli elenchi dei distributori elettrici verranno accompagnati dall'indicazione del numero telefonico per la segnalazione di guasti.

Provvedimenti assunti

L'attività provvedimentale dell'Autorità ha confermato, anche per l'anno 2008, un andamento di tendenziale crescita. Il numero complessivo degli atti deliberativi e di consultazione ha fatto registrare, rispetto all'anno precedente, un incremento di circa il 15%.

L'analisi di dettaglio dei dati riportati nella tavola 6.2 evidenzia, innanzitutto, un significativo aumento dei provvedimenti di controllo e sanzionatori (43%). Ciò a testimonianza del potenziamento generale di tali attività, come scelta strategica, e anche alla luce delle competenze aggiuntive attribuite dalla legislazione primaria all'Autorità, in materia di vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires (Imposta sul reddito delle società) sui prezzi al consumo. Stabile è invece l'andamento delle attività di nuova regolazione (4,5%), mentre è in netta crescita l'attività di aggiornamento e manutenzione degli impianti regolatori vigenti (22%). Ancora in significativo calo risultano i provvedimenti relativi al contenzioso (-45%). Mantiene, infine, una rilevante incidenza l'attività provvedimentale relativa alla gestione e all'amministrazione interne, a fronte dei processi di ottimizzazione gestionale avviati e di un continuo e crescente sviluppo organizzativo dell'Autorità.

Nel corso del 2008, da ultimo, in linea con le più recenti normative nazionali e comunitarie, l'Autorità ha avviato, anche attraverso l'istituzione di un Nucleo dedicato, lavori per la semplificazione della regolazione. Ciò al fine di rendere più semplice e snello il quadro disciplinare di settore e di agevolare gli operatori nella ricerca e consultazione dei provvedimenti regolatori vigenti. Con una prima ricognizione relativa agli anni 2005, 2006 e 2007 sono state individuate circa 300 delibere non più produttive di effetti e pertanto riconosciute inefficaci. Inoltre con l'obiettivo strategico generale di promuovere e perseguire una sempre "migliore regolazione" è altresì intenzione dell'Autorità quella di favorire e incrementare la redazione di testi unici, che riuniscano le varie discipline, per omogeneità e affinità di materia.

TAV. 6.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2007-2008

TIPOLOGIA	2007		2008	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
Nuova regolazione	22	5,4	21	4,4
Aggiornamenti, manutenzione, riordino	97	23,7	118	24,5
Tariffe	39	9,5	48	10
Controlli, istruttorie, diffide, sanzioni	66	16,1	115	23,8
Pareri, segnalazioni	21	5,1	9	1,9
Contenzioso	9	2,2	5	1
Efficienza energetica	14	3,4	36	7,4
Avvio procedimenti, consultazioni	72	17,5	57	11,8
Gestione, organizzazione, personale	64	15,6	62	12,9
Ricerca di sistema	6	1,5	11	2,3
TOTALE	410	100	482	100

Gestione dei reclami, istanze, segnalazioni, conciliazioni e arbitrati

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 aumento del 79%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, pur riducendosi lievemente il relativo trend di crescita. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2008 e il 31 marzo 2009 il totale delle comunicazioni all'Autorità è stato pari a 8.691 (Tav. 6.3), tra queste 6.323 riguardano il settore elettrico (pari circa al 73% del totale). L'incremento dei reclami nel solo settore elettrico è stato del 103% (Fig. 6.1). Si conferma, in linea di massima, rispetto all'anno passato, la proporzione tra numero di reclami (92%), richieste di informazioni (5%) e segnalazioni (3%).

Tra i reclami relativi al settore elettrico, poco più del 50% è stato avanzato nei confronti di venditori che operano esclusivamente nel mercato libero. Si tratta di un fenomeno tipico nelle prime fasi di apertura dei mercati, osservato anche in altri paesi in cui il segmento della vendita è stato dischiuso alla concorrenza.

TAV. 6.3

Comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità

Aprile 2008 – Marzo 2009

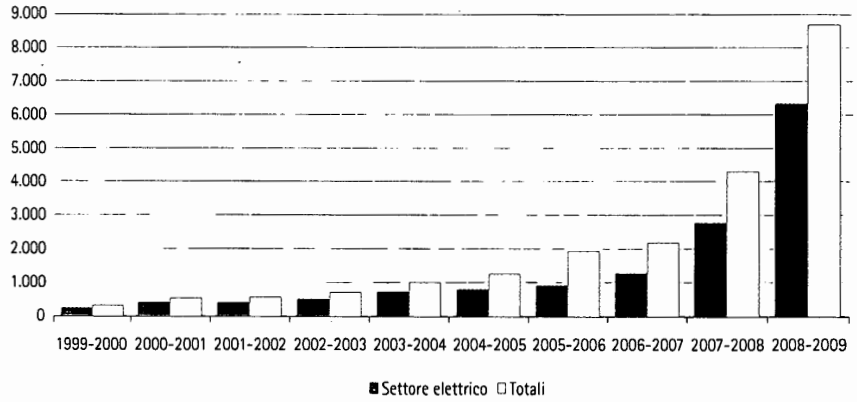
	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Settore elettrico	5.817	328	178	6.323
TOTALI	8.044	429	218	8.691

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie e 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. Il numero delle richieste di informazioni telefoniche agli Uffici dell'Autorità è tuttavia sceso grazie al servizio informazioni per la liberalizzazione dei mercati promosso dall'Autorità e gestito dalla società Acquirente Unico (maggiori dettagli su tale servizio telefonico sono riportati nel Capitolo 4 di questo volume). Si ricorda, a ogni modo, che nel periodo considerato, sono pervenute in totale 80.301 telefonate.

FIG. 6.1

Andamento delle comunicazioni relative al settore elettrico ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2009



La tavola 6.4 evidenzia la ripartizione delle comunicazioni ricevute a titolo di reclamo, richiesta di informazioni o segnalazione nei principali argomenti; i dati confermano che le problematiche più frequenti emergenti dai reclami sono: la fatturazione (36,4%); l'interpretazione e l'applicazione di clausole contrattuali sia nell'ambito del mercato libero sia nel servizio di maggior tutela (18,9%); la qualità commerciale (0,7%); problematiche attinenti al mercato (17,2%); la qualità della fornitura, la tensione e le interruzioni (5%); gli allacciamenti (8,2%); le tariffe (2,1%); i contatori (1,9%); i distacchi (4,2%); le bollette e la loro trasparenza (2%); la misura (0,4%).

Sono altresì presenti altre problematiche residuali, non riportate nella tavola 6.4 (tra le altre: l'esecuzione di lavori quali lo spostamento del contatore, i *call center*, la sicurezza).

Come emerge nell'ambito dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, non si registrano variazioni significative rispetto al precedente periodo per quanto riguarda le comunicazioni relative a problematiche attinenti la misura, le bollette, gli allacciamenti, i contratti, i contatori. Si rileva invece una diminuzione, in percentuale, dei reclami relativi alla continuità del servizio, alla qualità della fornitura e alle tariffe (questi ultimi anche in termini assoluti). Sono cresciute le comunicazioni attinenti la fatturazione, i distacchi per morosità, i problemi pertinenti il funzionamento del mercato. Questi ultimi riguardano principalmente il cambio di fornitore e la corretta applicazione del Codice di condotta commerciale elettrico; sono inoltre da porre in relazione all'evoluzione della liberalizzazione del mercato al dettaglio dell'energia elettrica e al crescente numero di clienti finali che sceglie di cambiare fornitore o che viene contattato da venditori per la promozione di offerte commerciali. Giova evidenziare che sono riconducibili a problematiche del mercato anche le comunicazioni aventi a oggetto casi di

doppia fatturazione, che tuttavia sono stati conteggiati nell'ambito dell'argomento fatturazione (di cui costituiscono il 16,5%). Per quanto riguarda la fatturazione, i principali argomenti di contestazione sono i consumi fatturati (in acconto) dai venditori nel mercato libero e la doppia fatturazione. Sono altresì presenti in maniera significativa, tra le problematiche legate alla fatturazione, il rispetto della periodicità di emissione delle fatture e, anche se in riduzione, i conguagli elevati relativi a punti di prelievo non letti da tempo (e spesso a seguito di sostituzione di misuratori elettromeccanici con quelli elettronici).

TAV. 6.4

Argomenti delle comunicazioni sul settore elettrico ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO APRILE 2007 - MARZO 2008		PERIODO APRILE 2008 - MARZO 2009	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Interruzioni e tensione	267	9,6	322	5,0
Allacciamenti	250	9,0	522	8,2
Fatturazione	926	33,4	2.303	36,4
Contratti e qualità commerciale	528	19,0	1.239	19,6
Misura	12	0,4	24	0,4
Tariffe	135	4,9	135	2,1
Bollette	37	1,3	126	2,0
Mercato	418	15,0	1.090	17,2
Contatori	72	2,6	118	1,9
Distacchi	45	1,6	267	4,2

I dati riportati nella tavola tengono conto del fatto che un'unica comunicazione può riguardare più di uno tra gli argomenti elencati.

Le attività di classificazione, registrazione e successiva valutazione dei reclami e delle segnalazioni costituisce un importante serbatoio di informazioni circa le problematiche che più frequentemente si verificano nell'erogazione del servizio e consente di individuare le aree in cui si rendono necessari interventi regolatori e/o di vigilanza. L'analisi delle problematiche relative a clienti passati al mercato libero consente di individuare le aree di maggiore criticità, in cui possono rendersi opportuni aggiustamenti della regolazione già esistente e/o inserimenti di nuove regole a presidio del buon funzionamento dei mercati.

Settore gas

L'attività di valutazione dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 79%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti, pur riducendosi lievemente il relativo trend di crescita. Nel periodo compreso tra il 1° aprile 2008 e il 31 marzo 2009, come abbiamo detto, il totale delle comunicazioni all'Autorità è stato pari a 8.691; di queste 2.368 riguardano il settore gas (pari al 27% del totale) (Tav. 6.5). L'incremento dei reclami nel solo settore gas è stato circa del 55% (Fig. 6.2), quindi con un saggio di crescita ridotto rispetto all'anno pre-

TAV. 6.5

Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Aprile 2008 – Marzo 2009

	RECLAMI	RICHIESTE DI INFORMAZIONE	SEGNALAZIONI	TOTALE COMUNICAZIONI
Gas	2.227	101	40	2.368
TOTALI	**8.044**	**429**	**218**	**8.691**

cedente. Si conferma, in linea di massima, rispetto all'anno trascorso, la proporzione tra il numero di reclami (94%), delle richieste di informazioni (4%) e delle segnalazioni (2%).

Dei reclami relativi al settore gas circa il 76% è stato avanzato nei confronti di due operatori della vendita.

Come già detto per il settore elettrico, anche per quello del gas la statistica non comprende i reclami inerenti particolari problematiche tariffarie e 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 stacistici.

Il numero di comunicazioni inerenti il settore gas risulta nettamente inferiore rispetto a quelle del settore elettrico (circa un terzo), sia per il minor numero di clienti coinvolti, sia per il minore grado di sviluppo del mercato. Il minor numero di reclami, in special modo riguardanti lo *switching* e l'applicazione del Codice di condotta commerciale, è infatti probabilmente dovuto anche alla minore propensione al cambio di fornitore e alla minore diffusione di offerte sul mercato.

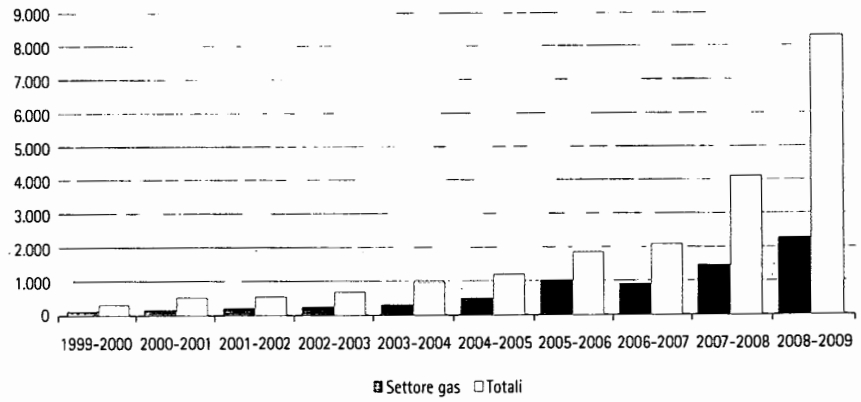
L'analisi delle problematiche (Tav. 6.6) evidenzia che gli argomenti più ricorrenti sono: la fatturazione (45,9%); i contratti e la qualità commerciale (17,8%); gli allacciamenti (15,3%); il mercato (6,5%).

Da un confronto con l'anno precedente, si osserva una riduzione delle comunicazioni, in termini percentuali e/o assoluti, per quanto riguarda i contratti e la qualità commerciale, gli allac-

FIG. 6.2

Andamento delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Maggio 1999 – Marzo 2009



TAV. 6.6

Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	PERIODO APRILE 2007 – MARZO 2008		PERIODO APRILE 2008 – MARZO 2009	
	NUMERO	%	NUMERO	%
Contratti e qualità commerciale/fornitura	311	20,3	422	17,8
Fatturazione	465	30,4	1088	45,9
Allacciamenti	351	22,9	362	15,3
Bollette	24	1,6	49	2,1
Tariffe	23	1,5	32	1,4
Misura	14	0,9	36	1,5
Mercato e concorrenza	191	12,5	154	6,5
Contatori	66	4,3	112	4,7
Distacchi	38	2,5	52	2,2

ciamenti, il mercato. Per quanto riguarda la fatturazione, che è la problematica più consistente in termini percentuali (45,9%) i reclami relativi sono anche quelli che hanno subìto l'incremento più evidente: dai 465 del periodo precedente ai 1.088 dell'anno in corso. Rispetto alla fatturazione, gli argomenti di reclamo più ricorrente sono i consumi fatturati (in particolare in acconto), in secondo luogo i conguagli e la doppia fatturazione.

Si conferma, sostanzialmente, la consistenza dei reclami aventi a oggetto bollette, misura e distacchi, se non per qualche lieve incremento. Un aumento consistente si è avuto, invece, per la tematica contatori che comprende anche le verifiche. Ciò potrebbe essere un effetto della nuova regolazione in tema di verifiche dei misuratori, che ha ridotto, tra l'altro, i costi connessi con le verifiche di misuratori vetusti.

La statistica non comprende i reclami inerenti particolari questioni tariffarie e reclami attinenti l'applicazione dell'IVA.

Sono altresì presenti altre problematiche residuali, non riportate nella tavola 6.4, legate in particolar modo alla sicurezza. I dati riportati in tavola 6.4 tengono conto del fatto che un'unica comunicazione può riguardare più di uno tra gli argomenti elencati.

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini e istruttorie conoscitive

Istruttoria conoscitiva in materia di servizio di salvaguardia nel mercato elettrico

Con la delibera 22 luglio 2008, VIS 68/08, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in merito all'erogazione del servizio di salvaguardia nel mercato elettrico. L'indagine è stata avviata in seguito a numerose segnalazioni che riscontravano problemi in ordine a:

- il trasferimento dei dati anagrafici e di consumo da parte degli esercenti transitori del servizio di salvaguardia ai nuovi esercenti risultanti dalle procedure concorsuali;
- la gestione delle procedure di *switching* e il rispetto degli obblighi informativi in capo alle imprese distributrici, funzionali all'attivazione del servizio di salvaguardia;
- la modalità di fatturazione dei clienti finali serviti in salvaguardia.

Istruttoria conoscitiva sulle cause e sulla dinamica delle interruzioni del servizio elettrico verificatesi sul territorio nazionale il giorno 4 novembre 2006

L'istruttoria conoscitiva, avviata con delibera 6 novembre 2006, n. 238/06, sulle cause e sulla dinamica delle interruzio-

ni del servizio elettrico verificatesi sul territorio nazionale il giorno 4 novembre 2006, si è chiusa il 23 dicembre 2008, con la delibera VIS 114/08.

Con il suddetto provvedimento è stato pubblicato, come atto conclusivo, un rapporto di sintesi denominato *Disservizio del 4 novembre 2006: resoconto conclusivo dell'indagine conoscitiva avviata con delibera n. 238/06*, nel quale l'Autorità illustra gli esiti delle indagini condotte sul comportamento degli operatori in Italia in occasione dell'evento citato.

A livello internazionale, l'Autorità ha partecipato ai lavori del Gruppo di lavoro istituito dall'ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*) con il coinvolgimento delle Autorità di regolazione dei principali Paesi interessati, fornendo il proprio contributo per la redazione di un rapporto pubblicato dall'ERGEG.

Pertanto, con la medesima delibera di chiusura dell'indagine conoscitiva, l'Autorità ha deciso anche di promuovere, in ambito UCTE e tramite il coinvolgimento del CEER (*Council of European Energy Regulators*), il recepimento delle raccomandazioni espresse nel rapporto ERGEG in materia di gestione della rete di trasmissione e di regole tecniche per gli impianti di generazione.

Istruttoria conoscitiva sulla formazione dei prezzi elettrici in Sicilia e nelle zone interconnesse

Il 22 gennaio 2009, avendo registrato, nella regione siciliana, prezzi di vendita dell'energia elettrica particolarmente elevati e sensibilmente superiori ai valori medi nazionali, l'Autorità, con delibera 22 gennaio 2009, VIS 3/09, ha avviato un'istruttoria conoscitiva finalizzata alla valutazione delle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con specifico riferimento alla zona della Sicilia. L'istruttoria è tuttora in corso.

Istruttoria conoscitiva in materia di accesso al servizio di aggregazione delle misure di energia elettrica ai fini del dispacciamento

L'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 8 marzo 2005, n. 39/05, relativa al servizio di aggregazione delle misure di energia elettrica, si è chiusa, con la delibera 4 marzo 2009 VIS 17/09, senza l'acquisizione di un resoconto conclusivo. Ciò in considerazione del fatto che le criticità relative all'aggregazione dei dati orari di immissione e prelievo e la loro messa a disposizione agli utenti del dispacciamento sono oggetto dell'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 16 luglio 2007, n. 177/07, tuttora in corso.

Istruttoria conoscitiva in materia di gas non contabilizzato delle reti di trasporto per il periodo 2004-2006

L'Autorità, con la delibera 15 aprile 2008, VIS 41/08, ha avviato un'istruttoria conoscitiva per accertare le cause che hanno determinato nel periodo 2004-2006 un andamento anomalo del gas non contabilizzato (GNC) nelle reti di trasporto del gas naturale, finalizzata all'acquisizione, presso le imprese di trasporto e i soggetti con ruoli di responsabilità coinvolti nelle attività relative alla misura del gas, di informazioni e dati utili alla predisposizione degli interventi di competenza.

Gli esiti dell'istruttoria conoscitiva, chiusa con la delibera 3 febbraio 2009, VIS 8/09, hanno permesso di identificare le principali determinanti dell'andamento anomalo del GNC, riconducibili sia ad aspetti di carattere procedurale nella contabilizzazione dei termini che costituiscono l'equazione di bilanciamento della rete e del trasportatore, sia a problematiche attinenti l'adeguatezza prestazionale e la corretta manutenzione degli impianti di misura installati nei punti di consegna e di riconsegna della rete di trasporto. Considerato che l'istruttoria ha permesso di appurare che le problematiche riconducibili alla misura determinano un impatto in termini di GNC di un ordine di grandezza superiore rispetto gli aspetti procedurali, l'Autorità ha ritenuto opportuno approfondire tale tematica attraverso l'avvio di una specifica istruttoria conoscitiva.

La medesima delibera VIS 8/09 ha inoltre definito i criteri per il riconoscimento dei costi addizionali sostenuti dalla società Snam Rete Gas per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete *(fuel gas)* nel secondo periodo di regolazione.

La delibera 29 luglio 2005, n. 166/05, prevede che tali costi siano inclusi nella generalità dei costi operativi, e pertanto soggetti ad aggiornamento tramite l'applicazione del meccanismo del *price cap*.

Nel periodo 2005-2008, tuttavia, la dinamica fortemente positiva dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati ha determinato un

incremento significativo del costo effettivamente sostenuto dall'impresa maggiore di trasporto per l'acquisto del fuel gas.
Alla luce di tali evidenze, l'Autorità, con la delibera VIS 8/09, ha quindi riconosciuto i costi addizionali sostenuti dalla società Snam Rete Gas per l'acquisto del fuel gas negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007, tenendo conto della quota di *profit sharing* riconosciuta all'inizio del periodo di regolazione.

La medesima delibera VIS 8/09 ha rinviato a successivi provvedimenti la quantificazione relativa ai costi addizionali sostenuti dalla società Snam Rete Gas per l'acquisto del fuel gas negli anni termici 2007-2008 e 2008-2009, quantificazione da effettuarsi anche sulla base di un'analisi delle condizioni di approvvigionamento del gas naturale sui mercati internazionali.

Vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità sono orientate in primo luogo 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.
Per svolgere le attività di accertamento e ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, l'Autorità si avvale anche della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e di verifica tecnica ed economica nei settori regolati, quali:

- la Guardia di Finanza e in particolare il Nucleo speciale tutela mercati del Comando Unità speciali, ai sensi del Protocollo di intesa adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199/01) rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05);
- la Stazione sperimentale per i combustibili, per i controlli tecnici della qualità del gas;
- la Cassa conguaglio per il settore elettrico, per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti incentivati di produzione di energia elettrica (alimentati da fonti rinnovabili, assimilate alle rinnovabili e impianti di cogenerazione) e presso le imprese elettriche minori;
- l'ENEA (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente), per lo svolgimento delle attività di controllo nell'ambito della valutazione e della certificazione dei progetti di risparmio energetico.

In particolare, il coinvolgimento della Guardia di Finanza risulta decisivo nello svolgimento degli accertamenti quando siano previsti contributi pubblici e oneri generali di sistema, anche in relazione alle peculiarità istituzionali del Corpo quale organo di polizia economica e finanziaria.

Verifiche ispettive e controlli tecnici svolti nel periodo 2008-2009

Nel periodo 1 aprile 2008 – 31 marzo 2009, sono stati effettuati 113 verifiche ispettive e controlli tecnici, di cui 107 svolti in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e 6 in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico, a fronte di 114 complessivamente svolti nell'annualità precedente (Tav. 6.7). Delle 107 verifiche ispettive eseguite in collaborazione con i militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 56 controlli tecnici sono stati effettuati anche in collaborazione con la Stazione sperimentale per i combustibili e 3 ispezioni in collaborazione con l'ENEA.

TAV. 6.7

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2003-2008

Numero di verifiche ispettive; anno mobile 1 aprile - 31 marzo

ARGOMENTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Qualità del servizio elettrico						
Continuità del servizio	12	11	10	8	11	12
Qualità commerciale	-	-	1	4	-	-
Qualità del servizio gas						
Grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione	-	38	57	52	51	56
Qualità commerciale	-	2	1	3	1	3
Sicurezza	-	-	2	5	3	3
Controlli e verifiche sul servizio pronto intervento gas	-	-	-	-	-	tavola 6.11
Efficienza energetica						
Verifica progetti di risparmio energetico	-	-	-	-	-	3
Tutela consumatori						
Informazioni alla clientela in materia di tariffe elettriche	-	-	-	-	(A)	-
Distribuzione e vendita gas						
Libero accesso al servizio e condizioni economiche di fornitura	6	20	9	10	-	2
Verifica applicazione coeff. K di correzione dei volumi	-	-	-	-	15	18
Tariffe						
Distribuzione gas	-	-	2	2	3	-
Distribuzione energia elettrica	-	-	-	-	3	-
Integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori	-	-	-	-	2	-
"Robin Tax"						
Vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires di cui alla legge n. 133/08	-	-	-	-	-	10
Mercato						
Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco dei venditori di energia elettrica	-	-	-	-	-	tavola 6.16
Altro						
Import di energia elettrica, reti di distribuzione comunali, ispezioni presso soggetti già sottoposti a provvedimenti prescrittivi o sanzionatori	-	-	1	6	3	-
Impianti incentivati						
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	1	-	50	33	22	6
TOTALE	**19**	**71**	**133**	**123**	**114**	**113**
Di cui in collaborazione con:						
Guardia di Finanza - Nucleo speciale tutela mercati	*2*	*58*	*83*	*88*	*92*	*107*
Stazione sperimentale per i combustibili	-	*38*	*57*	*52*	*51*	*56*
Cassa conguaglio per il settore elettrico	-	-	*50*	*35*	*24*	*6*

(A) Si veda la tavola 6.11 della *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Nel corso degli anni le verifiche ispettive e i controlli tecnici svolti in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza hanno registrato un continuo incremento: da 58 nel 2004 sono aumentati a 83 nel 2005, 88 nel 2006, 92 nel 2007 e 107 nel 2008.

Le verifiche ispettive, eseguite in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico 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 2009, a 111 (numero complessivo degli impianti esaminati), per una potenza installata complessiva di circa 8.800 MW.

In esito a tali verifiche, sono state avviate azioni di recupero amministrativo di incentivazioni indebitamente percepite per circa 156 milioni di euro: di questi, circa 70 milioni di euro sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti; ulteriori 55 milioni di euro sono tuttora in corso di recupero, subordinatamente agli esiti dell'inevitabile azione di contenzioso intentato dalle parti; mentre la parte restante (31 milioni di euro) è stata oggetto di riesame e non più recuperabile. I recuperi amministrativi operati, costituendo maggiori oneri per il sistema elettrico indebitamente percepiti, vanno a riduzione delle bollette elettriche in quanto contribuiscono a ridurre il fabbisogno, attuale e prospettico, dell'onere generale

di sistema più rilevante oggi gravante sulla bolletta elettrica (componente tariffaria A_3).

Nel corso del 2008 sono stati altresì avviati verifiche ispettive e controlli in nuovi segmenti di indagine tra cui:

- la vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge 6 agosto 2008, n. 133, la c.d. "Robin Tax" che, inizialmente, ha riguardato gli operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta dall'Autorità con la delibera 4 luglio 2008, ARG/com 91/08;
- il rispetto, da parte delle imprese distributrici di gas, degli obblighi di servizio introdotti dall'Autorità in tema di pronto intervento gas;
- il possesso dei requisiti di affidabilità patrimoniale e finanziaria dichiarati dalle società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica;
- la conformità dei progetti di risparmio energetico alle disposizioni dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, alle *Linee guida* di cui alla delibera 18 settembre 2003, n. 103/03, e alle schede tecniche che certificano i risparmi energetici conseguiti.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio

Nel periodo giugno-ottobre 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 12 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 14 maggio 2008, VIS 43/08, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di dati di continuità del servizio.

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 2007, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2004-2007* (delibera 30 gennaio 2004, n. 4/04, e s.m.i.) per le imprese di distribuzione già soggette agli obblighi di cui al Titolo 4 del medesimo *Testo integrato*;
- la corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, relativamente all'anno 2007, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato* per le imprese di distribuzione che, in relazione a quanto definito dall'art. 30, comma 30.1, del nuovo *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo regolatorio 2008-2011* (delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07), si trovano soggette a tali obblighi a decorrere dal 2008;
- il calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità relativamente all'anno 2007, di cui al Titolo 3 del *Testo integrato*.

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 3 esercizi di una grande azienda di distribuzione e 2 medie 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 2007, anch'esse scelte a campione.

Per una media azienda di distribuzione e per 3 esercizi di una grande azienda 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 una media azienda l'ISR è risultato pari al 93% e quindi al di sotto delle tolleranze ammesse con conseguente riduzione degli incentivi.

Le verifiche ispettive sulla corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni e sul calcolo degli indicatori di continuità del servizio, relative a imprese di distribuzione soggette agli obblighi a decorrere dal 2008, sono state effettuate presso le sedi dei centri di telecontrollo degli esercenti e hanno interessato 7 medie aziende di distribuzione.

Dette imprese rappresentavano tutte quelle soggette alla regolazione per la prima volta a partire dal 2008 e la metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo a campione delle interruzioni relative all'anno 2007.

Per 2 medie aziende sono stati riscontrati errori nell'applicazione degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici per il periodo di regolazione 2004-2007*. L'Autorità ha, pertanto, avviato 2 istruttorie

formali nei confronti delle suddette imprese di distribuzione dell'energia elettrica, che potrebbero concludersi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie.

Complessivamente, l'esito dei controlli risulta soddisfacente e conferma la tendenza in atto da alcuni anni verso un progressivo miglioramento nella registrazione delle interruzioni da parte delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.8.

TAV. 6.8

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Giugno - Ottobre 2008

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
3 esercizi di una grande impresa già in regolazione	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificati 9 ambiti, tutti con esito positivo Verificati valori dell'ISR, al di sopra della soglia del 95%, per tutti gli ambiti verificati
2 medie imprese già in regolazione	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificati 4 ambiti territoriali tutti con esito positivo Verificato un valore dell'ISR del 93% per una media impresa
7 medie imprese in regolazione dal 2008	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico	Verificata la correttezza della registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per 5 medie imprese Avviate istruttorie formali nei confronti di 2 medie imprese per la non conformità alle disposizioni normative in tema di registrazione delle interruzioni

(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.

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione

Nel periodo 1 aprile 2008 - 31 marzo 2009 sono stati eseguiti, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e dal personale della Stazione sperimentale per i combustibili, 56 prelievi di gas presso 44 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 16 luglio 2007, n. 181/07 (per il periodo novembre 2007 - ottobre 2008) e 7 luglio 2008, VIS 63/08 (per il periodo novembre 2008 - ottobre 2009).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali, che sono: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura.

La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori (per il gas naturale) e ai produttori (per gli altri tipi di gas) l'obbligo di odorizzare il gas, mentre 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 che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati dalla Stazione sperimentale per i combustibili all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione, non dotati di impianto di odorizzazione e 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 median-

te analisi gascromatografica sul campo, eventualmente integrato da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro.

La Stazione sperimentale per i combustibili, infatti, 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.

Nel corso dei 56 controlli effettuati sono stati accertati sul campo, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, 3 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.

TAV. 6.9

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici del gas in materia di qualità e sicurezza del gas: grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione

Aprile 2008 - Marzo 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
56 prelievi, di cui: - 27 su impianti di 16 grandi - 24 su impianti di 23 medie - 5 su impianti di 5 piccole	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas	Risultati dei prelievi nella norma per 16 grandi, 21 medie e 4 piccole. Accertati 3 casi con un grado di odorizzazione del gas non conforme relativi a 2 medie e una piccola

(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 imprese di distribuzione di gas in materia di qualità commerciale e di recuperi di sicurezza del servizio

Nel periodo giugno-luglio 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 3 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 16 luglio 2007, n. 180/07, i cui termini erano stati prorogati con delibera 13 marzo 2008, VIS 13/08, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di qualità commerciale.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione della disciplina in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas, ai sensi delle delibere 2 marzo 2000, n. 47/00 e 29 settembre 2004, n. 168/04 (*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita del gas*).

Le verifiche ispettive sui dati di qualità commerciale hanno interessato 3 grandi aziende.

Nel corso delle ispezioni sono stati verificati, in particolare, i dati di qualità commerciale per l'anno 2006, relativi ai clienti finali con gruppi di misura fino alla classe G6 e con riferimento alle prestazioni "Disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale" e "Preventivazione per l'esecuzione di lavori semplici".

In esito alle verifiche ispettive sono state applicate, a tutte le 3 grandi aziende, penalità relative alle prestazioni di qualità commerciale stimate non conformi.

Nel periodo ottobre-novembre 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 3 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 4 agosto 2008, VIS 72/08, nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di recuperi di sicurezza del servizio.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione, da parte delle imprese di distribuzione di gas naturale, degli specifici obblighi dell'art. 33 della delibera n. 168/04, che le aziende devono rispettare per poter accedere, in modo

volontario, al sistema degli incentivi per i miglioramenti della sicurezza del servizio. In particolare, la disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti, correlate rispettivamente all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni di gas.

Le verifiche ispettive sui dati di sicurezza delle reti di distribuzione hanno interessato 3 grandi aziende.

L'analisi degli esiti dell'ispezione presso una grande impresa ha consentito di accertare l'impossibilità di ammettere l'impianto oggetto della verifica ispettiva alla componente degli incentivi per recuperi di sicurezza correlati alle dispersioni di gas, in quanto l'esercente, avendo modificato l'odorizzante nel corso del 2007, non ha rispettato quanto disposto dall'art. 33, comma 7, lettera b), del *Testo integrato della qualità dei servizi gas*.

Gli Uffici dell'Autorità hanno, quindi, effettuato un controllo sugli altri impianti per i quali il medesimo esercente aveva richiesto gli incentivi per recuperi di sicurezza, ricadenti nella medesima condizione, non riconoscendo gli incentivi della componente relativa alle dispersioni per ulteriori due impianti, per i quali è stata riconosciuta la sola componente relativa all'odorizzazione.

Per quanto riguarda le altre due grandi aziende, sono state riconosciute entrambe le componenti degli incentivi.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono riportati in dettaglio nella tavola 6.10.

TAV. 6.10

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di qualità commerciale e di recupero di sicurezza del servizio

Giugno 2008 - Novembre 2008

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
3 grandi	Verificare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas delle delibere n. 47/00 e n. 168/04	Verificata la non corretta attuazione della delibera n. 168/04 con applicazione di penalità per 3 grandi
3 grandi	Verificare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas dell'art. 33 della delibera n. 168/04	Verificata la non corretta attuazione della delibera n. 168/04 (art. 33) per un impianto di una grande impresa e conseguente non ammissione dell'impianto oggetto della verifica ispettiva alla componente degli incentivi per recuperi di sicurezza correlata alle dispersioni di gas Verificata la corretta attuazione dell'art. 33 della delibera n. 168/04 per 2 grandi

(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.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo febbraio-marzo 2009 sono stati effettuati, da militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, i primi controlli telefonici nei confronti di imprese distributrici di gas mediante chiamate al servizio di pronto intervento, su un programma di 50 imprese, ai sensi della delibera 23 febbraio 2009, VIS 12/09. Sono altresì previste successive verifiche ispettive con sopralluogo presso le imprese distributrici scelte anche tra le suddette 50 in base agli esiti dei controlli già effettuati mediante chiamate telefoniche.

Le operazioni di controllo hanno lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice.

L'attività di controllo telefonico è attualmente in corso.

L'attività si svolge, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità, con quello indicato sul sito Internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto

intervento con l'effettuazione di chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori.

Le successive verifiche ispettive, in esito ai controlli telefonici, avranno lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento.

L'elenco dei controlli telefonici da effettuare è riportato in dettaglio nella tavola 6.11.

TAV. 6.11

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici del gas in materia di pronto intervento

Febbraio - Marzo 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
50 imprese, di cui: 9 grandi 26 medie 15 piccole	Verificare le modalità di accesso da parte del cliente finale al servizio di pronto intervento dell'impresa distributrice	Attività di controllo telefonico attualmente in corso

(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 soggetti titolari di progetti di risparmio energetico

Nel periodo aprile-luglio 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione di militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e di personale dell'ENEA, 3 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 13 marzo 2008, VIS 14/08, nei confronti di soggetti titolari di progetti di risparmio energetico.

Le ispezioni avevano la finalità di accertare che i progetti di risparmio energetico fossero stati realizzati in modo conforme alle disposizioni dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, alle *Linee guida* di cui alla delibera n. 103/03, alle schede tecniche nn. 1, 13a e 14 di cui alla delibera 27 dicembre 2002, n. 234/02; nonché, in particolare, di verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto ai fini della certificazione dei risparmi energetici conseguiti.

Le verifiche ispettive sui progetti di risparmio energetico hanno interessato una grande impresa di distribuzione gas e due piccole ESCO (*Energy Service Company*) o società di servizio energia.

Per una grande impresa di distribuzione gas le verifiche, effettuate sia con sopralluogo sugli impianti sia con la visione di documenti, hanno permesso di accertare la corretta compilazione e la pertinenza delle richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici, presentati dalla medesima impresa.

Per una piccola ESCO le verifiche, effettuate con la visione di documenti, hanno evidenziato criticità tali da portare all'annullamento dell'intervento o al ridimensionamento delle quantità di Titoli di efficienza energetica di cui era stata richiesta la rendicontazione.

Per l'altra piccola ESCO è attualmente in corso la valutazione dell'esito della verifica ispettiva da parte degli Uffici competenti.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.12.

TAV. 6.12

Verifiche ispettive nei confronti di soggetti titolari di progetti di risparmio energetico
Aprile - Luglio 2008

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande di distribuzione gas	Verifica sia della realizzazione dei progetti di risparmio energetico in modo conforme ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e alle *Linee guida* di cui alla delibera n. 103/03, sia della correttezza e veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto	Verificata la corretta compilazione e la pertinenza delle richieste di verifica e di certificazione
2 piccole ESCO	Verifica sia della realizzazione dei progetti di risparmio energetico in modo conforme ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e alle *Linee guida* di cui alla delibera n. 103/03, sia della correttezza e veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto	Verificate criticità per una piccola ESCO Esiti in corso di valutazione per una piccola ESCO

(A) Grande impresa: impresa con un volume di ricavi superiore a 200 milioni di euro; media impresa: impresa con un volume di ricavi compreso tra 50 e 200 milioni di euro; piccola impresa: impresa con un volume di ricavi inferiore a 50 milioni di euro.

Verifiche ispettive nei confronti di distribuzione e di vendita del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi

Nel periodo aprile-giugno 2008 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 18 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 4 dicembre 2007, n. 302/07, nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi (coefficiente K), a completamento della campagna di 33 ispezioni avviata nel gennaio 2008.

Le ispezioni avevano lo scopo di verificare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale delle delibere 28 dicembre 2000, n. 237/00, 12 dicembre 2002, n. 207/02, 4 dicembre 2003, n. 138/03, 29 luglio 2004, n. 138/04, 29 settembre 2004, n. 170/04 e 6 giugno 2006, n. 108/06, con particolare riferimento alla disciplina prevista per il coefficiente di correzione dei volumi.

Le verifiche ispettive si sono rese necessarie a seguito di quanto emerso dall'attività istruttoria, avviata con delibera 1 giugno 2007, n. 124/07 e conclusa dalla delibera 18 settembre 2007, n. 227/07, 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 sopralluoghi sulla corretta applicazione del coefficiente di correzione dei volumi K hanno riguardato, nel periodo aprile-giugno 2008, 18 imprese delle 33 individuate con la delibera n. 302/07, tra cui 2 grandi aziende di distribuzione gas, 4 grandi aziende di vendita gas, 2 medie aziende di distribuzione gas, 7 medie aziende di vendita gas, una piccola impresa di distribuzione gas e 2 piccole aziende di vendita gas.

Nel corso delle 33 ispezioni è emerso che 2 medie e 2 grandi aziende di vendita gas avevano applicato, ad alcuni dei propri clienti, coefficienti K superiori a quelli corretti.

L'Autorità ha pertanto avviato, nei confronti delle suddette imprese di vendita, 4 istruttorie formali ai fini sanzionatori, e contestualmente ha intimato alle stesse di applicare gli esatti valori del coefficiente K e di provvedere ai conguagli in favore dei clienti finali. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 6.13.

TAV. 6.13

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita del gas naturale in materia di applicazione del coefficiente di correzione dei volumi

Aprile - Giugno 2008

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
10 grandi, 4 medie e una piccola nel periodo gennaio-marzo 2008 6 grandi, 9 medie, 3 piccole nel periodo aprile-giugno 2008	Verifica della 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	Avviate istruttorie formali nei confronti di 2 medie e 2 grandi imprese di vendita del gas per applicazione ad alcuni dei propri clienti di coefficienti di correzione dei volumi difformi da quelli a esse comunicati dalle rispettive imprese di distribuzione

(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 operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta in merito al rispetto del divieto di traslazione, sui prezzi al consumo, della "Robin Tax"

Il decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (convertito nella legge n. 133/08), recante *Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria*, ha assegnato all'Autorità il compito di vigilare sul divieto di traslazione della maggiorazione Ires, c.d. "Robin Tax", sui prezzi al consumo, posto a carico dei soggetti individuati all'art. 81, comma 16, del decreto stesso, per evitare che le imprese adottino condotte idonee a eludere il divieto e a comprometterne la finalità di tutela dei consumatori (per un approfondimento si veda di seguito nel presente capitolo).

Al fine di dare concreta attuazione a tali disposizioni, l'Autorità ha emanato la delibera ARG/com 91/08 che ha disposto l'invio, da parte degli operatori soggetti alla maggiorazione Ires, dell'ultimo bilancio di esercizio disponibile nonché, ove possibile, delle relazioni trimestrali e semestrali del primo semestre 2008 e dei documenti di budget relativi all'anno 2008; inoltre, i medesimi operatori dovevano inviare all'Autorità una dichiarazione con i valori dei margini operativi lordi unitari relativi a ciascun prodotto dei settori di cui all'art. 81, comma 16, del decreto legge n. 112/08, riferiti sia all'anno 2007 sia al primo semestre 2008.

Nel periodo gennaio-marzo 2009 il personale dell'Autorità, con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, ha svolto 10 verifiche ispettive, ai sensi della delibera 15 dicembre 2008, VIS 111/08, nei confronti di operatori che non avevano trasmesso la documentazione richiesta con la delibera ARG/com 91/08.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di individuare le motivazioni del mancato invio all'Autorità dei documenti e di acquisire i dati contabili rilevabili dall'ultimo bilancio d'esercizio. Le ispezioni hanno interessato 3 imprese (una grande, una media e una piccola) dei settori elettrico e gas e 7 imprese (una grande e 6 medie) del settore dei prodotti petroliferi.

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 6.14.

TAV. 6.14

Verifiche ispettive nei confronti di operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta in merito al divieto di traslazione sui prezzi al consumo della "Robin Tax"

Gennaio 2009 - Marzo 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande, una media e una piccola del settore energia elettrica e gas Una grande e 6 medie del settore dei prodotti petroliferi	Verifica delle motivazioni del mancato invio dei documenti di cui al punto 1 della delibera ARG/com 91/08 e acquisizione di dati contabili rilevabili dall'ultimo bilancio d'esercizio	Esiti in corso di valutazione

(A) Grande impresa: impresa con un volume di ricavi superiore a 200 milioni di euro; media impresa: impresa con un volume di ricavi compreso tra 50 e 200 milioni di euro; piccola impresa: impresa con un volume di ricavi inferiore a 50 milioni di euro.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione e di vendita del gas in materia di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Nel mese di marzo 2009 sono state effettuate, da personale dell'Autorità con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 2 verifiche ispettive, nell'ambito del programma disposto dalla delibera 19 gennaio 2009, VIS 2/09, che ne prevede in totale 6, nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita del gas naturale.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione dei dispositivi relativi alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale adottati con delibera n. 138/04.

Le verifiche ispettive hanno interessato 2 medie aziende di distribuzione.

Le ispezioni sono state effettuate per mezzo della visione e acquisizione di elementi documentali e informativi relativi, in particolare, al Codice di rete, alle richieste di accesso al servizio di distribuzione per attivazione o sostituzione della fornitura e alla rilevazione dei prelievi presso i punti di riconsegna.

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 6.15.

TAV. 6.15

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti le attività di distribuzione e di vendita in merito alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale

Marzo 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
2 medie imprese di distribuzione	Verifica della corretta applicazione dei dispositivi relativi alle garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale	Esiti 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.

Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica

Nel periodo gennaio-marzo 2009 sono stati effettuati, dai militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, 26 controlli documentali nei confronti di altrettante società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica, ai sensi della delibera 29 dicembre 2008, VIS 115/08. Tale delibera prevede anche lo svolgimento di verifiche ispettive con sopralluogo presso le società di vendita di energia elettrica sul mercato libero.

I controlli documentali hanno lo scopo di accertare l'effettiva esistenza del possesso, da parte dei venditori, dei requisiti per l'iscrizione all'elenco di società qualificate per la vendita di energia elettrica ai clienti finali, domestici e non domestici, connessi in bassa tensione, del mercato libero dell'elettricità. Tale elenco è stato istituito con la delibera 11 giugno 2007, n. 134/07, che definisce, in modo dettagliato, i requisiti obbligatori fondamentali per l'iscrizione e la permanenza nello stesso.

L'attività di controllo documentale è attualmente in corso.

In particolare, l'accertamento si svolge tramite l'esame dei documenti trasmessi dalle società, nonché per mezzo di visure anagrafiche e/o camerali, al fine di riscontrare la corrispondenza tra quanto autocertificato dalle imprese e quanto invece effettivamente risultante.

Le verifiche ispettive con sopralluogo hanno lo scopo di accertare l'eventuale sussistenza, in capo al venditore, di cause di cancellazione automatica previste dall'art. 10 dell'Allegato A alla delibera n. 134/07, che si possono riscontrare solo successivamente alla data di iscrizione all'elenco (per esempio, il mancato invio dei bilanci di esercizio redatti secondo gli schemi di *unbundling* previsti dall'Autorità; il mancato invio di informazioni richieste nell'ambito di istruttorie sui mercati al dettaglio; le violazioni delle disposizioni in materia di vendita o del Codice di condotta commerciale).

L'elenco dei controlli documentali effettuati è riportato in dettaglio nella tavola 6.16.

TAV. 6.16

Controlli e verifiche ispettive nei confronti di società iscritte all'elenco venditori del mercato libero dell'energia elettrica

Gennaio - Marzo 2009

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
26	Verifica dell'esistenza del possesso dei requisiti e il rispetto degli obblighi previsti per l'iscrizione all'elenco venditori	Attività di controllo documentale attualmente in corso

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 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 Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi della delibera 22 aprile 2004, n. 60/04.

La Cassa conguaglio per il settore elettrico 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 2009 risultano effettuate ispezioni su 111 impianti, per una potenza installata complessiva di circa 8.800 MW, per il 45% circa costituita da impianti assimilati (Tav. 6.17).

Dal punto di vista della tipologia del trattamento incentivante riconosciuto, le verifiche ispettive hanno riguardato i seguenti segmenti:

- 48 impianti assimilati, per una potenza installata pari a circa 4.000 MW, dei quali 25 impianti titolari di convenzioni di cessione destinata CIP6, 5 impianti con convenzioni ex provvedimento CIP n. 34/90 e 18 impianti con cessioni di eccedenze. Di questi, 21 impianti, per una potenza complessiva pari a 2.455 MW, hanno richiesto anche il riconoscimento della condizione di cogenerazione ai sensi della delibera 19 marzo 2002, n. 42/02;
- 37 impianti cogenerativi, per una potenza pari a circa 4.360 MW;
- 26 impianti rinnovabili, per una potenza pari a circa 500 MW, di cui 12 alimentati a biomasse, 11 a RSU, 2 a biogas, oltre a un impianto eolico.

Il programma di verifiche ispettive sugli impianti di produzione incentivati, teso ad accertare la sussistenza dei presupposti in base ai quali gli impianti hanno usufruito di benefici e contributi incentivanti, prevedeva un obiettivo iniziale 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 Cassa conguaglio per il settore elettrico: nel periodo 1 aprile 2008 – 31 marzo 2009 la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha potuto effettuare verifiche, tramite sopralluogo, solo su 6 impianti, per complessivi 1.700 MW, a fronte di 105 impianti sottoposti a verifica nelle due annualità precedenti.

Gli accertamenti finora conclusi hanno consentito di avviare le procedure per il recupero amministrativo di circa 156 milioni di euro, di cui circa 79 connessi con importi indebitamente percepiti da impianti assimilati CIP6 e 77 relativi al mancato acquisto di certificati verdi per impianti che non sono risultati cogenerativi.

Dei 156 milioni di euro, circa 70 sono già stati versati dai soggetti sottoposti agli accertamenti, 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), ulteriori 55 sono tuttora in corso di recupero, subordinatamente agli esiti dell'inevitabile azione di contenzioso intentato dalle parti, mentre la parte restante (31 milioni di euro) è stata oggetto di riesame e non più recuperabile.

Tali recuperi, a valle degli inevitabili seguiti di contenzioso, sono destinati a generare effetti anche con riferimento alle produzioni degli anni successivi a quelli oggetto di accertamento e per tutta la durata delle convenzioni pluriennali di cessione destinata, contribuendo così 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 Cassa conguaglio per il settore elettrico 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 Cassa conguaglio per il settore elettrico

Gennaio 2005 - 31 marzo 2009

	IMPIANTI			DI CUI ANCHE COGENERATIVI		
	NUMERO	MW	%	NUMERO	MW	%
Assimilati CIP6	25	3.191		10	2 126	
Assimilati ex CIP n. 34/90	5	532		3	237	
Assimilati eccedenze	18	288		8	92	
TOTALE ASSIMILATI	**48**	**4.011**	**45,3%**	**21**	**2.455**	
Cogenerativi puri	37	4.359				
TOTALE COGENERATIVI	**37**	**4.359**	**49,2%**	**58**	**6.814**	**77,0%**
Biomasse	12	201				
Biogas	2	7				
Eolico	1	22				
RSU	11	253				
TOTALE RINNOVABILI	**26**	**482**	**5,4%**			
TOTALE	**111**	**8.852**	**100,0%**			

Vigilanza sulla "Robin Tax"

Nel 2008 all'Autorità è stato affidato un nuovo e complesso compito di vigilanza connesso con l'applicazione della c.d. "Robin Tax". Si tratta della vigilanza che, in base alle disposizioni di cui all'art. 81, comma 16 e seguenti, del decreto legge n. 112/08, convertito con modificazioni nella legge n. 133/08, l'Autorità è chiamata a svolgere per verificare che gli operatori economici gravati dalla maggiorazione dell'imposta sul reddito delle società (Ires) non abbiano traslato l'onere fiscale posto a loro carico sui prezzi al consumo (vedi il riquadro seguente).

Legge 6 agosto 2008, n. 133

Per comodità del lettore riportiamo di seguito i punti salienti del testo della legge n. 133/08 *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, recante disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria.*

Art. 81.

16. In dipendenza dell'andamento dell'economia e dell'impatto sociale dell'aumento dei prezzi e delle tariffe del settore energetico, l'aliquota dell'imposta sul reddito delle società di cui all'art. 75 del Testo unico delle imposte sui redditi, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, e successive modificazioni, è applicata con una addizionale di 5,5 punti percentuali per i soggetti che abbiano conseguito nel periodo di imposta precedente un volume di ricavi superiore a 25 milioni di euro e che operano nei settori di seguito indicati:

a) ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi;
b) raffinazione petrolio, produzione o commercializzazione di benzine, petroli, gasoli per usi vari, oli lubrificanti e residuati, gas di petrolio liquefatto e gas naturale;
c) produzione o commercializzazione di energia elettrica.

Nel caso di soggetti operanti anche in settori diversi da quelli di cui alle lettere a), b) e c), la disposizione del primo periodo si applica qua-

lora i ricavi relativi ad attività riconducibili ai predetti settori siano prevalenti rispetto all'ammontare complessivo dei ricavi conseguiti. La medesima disposizione non si applica ai soggetti che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e di fonte solare-fotovoltaica o eolica.

16*bis* (*omissis*)

16*ter* (*omissis*)

17. In deroga all'art. 3 della legge 27 luglio 2000, n. 212, la disposizione di cui al comma 16 si applica a decorrere dal periodo di imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007.

18. È fatto divieto agli operatori economici dei settori richiamati al comma 16 di traslare l'onere della maggiorazione d'imposta sui prezzi al consumo. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas vigila sulla puntuale osservanza della disposizione di cui al precedente periodo. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas presenta, entro il 31 dicembre 2008, una relazione al Parlamento relativa agli effetti delle disposizioni di cui al comma 16.

La novità del compito affidato risiede nel fatto che la vigilanza è estesa anche a operatori attivi nella produzione, raffinazione e commercializzazione dei prodotti petroliferi, cioè a un settore per il quale l'Autorità stessa, pur rilevandone costantemente le dinamiche generali, non aveva finora avuto competenze istituzionali.

La complessità è legata alla natura del compito affidato, in quanto lo stesso:

- deve esplicarsi nell'analisi dei comportamenti economici attuati dagli operatori economici interessati, attraverso una verifica di possibili condotte illecite messe in atto per eludere il divieto di traslare l'addizionale Ires sui prezzi al consumo;
- richiede un'azione puntuale e costante nel tempo, che, per l'analisi dei principali aspetti economici, coinvolge l'esercizio economico-finanziario precedente l'applicazione della maggiorazione d'imposta (2007), quello inciso dall'introduzione della nuova normativa fiscale (2008) e, a seguire, i periodi di imposta successivi.

Né la novità, né la complessità del compito hanno però impedito che lo stesso venisse immediatamente e pienamente affrontato dall'Autorità con i necessari interventi di carattere regolatorio, organizzativo e istruttorio, che hanno impegnato l'intera seconda parte del 2008; in particolare sono stati realizzati:

- un primo intervento di vigilanza, attuato con la delibera ARG/com 91/08, adottata a ridosso dell'emanazione del decreto legge; con questa delibera l'Autorità ha, tra l'altro, disposto la costituzione di un flusso di informazioni e di dati da parte degli operatori e previsto la costituzione al suo interno di strumenti organizzativi atti ad assicurare l'efficace esercizio della vigilanza, quali:
  - un Gruppo di lavoro, ai cui componenti, scelti tra funzionari e dirigenti dell'Autorità, rappresentanti della Guardia di Finanza, esperti e rappresentanti di altre amministrazioni, incluso il mondo accademico e universitario, è stato affidato il compito di formulare proposte per la definizione di metodi di analisi e di controllo;
  - un Nucleo operativo, formato da funzionari dell'Autorità e da personale della Guardia di Finanza, con compiti di collaborazione con il Gruppo di lavoro in tema di coordinamento delle attività, di acquisizione e di analisi della documentazione;
- un censimento degli operatori (che ha presentato particolari difficoltà per la non completezza delle banche dati disponibili) e un esame dei sistemi di monitoraggio dei

prezzi presenti presso istituzioni pubbliche. Questi ultimi soltanto in alcuni casi sono risultati in grado di fornire elementi utili all'obiettivo da raggiungere;

- un procedimento per la consultazione degli operatori che è culminato nella predisposizione del documento 25 settembre 2008, DCO 31/08, al quale un certo numero di operatori ha partecipato fornendo risposte e proposte, nella maggior parte dei casi recepite;
- la definizione di un primo livello di vigilanza attraverso l'adozione della delibera 11 dicembre 2008, VIS 109/08 (per le sue principali disposizioni vedi il riquadro "Linee principali delle verifiche disposte dalla delibera VIS 109/08").

Linee principali delle verifiche disposte dalla delibera VIS 109/08

Di seguito vengono presentate le linee principali delle verifiche disposte dalla delibera VIS 109/08 *Criteri e modalità di verifica del rispetto del divieto di traslazione della maggiorazione di imposta di cui all'art. 81, comma 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito con modificazioni in legge 6 agosto 2008, n. 133.*

Art. 3 *Bilancio d'esercizio e bilancio consolidato*
Entro 30 giorni dalla data di approvazione del bilancio d'esercizio, gli operatori devono inviarne copia all'Autorità unitamente all'eventuale bilancio consolidato.
Nella nota di trasmissione gli operatori devono indicare l'importo corrispondente all'addizionale di cui all'art. 81, comma 16, del decreto legge n. 112/08.

Art. 4. *Verifiche sui dati contabili*
I dati vengono forniti con cadenza semestrale a partire dall'anno 2007; si tratta dei dati relativi ai costi e ai ricavi a livello di singolo prodotto o di famiglie di prodotti omogenei.
In merito alle variazioni positive del margine di contribuzione semestrale ciascuna società è tenuta a dare adeguata motivazione.
Questo adempimento non è richiesto agli operatori che commercializzano energia elettrica o gas il cui volume di vendita ai clienti in regime di maggior tutela e salvaguardia rappresenta almeno l'80% del totale.

Art. 5. *Ulteriori modalità di verifica*
Le compagnie petrolifere e le società petrolifere commerciali, che rientrano nel campione statistico "Prezzo Italia", di cui alla rilevazione effettuata dal Ministero dello sviluppo economico, in alternativa all'invio dei dati contabili, possono trasmettere gli stessi dati su prezzi e vendite inviati a detto ministero. L'invio è previsto con cadenza trimestrale e i prezzi devono essere forniti al netto e al lordo delle imposte.
Nel caso in cui i suddetti soggetti commercializzino anche prodotti non rientranti tra quelli della rilevazione ministeriale, gli stessi devono produrre una dichiarazione per attestare il valore percentuale del ricavo ottenuto da detti prodotti rispetto al ricavo complessivo, precisando altresì quale parte percentuale di detto ricavo è attinente a prodotti commercializzati in esito a gara pubblica.
In merito alle variazioni positive, a livello trimestrale, dello "stacco" del singolo operatore rispetto allo "stacco UE" (euro zona) e rispetto ai corrispondenti trimestri precedenti all'entrata in vigore del decreto legge n. 112/08, ciascuna società è tenuta a dare adeguata motivazione.

Art. 6. *Ispezioni*
Per lo svolgimento delle attività ispettive l'Autorità può richiedere la collaborazione della Guardia di Finanza ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo n. 68/01 e del relativo Protocollo di intesa.

Le delibere ARG/com 91/08 e VIS 109/08 sono state impugnate avanti al TAR della Lombardia da operatori dei tre settori energetici, con prevalenza di appartenenti al settore petrolifero. Queste impugnative hanno fatto seguito alla resistenza a ottemperare alle richieste dell'Autorità che gli operatori hanno manifestato sin dall'inizio, avendo intravisto nell'attività di vigilanza una forma di controllo dei margini operativi, a loro avviso invasiva, trattandosi di settori da tempo liberalizzati (quello petrolifero) o in fase di completamento della liberalizzazione (quelli dell'energia elettrica e del gas).

Tale timore è però infondato; l'Autorità ha infatti sempre considerato il compito di vigilanza affidatogli dalla legge non come un potere di ingerenza nelle scelte economiche degli operatori, ma unicamente come un intervento di analisi a posteriori dei dati economici rilevanti di ciascuna impresa, al fine di verificare la linearità e la correttezza dei loro comportamenti in relazione al divieto di non traslazione della maggiorazione d'imposta.

Il TAR della Lombardia, con ordinanza del 5 febbraio 2009, ha parzialmente accolto la domanda di sospensione della delibera VIS 109/08, sospendendo unicamente l'efficacia dell'art. 2 della stessa e cioè della disposizione che impone agli operatori l'invio di una dichiarazione che attesti di aver adottato e attuato decisioni e disposizioni gestionali dirette a escludere la possibilità di traslazione sui prezzi al consumo della maggiorazione d'imposta.

Anche in questo caso è da rilevare che la predetta disposizione non trae origine dall'intenzione dell'Autorità di imporre agli operatori interessati un adempimento estraneo e aggiuntivo, ma unicamente dall'obiettivo di recepire assicurazioni dei provvedimenti interni che le società dovevano adottare per adeguarsi al disposto del decreto legge.

Come noto, la questione della legittimità della dichiarazione, quale quella dell'intero sistema di vigilanza posto in essere con le delibere dell'Autorità, è stata impugnata presso il TAR ed è in attesa di sentenza.

È importante aggiungere che successivamente all'emanazione della delibera VIS 109/08 l'Autorità ha adottato una serie di iniziative, dirette a rendere quanto più agevole lo svolgimento da parte degli operatori degli adempimenti loro richiesti, tra le quali si segnalano:

- la pubblicazione sul proprio sito Internet delle "istruzioni" circa la portata della legge e circa i possibili quesiti relativi alle disposizioni della delibera, articolandole sotto forma di domanda e risposta; questo strumento può essere continuamente aggiornato e integrato in funzione di nuove esigenze, che fossero manifestate dagli operatori stessi;
- la messa a disposizione degli operatori di un "sistema informativo" che consente a quelli accreditati di inviare *on line* i dati e le informazioni richiesti; il sistema, che prevede l'accesso attraverso l'inserimento della partita IVA della società (username) e di una password comunicata dall'Autorità, è congeniato in modo da condurre l'utente un adempimento dopo l'altro, evitando la possibilità di errori e/o incongruenze.

L'Autorità, come stabilito dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, ha presentato al Parlamento una Relazione sull'attività svolta in materia fino al 31 dicembre 2008, pubblicata sul sito dell'Autorità.

I primi risultati dell'attività di vigilanza dell'Autorità sono attesi dopo il primo semestre del 2009, quando saranno stati acquisiti i dati richiesti con la delibera VIS 109/08 e quando saranno state comunicate le risultanze ufficiali dei bilanci dell'esercizio contabile 2008.

Con la delibera 111/09 è stato inoltre avviato un primo programma di verifiche ispettive, in collaborazione con la Guardia di Finanza, presso le imprese (3 per il settore dell'energia elettrica e gas e 7 per il settore petrolifero) che, nonostante i ripetuti solleciti, non hanno trasmesso i dati richiesti con la delibera ARG/com 91/08.

Istruttorie formali e sanzioni

Anche nel 2008 l'esercizio della funzione sanzionatoria dell'Autorità si intensifica, secondo una tendenza registrata negli ultimi anni, e assume un rilievo sempre più centrale in coerenza con l'obiettivo strategico dell'Autorità di vigilare sulla corretta applicazione della normativa da parte dei soggetti regolati. La maturità della regolazione nel settore energetico giustifica infatti interventi volti a garantire l'effettivo rispetto delle norme da parte degli operatori a essa soggetti.

La centralità della funzione repressiva è peraltro evidenziata dall'adozione, nel corso dell'anno, delle *Linee guida sull'applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie* (delibera 2 ottobre 2008, ARG/com 144/08). Con tale documento l'Autorità ha ritenuto opportuno, al fine di assicurare la trasparenza e la coerenza delle proprie decisioni, orientare la propria discrezionalità sulla quantificazione delle sanzioni (che l'Autorità può irrogare per violazione dei propri provvedimenti, rifiuto da parte degli esercenti di fornire le informazioni richieste, non veridicità delle informazioni rese) entro un quadro chiaro, non discriminatorio e finalizzato agli obiettivi a essa affidati dalla legge, tenuto conto della prassi amministrativa e degli orientamenti giurisprudenziali sinora formatisi. Le *Linee guida* si ispirano a due principi:

- le sanzioni pecuniarie devono avere un carattere afflittivo tale da assicurare il necessario effetto dissuasivo nei confronti sia dell'impresa sanzionata, sia della generalità degli altri operatori;
- l'obiettivo del miglioramento delle condizioni dei mercati regolamentati deve prevalere sull'interesse all'irrogazione di una sanzione di elevato importo (la sanzione può arrivare a un massimo edittale pari a circa 150 milioni di euro).

Pertanto, in applicazione dell'art. 11 della legge 24 novembre 1981, n. 689, le *Linee guida* prevedono che l'Autorità possa tener conto, ove le ritenga meritevoli di apprezzamento, delle iniziative che l'impresa sottoposta a procedimento sanzionatorio voglia assumere per il miglioramento delle condizioni dei mercati regolamentati.

Il carico dei procedimenti gestiti nel 2008 conferma la tendenza incrementale registrata negli ultimi anni: infatti si attesta a 109 procedimenti (che salgono a 193 se si considerano gli 84 procedimenti non avviati né conclusi nel 2008, ma la cui istruttoria è avanzata nel corso dell'anno) contro i 168 del 2007 (ma questo dato era enfatizzato dai procedimenti relativi al settore della misura del gas, ove l'Autorità, come vedremo, aveva intrapreso una massiccia azione di verifica puntuale delle inadempienze riscontrate a seguito di un'istruttoria conoscitiva avviata nell'estate di due anni fa). L'aumento si riscontra indubbiamente nel numero dei procedimenti conclusi (56 nel 2008 contro i 45 nel 2007 e i 48 nel 2006), ma anche in quello dei procedimenti avviati (53 nel 2008 contro i 40 nel 2006) se si considera che pure il numero degli avvii del 2007, pari a 123, era enfatizzato dalle ragioni appena dette.

Fra i procedimenti conclusi, 38 sono culminati con l'accertamento delle responsabilità dei soggetti intimati, mentre per gli altri 18 l'Autorità ha accertato, anche in esito al contraddittorio sviluppatosi nell'ambito delle relative istruttorie, l'insussistenza delle violazioni contestate. Questo, unitamente alla preferenza accordata al miglioramento delle condizioni dei mercati rispetto a un approccio puramente repressivo, spiega l'ammontare relativamente ridotto delle sanzioni complessivamente irrogate, pari a circa 6.650.000 €.

Sotto il profilo qualitativo la gestione dei procedimenti avviati o conclusi nel corso dell'anno consente di ricondurre le violazioni contestate e le condotte devianti ai macroprofili di seguito analizzati.

Violazione delle esigenze di sicurezza del sistema

Con riferimento all'incolumità pubblica, l'Autorità ha sanzionato 4 imprese distributrici di gas naturale per violazione delle

disposizioni in materia di pronto intervento. Queste disposizioni impongono agli esercenti di attivare recapiti telefonici dedicati esclusivamente al pronto intervento, di comunicarli tempestivamente in forma scritta ai venditori operanti sul loro territorio per la dovuta informazione ai clienti finali, di dotarsi di strumenti che assicurino la registrazione in modo cronologicamente consequenziale e inalterabile delle chiamate telefoniche di pronto intervento e di registrare la data e l'ora di inizio della chiamata telefonica per pronto intervento, nonché la data e l'ora di arrivo, sul luogo di chiamata, del personale a ciò incaricato.

Inoltre, sempre con riguardo all'incolumità pubblica, ma sotto il profilo della sicurezza della rete, una delle predette imprese distributrici è stata altresì sanzionata per avere violato disposizioni dirette a garantire il controllo di un'efficace odorizzazione del gas distribuito e di quelle volte ad assicurare il mantenimento in sicurezza ed efficienza delle reti mediante la protezione catodica e un'adeguata registrazione dei dati impiantistici; un'altra per non avere osservato le disposizioni dirette ad assicurare che gli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza gas siano effettuati da personale tecnico qualificato.

Sempre in materia di pronto intervento si è concluso, con l'irrogazione di sanzione, il procedimento avviato nei confronti di una società per inosservanza, nel 2006, del predetto obbligo. La condotta della società è stata ritenuta grave in quanto idonea a mettere a rischio la sicurezza del servizio di distribuzione e l'incolumità delle persone e delle cose. Nello stabilire l'entità della sanzione è stato però riconosciuto che la società si è adoperata affinché tutte le richieste di intervento fossero evase, seppure con ritardo, adottando alcune misure per fronteggiare la situazione di emergenza.

L'Autorità ha poi avviato una istruttoria formale nei confronti di 3 società per aver violato, nel 2007, l'obbligo per le imprese di distribuzione del gas di intervenire sul luogo della richiesta entro 60 minuti, per almeno il 90% delle chiamate di pronto intervento. L'istruttoria è stata avviata sulla base dell'analisi dei dati di sicurezza comunicati dalle imprese e delle successive verifiche effettuate dall'Autorità, che evidenziavano persistenti anomalie nel rispetto dell'obbligo di pronto intervento.

Un altro gruppo di violazioni attiene a disposizioni in materia di dati di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica. L'Autorità ha avviato e concluso, con l'irrogazione di sanzioni, 2 istruttorie formali nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di energia elettrica per violazione degli obblighi di corretta registrazione, elaborazione e comunicazione delle interruzioni nell'alimentazione di energia elettrica nell'anno 2006.

Sempre in materia di dati di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica (relativi all'anno 2007), l'Autorità ha altresì avviato 2 ulteriori istruttorie formali nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di energia elettrica, contestando loro la non corretta registrazione di interruzioni e l'incompletezza della documentazione necessaria a verificare la correttezza delle registrazioni.

È stato, inoltre, avviato un procedimento relativo al servizio di fornitura di ultima istanza, istituito allo scopo di garantire ai clienti finali, segnatamente quelli di minori dimensioni, la continuità della fornitura di gas per quei clienti finali che si trovino senza un fornitore. Il procedimento mira in particolare ad accertare se detto servizio sia stato legittimamente attivato dal distributore a seguito della dedotta risoluzione del contratto di vettoriamento stipulato con il fornitore o se, invece, non ricorrendo i presupposti per l'attivazione della procedura di fornitura di ultima istanza, il fornitore uscente abbia illegittimamente omesso di comunicare al distributore alcuni dati a ciò necessari.

Violazione delle disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete

L'Autorità ha avviato un procedimento in merito a un rifiuto di accesso alla rete opposto da una società di distribuzione di gas naturale a un venditore nel 2004. L'avvio consegue sia al perdurare del rifiuto segnalato dal venditore interessato, sia all'annullamento del provvedimento sanzionatorio già irrogato dall'Autorità per la medesima violazione, nella parte in cui non considerava alcune circostanze attenuanti. I presupposti del provvedimento con cui al termine dell'istruttoria è stato prescritto alla società di distribuzione di consentire l'accesso al venditore sono stati valutati alla luce del nuovo quadro normativo in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, completato dall'Autorità con l'adozione del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione.

Inoltre, l'Autorità ha disposto il rinnovo di un procedimento, avente a oggetto una controversia tra un'impresa distributrice di energia elettrica e un cliente finale in materia di connessio-

ni e oneri di vettoriamento. Non si tratta di un procedimento sanzionatorio in quanto l'intervento dell'Autorità è diretto a risolvere tale controversia verificando eventuali condotte lesive dell'esercente nei confronti del cliente finale che emergano dai pregressi rapporti contrattuali riletti alla luce dalla sopravvenuta regolazione dell'Autorità. La rinnovazione è stata disposta anche perché erano emerse ulteriori esigenze di tutela del cliente finale in vista di una nuova connessione.

Da ultimo, l'Autorità, all'esito di un'istruttoria conoscitiva condotta nel 2007, ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di una società di distribuzione per violazione di disposizioni in materia di erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche.

Violazione della disciplina dei mercati dell'energia

È stato avviato un procedimento nei confronti di una impresa di coltivazione del gas naturale, tenuta per legge a cedere nel mercato regolamentato del gas i quantitativi di gas dovuti allo Stato, per violazione della disciplina dell'Autorità sulle condizioni economiche delle offerte formulabili da parte dei soggetti interessati all'acquisto. In particolare, alla società è stata contestata la previsione di prezzo minimo per l'ammissione delle offerte di acquisto, non previsto dalle disposizioni dell'Autorità al fine di incentivare la massima partecipazione al mercato.

Inoltre, l'Autorità ha avviato 13 procedimenti nei confronti di società che producono o importano energia elettrica per l'omesso acquisto dei certificati verdi cui le società erano tenute ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Violazione delle esigenze conoscitive dell'Autorità

Per quanto concerne l'obbligo di fornire all'Autorità dati veritieri, si è concluso un procedimento avviato nel 2007 nei confronti di un'impresa distributrice di gas naturale per una pluralità di violazioni tra cui quella in esame. In particolare, nel caso di specie sono emerse alcune discrepanze dal confronto fra il tabulato acquisito in sede di controllo in via sperimentale dei dati di qualità commerciale e i preventivi acquisiti in sede ispettiva.

Inoltre, per inosservanza, tra l'altro, del predetto obbligo, è stato avviato un procedimento nei confronti di un piccolo Comune i cui rappresentanti hanno reso, in risposta ai quesiti formulati durante l'esecuzione delle attività di accertamento, dichiarazioni che, a un successivo confronto con la documentazione acquisita durante l'accertamento medesimo, sono risultate non veritiere.

Si sono poi conclusi 17 procedimenti avviati nei confronti di imprese di distribuzione del gas naturale per l'omessa trasmissione di dati richiesti dall'Autorità per la verifica del rispetto della disciplina tariffaria. In 13 casi è stata accertata la responsabilità dei soggetti coinvolti, cui peraltro, trattandosi di esercenti di piccolissime dimensioni, sono state irrogate sanzioni del valore minimo previste dalla legge (per una somma complessiva pari a 335.696,92 €).

Si è infine concluso l'ultimo dei tre procedimenti avviati nel 2006 nei confronti di altrettante imprese elettriche minori che avevano omesso di trasmettere informazioni prescritte dalla disciplina *unbundling*, strumentali, tra l'altro, alla verifica della corretta gestione dei procedimenti di determinazione delle aliquote definitive delle relative integrazioni tariffarie. Diversamente dagli altri due casi (conclusi nel 2007), l'istruttoria ha accertato la responsabilità della società sottoposta al procedimento, aggravata dalla reiterazione della condotta per tre anni consecutivi.

Violazione della disciplina tariffaria o delle condizioni economiche di fornitura

Si è concluso il procedimento avviato nel 2007 nei confronti di un esercente il servizio di distribuzione di gas naturale per violazione delle previsioni relative ai procedimenti di approvazione delle proposte tariffarie, agli obblighi informativi a beneficio degli utenti nonché ai flussi informativi funzionali al monitoraggio da parte dell'Autorità delle modalità di svolgimento del servizio. L'istruttoria ha accertato la responsabilità dell'esercente che, per tutto il periodo in cui ha svolto il servizio, ha disatteso l'intera disciplina tariffaria dell'Autorità. Tuttavia, le particolari condizioni economiche in cui versava il soggetto – sottoposto a una procedura fallimentare – hanno reso opportuna l'adozione di una sanzione pari al minimo edittale per ciascuna delle violazioni riscontrate.

Si è inoltre concluso il procedimento avviato nel 2007 nei confronti di una società di vendita che non aveva applicato le condizioni economiche di fornitura definite dall'Autorità a tutela

dei clienti finali contrattualmente più deboli per il periodo decorrente dall'1 gennaio 2004. L'attività istruttoria ha indotto la società a restituire ai clienti finali le somme da questi indebitamente corrisposte. Di tale circostanza è stato tenuto conto nella quantificazione della sanzione che è stata ridotta a poco più di 100.000 €.

Sono stati avviati i procedimenti nei confronti di 2 Comuni siciliani per violazione della disciplina tariffaria in materia di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica e in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi.

Sono stati altresì avviati 2 procedimenti nei confronti di altrettanti esercenti il servizio di distribuzione di gas naturale per violazione delle disposizioni dell'Autorità relative alla corretta definizione degli ambiti tariffari.

Inoltre, a esito dell'istruttoria conoscitiva concernente, tra l'altro, l'applicazione del coefficiente di correzione dei volumi del gas naturale (coefficiente K), l'Autorità ha avviato istruttorie formali per contestare a 4 imprese di vendita l'applicazione, a danno dei clienti finali di minori dimensioni, di corrispettivi calcolati applicando detto coefficiente per un valore più elevato rispetto a quello utilizzato dal distributore e, se del caso, ordinare alle imprese che saranno riconosciute responsabili della violazione di restituire ai predetti clienti le somme da questi indebitamente versate.

L'Autorità ha anche avviato un procedimento per violazione della disciplina sulle tariffe di vendita dell'energia elettrica nel periodo luglio 2004 – giugno 2007. Si è contestato all'impresa, in particolare, di aver praticato ai clienti finali domestici opzioni tariffarie ulteriori domestiche non preventivamente sottoposte all'approvazione dell'Autorità, nonché di aver praticato ai clienti finali non domestici opzioni tariffarie ulteriori in violazione del divieto di applicarle agli stessi nel periodo di regolazione 2004-2007. Si è altresì contestato alla stessa impresa di aver presunto un tacito consenso degli utenti all'applicazione delle condizioni economiche biorarie per il servizio di maggior tutela definite dalla delibera 27 settembre 2007, n. 237/07, per la cui applicazione è invece prescritta l'esplicita richiesta degli utenti.

È stato inoltre avviato un procedimento nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas per non aver fornito, ai Comuni interessati all'aggregazione degli ambiti tariffari, le informazioni necessarie per valutare la convenienza e l'opportunità dell'operazione compiuta. In particolare, viene contestato alla società di non aver fornito alle amministrazioni interessate il calcolo dei vincoli sui ricavi condotto separatamente.

Da ultimo, sono stati avviati due procedimenti nei confronti di altrettante imprese di distribuzione e vendita di GPL, per violazione degli obblighi informativi e tariffari definiti dalle delibere n. 237/00 e 30 settembre 2004, n. 173/04. Si contesta alle imprese, in particolare, di non aver mai dato notizia all'Autorità delle località alimentate e di non aver mai sottoposto le proposte tariffarie all'approvazione dell'Autorità.

Violazione della disciplina sulla perequazione

Sono stati avviati procedimenti nei confronti di 2 Comuni per contestare, tra l'altro, il mancato rispetto delle disposizioni volte a garantire un efficace sistema di perequazione dei costi per la tutela dell'economicità e della redditività dei distributori.

Violazione della disciplina sul servizio di misura dell'energia elettrica

È stata avviata un'istruttoria nei confronti di un Comune per accertare, fra l'altro, la violazione delle disposizioni relative al servizio di misura. Nel caso di specie l'esercente non ha adempiuto all'installazione dei misuratori, cagionando un danno ai clienti finali costretti a provvedervi, né ha previsto particolari procedure per la scelta dei misuratori da installare e degli standard di qualità che i misuratori devono rispettare, con conseguente danno alla qualità del servizio svolto e potenziale danno all'efficienza del sistema elettrico.

Violazione delle garanzie di tutela commerciale dei clienti finali

Sono stati conclusi 4 procedimenti, avviati nel 2007 nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas naturale, per una pluralità di violazioni riguardanti la predisposizione di preventivi per l'esecuzione di lavori semplici, la disciplina degli appuntamenti personalizzati e la corresponsione di indennizzi automatici per mancato rispetto dei livelli specifici di qualità. Quasi tutte le sanzioni finali, per un ammontare complessivo di 851.645,68 €, sono state impugnate.

L'Autorità ha poi concluso un'istruttoria nei confronti di un venditore per non aver garantito, ai clienti che si trovino nelle condizioni di ottenere la 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), il diritto di essere informati proprio nella bolletta relativa al pagamento rateizzabile. In considerazione del fatto che il venditore si era già reso responsabile in passato di un'analoga violazione, l'Autorità ha irrogato una sanzione pari a 3.240.000,00 €.

Si è concluso un primo insieme di procedimenti avviati nel 2007 in esito all'istruttoria conoscitiva avente a oggetto l'applicazione del coefficiente di adeguamento della tariffe di distribuzione e fornitura del gas naturale alla quota altimetrica e alla zona climatica (coefficiente M). In particolare, sono stati chiusi 28 dei 43 procedimenti aventi a oggetto l'applicazione di un coefficiente M per valori più elevati rispetto a quelli definiti dall'Autorità. In 14 casi è stato accertato che le imprese coinvolte, sebbene avessero dichiarato il contrario nell'indagine conoscitiva, in realtà avevano correttamente applicato i provvedimenti dell'Autorità. Nei restanti casi, invece, è stata accertata la responsabilità delle società coinvolte che, peraltro, hanno tenuto una condotta di piena collaborazione restituendo ai clienti finali (nella quasi totalità dei casi) le somme da questi indebitamente versate. Inoltre, in seguito all'acquisizione di nuovi elementi sono stati avviati altri 2 procedimenti per la medesima violazione.

Oltre ai 66 procedimenti già avviati nel 2007 per violazione dell'obbligo di esporre in bolletta il coefficiente M applicato, è stato avviato un ulteriore procedimento nei confronti di un'altra società che ha successivamente ammesso la violazione.

In seguito a ulteriori approfondimenti della documentazione acquisita nell'ambito della predetta indagine conoscitiva, sono stati inoltre avviati 14 procedimenti per la possibile violazione della disciplina sul coefficiente di correzione dei volumi K, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione che, in luogo di questo coefficiente, hanno dichiarato di aver applicato ai clienti finali il diverso coefficiente di adeguamento tariffario M.

Infine, sono stati avviati 2 procedimenti per violazione degli obblighi di trasparenza connessi con il servizio telefonico commerciale nei confronti di altrettante imprese che, direttamente o per il tramite di società collegate, svolgono in maniera integrata il servizio di maggior tutela e l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato libero. A entrambe si contesta l'assenza, nel servizio telefonico commerciale, di un messaggio iniziale che chiarisca a quale mercato si riferiscono le informazioni fornite.

Contenzioso

L'analisi dei dati relativi alle decisioni rese fino al 31 marzo 2009 conferma la tendenza favorevole degli esiti del contenzioso.

Per i dati relativi al numero e agli esiti del contenzioso in tal periodo, si rinvia alle tavole 6.18 e 6.19, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 6.20, dalla quale si evince, in termini statistici, l'indicazione più significativa sull'elevata "resistenza" dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio giurisdizionale.

Di un totale di 3.362 delibere approvate dall'Autorità sin dalla sua istituzione (1997 – 31 marzo 2009), ne sono state impugnate 312, pari al 9,3% e ne sono state annullate, in tutto o in parte, 53, pari al 17% del totale delle delibere impugnate e all'1,6% di quelle adottate. In termini statistici, quindi, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta intorno al 98,4%.

TAV. 6.18

Esito del contenzioso dal 1997 al 2009

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	293	88	51
- di merito	449	180	133
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell'Autorità	129	104	26
- su appelli della controparte	73	19	22

Nell'anno 2008, il numero dei ricorsi è stato 131 per una media di 2,5 ricorsi per delibera impugnata (pari a 53, di cui 46 adottate nel 2008 e 7 adottate nel 2007). La delibera col maggiore numero di ricorsi di quest'anno è stata la delibera ARG/com 91/08, impugnata da 36 ricorrenti.

Nel primo trimestre del 2009, si è registrato un incremento del contenzioso rispetto al primo trimestre del 2008: sono stati presentati 59 ricorsi, a fronte dei 12 dell'anno precedente. Di questi 59 ricorsi, 18 sono avverso la delibera VIS 109/08, 10 avverso la delibera ARG/gas 159/08 e 8 avverso la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08. Uno solo è il provvedimento del 2009 impugnato ed è la delibera 27 gennaio 2009, VIS 5/09.

Dall'analisi delle pronunce depositate nel corso del 2008, possono trarsi utili indicazioni sull'ampiezza e i limiti dell'intervento regolatorio dell'Autorità nei settori liberalizzati, per quanto riguarda sia il mercato elettrico sia quello del gas.

In materia di disciplina delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale (delibera 29 marzo 2007, n. 79/07), il TAR Lombardia ha fatto propria l'affermazione già espressa dal Consiglio di Stato nella sentenza n. 4896/07 sulla delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04, secondo cui: «*Una normativa di liberalizzazione non è, infatti, incompatibile con quella previgente di carattere generale che miri a salvaguardare la concorrenza e gli interessi dell'utenza*» (TAR Lombardia, sentenze nn. 1873/08, 1874/08, 1875/08, 1876/08, 1877/08, 1878/08, 1879/08, 1880/08, 1881/08, 1882/08). Peraltro, con ordinanza n. 177/08 il medesimo giudice ha rimesso dinanzi alla Corte di Giustizia CE la seguente questione pregiudiziale (ex art. 234 Trattato CE): se l'art. 23 della Direttiva 2003/55/CE, disciplinante l'apertura del mercato del gas, debba essere interpretato nel senso che osti ai principi comunitari una norma nazionale la quale, dopo la data del 1° luglio 2007, mantenga ancora all'Autorità di regolazione nazionale il potere di definire prezzi di riferimento delle forniture di gas naturale ai clienti domestici.

È stato, inoltre, riconosciuto dal Consiglio di Stato il potere dell'Autorità di intervenire sulla disciplina del provvedimento CIP6 in materia di "iniziative prescelte" (delibera n. 249/06), con il conseguente annullamento delle precedenti sentenze sfavorevoli del TAR. In particolare il Consiglio di Stato ha ritenuto che «*l'aggiornamento del prezzo del gas non solo rientra tra i poteri attribuiti dall'Autorità, ma costituisce un atto dovuto*» (Consiglio di Stato, sentenze nn. 1279/08, 1291/08, 1278/08, 1275/08, 1288/08, 1286/08, 1283/08, 1292/08, 1290/08, 1277/08, 1287/08, 1281/08, 1276/08, 1280/08, 1289/08, 1293/08, 1284/08, 1282/08, 1285/08).

È stata ritenuta legittima, nelle sue linee essenziali, la regolazione in materia di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*, delibera n. 11/07). Il TAR Lombardia ha definito l'intervento regolatorio calibrato e proporzionato, ritenendo che l'intero impianto di regolazione posto in essere dall'Autorità si basi «*sull'imposizione di regole mirate a favorire e non a reprimere l'utile di impresa della singola società di rete appartenente a gruppi verticalmente integrati, proprio perché il comportamento societario principalmente temuto (che la separazione funzionale intende reprimere) è quello che penalizza la redditività dell'esercente, costringendo quest'ultimo a una "disciplina" di gruppo con privilegi di accessi alle infrastrutture per le sole imprese amiche e con sussidi incrociati che depauperano il suo fatturato*» (TAR Lombardia, sentenze nn. 381/08, 382/03, 383/08, 384/08, 385/08, 386/08, 387/08, 388/08, 389/08, 390/08, 391/08, 392/08, 393/08, 394/08, 395/08, 396/08, 397/08, 398/08, 399/08, 400/08, 401/08, 402/08).

Sul versante delle infrastrutture, la regolazione del servizio di

TAV. 6.19

Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2009

Dati disponibili al 31 marzo 2009 numero di ricorsi accolti (A), accolti in parte (AIP) o respinti (R)

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
ANNO	N. RICORSI (A)	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	131	2	-	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	59(N)	0	6	2	8	2	31	1	14(M)	1	0	14(M)	2
TOTALE	1273	88	51	293	180	133	449	104	26	129	19	22	73

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi presentati nell'anno di riferimento, anche nel caso di provvedimenti adottati l'anno precedente.
(B) Tutti ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2005, n. 298/05.
(C) Di cui 12 ricorsi avverso la medesima delibera 19 gennaio 2004, n. 20/04.
(D) Di cui 34 ricorsi avverso la medesima delibera 29 dicembre 2004, n. 248/04.
(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. 249/06.
(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.
(M) Decisioni rese su appelli congiunti dell'Autorità e delle controparti avverso sentenze TAR sulla delibera n. 11/07.
(N) Di cui 18 ricorsi avverso la delibera VIS 109/08 e 10 avverso la delibera ARG/gas 192/08.

dispacciamento è stata definita una prerogativa propria dell'Autorità, nell'esercizio dei poteri a essa conferiti dalla legge. Secondo il TAR «*è del tutto evidente che fra i servizi presi in considerazione dalle predette norme (art. 2, comma 12, della legge n. 481/95 e art. 3, comma 3, del DL n. 79/99) vi è anche il servizio di dispacciamento volto a garantire la sicurezza del sistema, e che pertanto in tale materia l'Autorità può intervenire emanando apposite direttive e prescrizioni dirette ad assicurare specifici livelli di qualità delle prestazioni rese nell'ambito di tale servizio*» (TAR Lombardia, sentenze nn. 5770/08, 5769/08, 5771/08, 5768/08, 5767/08, 5756/08, 5766/08). Con tali sentenze, il TAR Lombardia ha riconosciuto la legittimità dell'istituto delle unità essenziali, in quanto strumento di garanzia per un efficace espletamento del servizio di dispacciamento, poiché «*soprattutto in caso di rischio di gravi squilibri nel sistema, gli operatori potrebbero abusare della propria posizione e spingere il costo delle risorse essenziali per la sicurezza a costi anormalmente elevati, così determinando condizioni di criticità idonee a compromettere le stesse esigenze di sicurezza*».

Il Consiglio di Stato, invece, pur avendo espressamente riconosciuto all'Autorità il potere di regolazione delle unità di pompaggio (ex art. 3, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 e art. 1, comma 3, lettera a), della legge 23 agosto 2004, n. 239), ha ritenuto che l'esercizio di tale potere debba rispettare i limiti indicati dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (Consiglio di Stato, n. 200/08).

Nel 2008 sono state definite alcune importanti controversie in materia tariffaria. Con sentenza n. 49/08, il TAR ha riconosciuto il potere dell'Autorità, in quanto regolatore del relativo mercato, di subordinare il riconoscimento delle condizioni tariffarie favorevoli, ex art. 11, comma 11, legge 14 maggio 2005, n. 80, al rilascio, da parte dell'impresa interessata, di una garanzia fideiussoria, nelle more del procedimento avviato dalla Commissione europea per verificarne la compatibilità con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato (delibera

TAV. 6.20

Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2009

ANNO	DELIBERE EMESSE	DELIBERE IMPUGNATE	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	DELIBERE ANNULLATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	% RICORSI
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
2008	482	56	11,6	1	1,8	0,2	131
2009	124	1	0,8	0	0,0	0,0	59
TOTALE	3362	312	9,3	53	17,0	1,6	1.273

(A) Numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo.
(B) Numero di delibere annullate in tutto o in parte.
(C) Numero totale di ricorsi pervenuti, inclusi quelli plurimi.

25 giugno 2007, n. 145/07). L'Autorità, nell'esercizio dei poteri regolatori attribuitegli dalla legge, «*può discrezionalmente decidere, a garanzia del recupero degli ingenti importi, che l'anticipazione delle agevolazioni tariffarie impone a carico del sistema energetico e quindi dei consumatori, di subordinare l'applicazione dell'agevolazione stessa al rilascio di idonea garanzia, secondo lo schema della fideiussione o secondo altri modelli di garanzia conosciuti dalla prassi commerciale*» (TAR Lombardia, sentenza n. 49/08).

In materia di corrispettivi aggiuntivi per prestazioni già remunerate dalla tariffa di distribuzione, il TAR ha ritenuto che estrapolare talune prestazioni già remunerate dalla tariffa, affinché siano oggetto di autonomo corrispettivo, integri un comportamento contrario alla legge, cioè all'art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, che demanda all'Autorità la fissazione del tetto massimo della tariffa applicabile. Pertanto, «*la clausola in contrasto con il sistema tariffario delineato dall'Autorità deve essere qualificata come nulla, ex art. 1418 del Codice civile, in quanto viola la norma imperativa che impone il rispetto dello stesso e, quindi, delle indicazioni dell'Autorità, cui è demandato di individuare in concreto i parametri di riferimento della tariffa conforme a legge*» (TAR Lombardia, sentenza n. 323/08).

Sulla complessa questione relativa agli effetti del c.d. "caso Consiag", il TAR ha affermato che non è possibile configurare alcun diritto alla rideterminazione del Vincolo sui ricavi di distribuzione (VRD) delle imprese di distribuzione per effetto delle sentenze sul gruppo Consiag: «*Non può ritenersi che, a seguito dei giudicati amministrativi più volte citati (quelli del "caso Consiag"), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas avesse un dovere di rideterminazione tariffaria a carattere "vincolato", sì da imporre la configurazione in capo all'esercente di un vero e proprio "diritto soggettivo" alla rideterminazione*» (TAR Lombardia, sentenza n. 1326/08).

Infine, il TAR ha ritenuto legittima anche la delibera 22 settembre 2006, n. 203/06, che ha eliminato le fasce orarie dal corrispettivo TRAS della tariffa elettrica (TAR Lombardia, sentenza n. 219/08).

Il tema dei limiti dell'intervento del regolatore sull'autonomia contrattuale è stato affrontato dal Consiglio di Stato, che ha giudicato carente di fondamento legislativo l'estensione del diritto di recesso, a soggetti diversi dai consumatori per opera dall'art. 11, commi 3 e 4, della delibera 30 maggio 2006, n. 105/06. Il giudice di secondo grado ha ritenuto che l'eterointegrazione del contratto, per effetto dell'art. n. 1339 del Codice civile, possa operare solo per effetto di una disposizione legislativa e non di

un atto amministrativo (Consiglio di Stato, sentenza n. 566/08).

Nell'ambito dei procedimenti sanzionatori, il TAR ha affermato l'applicabilità dell'art. 14 della legge n. 689/81 ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità, ritenendo che, ai fini della tempestiva contestazione dell'illecito, debba tenersi conto di un ragionevole *spatium deliberandi*.

Secondo il giudice, il termine di 90 giorni entro cui l'Autorità deve provvedere alla notifica della contestazione, ai sensi dell'art. 14 della legge n. 689/81, è collegato dalla legge non alla data di commissione della violazione, ma al tempo di accertamento dell'infrazione: «*Come data di tale accertamento deve essere intesa non la notizia del fatto ipoteticamente sanzionabile nella sua materialità, ma l'acquisizione della piena conoscenza della condotta illecita, a sua volta implicante il riscontro, pure allo scopo di una corretta formulazione, della sussistenza e della consistenza dell'infrazione e dei suoi effetti. Ne discende la non commutabilità del periodo ragionevolmente occorso, ai fini dell'acquisizione e della delibazione degli elementi necessari per una matura e legittima formulazione della contestazione*» (TAR Lombardia, sentenza n. 6181/08).

In tema di pagamento in misura ridotta della sanzione (oblazione), il TAR ha negato la possibilità, per il soggetto che ha oblato, di ricorrere in sede giurisdizionale per contestare la propria responsabilità, sottolineando che «*per effetto del pagamento, seppure in forma ridotta, della sanzione, viene in parte salvaguardata la finalità di prevenzione propria della norma sanzionatoria e di conseguenza garantita l'effettività dell'applicazione delle prescrizioni che si assumono violate*» (TAR Lombardia, sentenza n. 320/08).

Più volte nel corso del 2008 il giudice amministrativo ha accertato la legittimità delle attività ispettive dell'Autorità.

In generale, il TAR Lombardia ha escluso che ai procedimenti di ispezione sia applicabile il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (*Regolamento recante disciplina delle procedure istruttorie dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*), perché le ispezioni sono soggette alla speciale disciplina procedimentale della delibera 14 dicembre 2004, n. 215/04 (TAR Lombardia, sentenza n. 265/08).

Inoltre, è stato affermato che le imprese sottoposte a ispezione non possono opporre, a propria discolpa, alcuna situazione di buona fede tutelabile per il solo fatto di non essere mai state destinatarie, in passato, di altre verifiche ispettive dell'Autorità. Peraltro, secondo il TAR, la legge non prevede un termine entro il quale le verifiche debbano essere effettuate; pertanto, la semplice accettazione da parte dell'Autorità delle autocertificazioni dell'impresa, nelle more delle attività di verifica e controllo dell'esattezza delle stesse, «*non può aver ragionevolmente indotto nella ricorrente la buona fede tutelata dall'art. 97 Cost*» (TAR Lombardia, sentenza n. 4029/08).

Infine, il fatto che un impianto rientri nelle c.d. "iniziative prescelte" previste dal provvedimento CIP6 non preclude l'applicazione della delibera n. 42/02 sul riconoscimento della cogenerazione, né garantisce di per sé il rimborso integrale degli oneri sostenuti per l'acquisto dei certificati verdi. Tale rimborso integrale, afferma il TAR, «*finirebbe per contraddire la stessa ratio del provvedimento CIP6, posto che sarebbero posti a carico dell'intero sistema elettrico i costi derivanti dalle inefficienze degli impianti ammessi ai benefici del CIP6, benefici che dovrebbero invece premiare le imprese meglio organizzate ed efficienti quanto al risparmio energetico e all'utilizzo di fonti energetiche non tradizionali*» (TAR Lombardia, sentenze nn. 265/08, 264/08, 263/08).

Il TAR ha anche espressamente chiarito che l'assenza di uno dei membri del Collegio non inficia la legittimità delle delibere assunte dall'Autorità. Nessuna norma di legge, afferma il TAR, prevede che l'Autorità debba deliberare con la totalità dei suoi membri.

L'Autorità, inoltre, non è un Collegio perfetto, in quanto la sua composizione non è strutturata in funzione della rappresentanza di esperienze o conoscenze diverse, ma in ragione della posizione di indipendenza dei suoi membri. Infine, la mancanza di membri supplenti conferma che non è necessaria una partecipazione totalitaria dei suoi membri (TAR Lombardia, sentenza n. 5197/08).

PAGINA BIANCA

7. Organizzazione, comunicazione e risorse

PAGINA BIANCA

Organizzazione e Piano strategico triennale

Nel corso del 2008, sul piano dell'organizzazione sono andate sempre più intensificandosi e consolidandosi le attività di pianificazione strategica e programmazione, di coordinamento interno tra Collegio e Direzioni, di relazioni esterne nazionali e internazionali, nonché di comunicazione.

Gli strumenti di pianificazione, programmazione e controllo strategico, già introdotti per assicurare una gestione ordinata ed efficace delle differenti attività da svolgere, sono risultati ormai collaudati e funzionali.

Al fine di assicurare la migliore organizzazione delle attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e, più specificamente, per consentire una più adeguata preparazione delle riunioni del Collegio e un loro più agevole svolgimento, è stato inoltre adottato, con delibera 11 dicembre 2008, GOP 57/08, un nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità. Con la prima delibera dell'anno, come da prassi ormai consolidata, l'Autorità ha predisposto e reso pubblico il proprio Piano strategico triennale 2009-2011. Tale strumento costituisce una vera e propria "agenda dei lavori" che delinea le iniziative più rilevanti e ne individua tempistiche e unità responsabili di volta in volta coinvolte. Il Piano strategico consente, inoltre, di rendere preventivamente noti gli orientamenti della futura azione dell'Autorità, anche al fine di sviluppare e consolidare, con i soggetti interessati, confronto e interlocuzione. In tale direzione, il Piano strategico triennale insieme con la *Relazione Annuale*, costituisce un tema centrale di dibattito nell'ambito delle audizioni periodiche generali che si svolgono ogni anno.

Comunicazione

L'Autorità tra i suoi compiti principali ha quello di «*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*», come previsto dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, al comma 12.l dell'art. 2. Nel periodo preso in considerazione dalla *Relazione Annuale*, è quindi proseguito, intensificandosi, lo sforzo per far conoscere l'attività di regolazione nei settori dell'energia elettrica e del gas al più vasto pubblico di cittadini-consumatori e degli operatori, affinando la chiarezza dei messaggi proposti, senza per questo rinunciare a rigore, precisione e affidabilità.

Per raggiungere con sempre maggiore efficacia questo obiettivo, l'Autorità ha rafforzato ulteriormente la sua azione volta a informare i consumatori anche attraverso l'avvio di campagne istituzionali sulle tematiche di maggior rilievo. Una necessità sempre più forte in un momento in cui l'energia, nei suoi aspetti economici, ambientali, commerciali, è oggetto di un'attenzione sempre maggiore da parte dei consumatori, delle istituzioni e dei media stessi. Allo stesso tempo, sono stati potenziati gli strumenti e le iniziative per migliorare e ampliare l'interlocuzione con operatori e consumatori.

L'opera di comunicazione esterna e interna, tesa a garantire la più ampia e adeguata conoscenza dell'azione dell'Autorità, della sua immagine e dell'attività di regolazione, è stata consolidata e rafforzata in particolare attraverso la realizzazione di eventi e di attività mirate. Allo stesso tempo, sono stati avviati progetti di comunicazione legati a provvedimenti particolarmente significativi e iniziative portate avanti dalle varie Direzioni.

All'attività quotidiana si sono aggiunte diverse attività "straordinarie" attraverso campagne istituzionali e iniziative mirate; tra queste, per esempio, il lancio del "Trova offerte", la brochure informativa sulla continuità del servizio e, in particolare, la progettazione, l'implementazione, la promozione e la finalizzazione della campagna di comunicazione dedicata al "bonus elettrico". Oltre la normale attività di monitoraggio sulla stampa e sui mezzi audio-video degli articoli e dei servizi riguardanti l'Autorità, è stata anche realizzata la prima *media analysis* sui principali quotidiani, i periodici e le più importanti testate radiotelevisive, in modo da disporre di uno strumento per poter valutare e confrontare la presenza e l'efficacia della diffusione dei messaggi dell'Autorità.

I risultati hanno evidenziato riscontri qualitativi e quantitativi molto positivi sull'attività di comunicazione effettivamente svolta. L'analisi del numero e delle caratteristiche editoriali degli articoli della stampa ha rilevato un incremento consistente degli articoli che si riferiscono all'Autorità. Ciò ha innalzato la visibilità dell'istituzione e il corrispondente valore degli spazi ottenuti. Gli articoli contenenti giudizi positivi e neutri sono aumentati dal 98,2% al 99,3% sui quotidiani nazionali e dal 97% al 100% sulla stampa periodica e nazionale, confermando così un tono generalmente favorevole nei confronti dell'Autorità.

L'analisi dei servizi radiotelevisivi ha registrato risultati analoghi. Nel periodo preso in considerazione, l'Autorità è stata oggetto di 511 servizi radiotelevisivi, il 59% dei quali andati in onda sulla TV e il 41% sulle radio: un'attenzione notevole, rappresentata da una media mensile di 43 servizi, concentrata in prevalenza nei radio-telegiornali e nelle rubriche economiche. L'atteggiamento verso l'Autorità è stato prevalentemente equilibrato e l'immagine che emerge dalla rilevazione dei messaggi chiave è quella di un'istituzione attenta ed efficace, che lavora attivamente per il cittadino.

Campagne a "larga diffusione" e comunicazione "per eventi" sono poi i due canali verso i quali nell'ultimo anno si sono particolarmente indirizzati gli sforzi dell'Autorità, in linea con gli obiettivi strategici e operativi prefissati.

Gli ambiti di sviluppo affiancati agli altri canali che costituiscono le principali linee d'azione di comunicazione esterna sono: i rapporti con i media, la comunicazione istituzionale, la comunicazione via web, le pubblicazioni. È proseguito inoltre lo sviluppo delle attività di comunicazione rivolte all'interno.

Campagne di comunicazione

Sul fronte delle campagne di comunicazione, la maggiore tra

le iniziative organiche realizzate è quella dedicata al "bonus elettrico". Questo significativo strumento a tutela delle fasce più deboli è stato presentato nel corso di una conferenza stampa con le istituzioni coinvolte, il Ministro dello sviluppo economico, il Sindaco di Roma e il Vicepresidente dell'ANCI (Associazione nazionale Comuni italiani). Per far conoscere il "bonus elettrico" al maggior numero possibile di famiglie italiane potenzialmente interessate a beneficiare della riduzione sulle bollette, l'Autorità ha anche promosso una vasta campagna di comunicazione istituzionale in collaborazione con lo stesso il Ministero dello sviluppo economico, curando la preparazione, la redazione e la realizzazione del materiale cartaceo e audiovisivo. L'iniziativa, realizzata sulla base di un'idea creativa sviluppata e implementata dalla stessa Autorità, grazie a un'agenzia selezionata con apposita gara pubblica, ha consentito di realizzare: spot video e radiofonici diffusi dal Ministero dello sviluppo economico su testate regionali; spot video trasmessi su schermi nelle stazioni ferroviarie attraverso il circuito di Grandi Stazioni; annunci stampa sulle più importanti testate Free Press; brochure e locandine distribuite, attraverso accordi con Ferrovie dello Stato (sui treni regionali e Intercity), Poste Italiane (su una rete di 5.700 uffici postali), Associazioni dei consumatori e ANCI. Per completare la penetrazione rendendo ancora più incisiva l'azione di comunicazione verso tutte le fasce interessate allo strumento di sostegno, si è avviata una collaborazione con il Dipartimento editoria della Presidenza del Consiglio dei ministri per la diffusione di spot dedicati negli spazi televisivi a sua disposizione sulle reti RAI.

Ulteriori significative iniziative sono state realizzate e/o progettate in relazione ad altre attività dell'Autorità, in particolare: si è effettuato il lancio del "Trova offerte", lo strumento di confronto delle offerte del mercato libero dell'energia elettrica (descritto nel Capitolo 4); sono state gettate le basi per l'avvio della campagna stampa e di comunicazione per presentare al grande pubblico le "biorarie per tutti", una novità che da gennaio 2010 toccherà tutte le famiglie.

Comunicazione attraverso eventi

Per quanto riguarda gli eventi, ritenuti particolarmente efficaci per far conoscere ancor più le funzioni istituzionali dell'Autorità, i suoi compiti, la sua azione a tutela dei consumatori e per veicolare contenuti di maggior rilievo, oltre alla cura dei tradizionali appuntamenti - *Relazione Annuale*, audizioni, assemblee MEDREG (*Mediterranean Working Group on Electricity and Natural Gas Regulation*), seminari interni, conferenze stampa - sono state realizzate diverse iniziative dedicate a target di pubblico differenziati. Tra queste, ricordiamo soprattutto la partecipazione alla XV edizione del COM-PA, il Salone della comunicazione pubblica dei servizi al cittadino e alle imprese, che si è svolta a Milano dal 21 al 23 ottobre e ha registrato oltre 12.000 visitatori. In tale occasione è stato presentato il numero verde dell'Autorità dedicato alla liberalizzazione, con la partecipazione di personale esperto del *call center*, in grado di rispondere alle curiosità del pubblico.

Un secondo evento di rilievo è stata la partecipazione alla Fiera del consumo solidale *Fa' la cosa giusta*, svoltasi sempre a Milano dal 13 al 15 marzo 2009, che ha visto più di 40.000 presenze; a quest'ultima manifestazione hanno partecipato a rotazione numerosi funzionari dell'Autorità per rispondere ai quesiti proposti e diffondere materiale informativo, in particolare sulle tematiche dell'efficienza energetica, del risparmio, delle fonti rinnovabili e sulle modalità di presentazione dei reclami.

Per migliorare la conoscenza dell'attività dell'Autorità e potenziare il confronto e l'interlocuzione con gli operatori dei settori regolati e le istituzioni, in collaborazione con la Commissione europea a marzo 2009 è stato realizzato il Convegno *Lo sviluppo delle infrastrutture energetiche nel contesto delle iniziative europee: il ruolo dell'Italia nel Sud Europa*, cui hanno partecipato, tra gli altri, il vicepresidente della Commissione europea, il Ministro delle infrastrutture, rappresentanti delle istituzioni politiche e finanziarie nazionali e internazionali e operatori del settore.

Comunicazione con i media

In generale, si è rinnovato l'impegno per mantenere alto il livello di interlocuzione con i media, sia realizzando comunicati stampa sempre più attenti alla semplificazione e alla chiarezza del linguaggio e dei contenuti proposti, sia organizzando incontri specifici del Collegio e dei Direttori con i giornalisti. Sono stati ulteriormente rafforzati i rapporti con le strutture di comunicazione delle principali istituzioni.

Comunicazione via web

L'Autorità si propone uno sviluppo sempre maggiore della comunicazione via web, sia attraverso l'ampliamento dei contenuti, sia attraverso l'offerta di nuovi servizi agli utenti. Il sito Internet è stato arricchito di nuovi materiali, in raccordo con tutte le Direzioni. A breve poi sarà *on line* anche la nuova sezione dedicata all'attività internazionale dell'Autorità, con l'obiettivo di valorizzare e dare più visibilità a questo importante filone. In tale sezione è stato previsto anche un apposito spazio per i comunicati dell'*European Regulators' Group for Electricity and Gas* (ERGEG) che, dallo scorso gennaio, vengono tradotti e rilanciati sui media italiani.

Il sito in lingua inglese è stato arricchito con una sezione che riporta i comunicati più significativi dell'Autorità tradotti.

Fra le novità più importanti per gli operatori, sono le nuove modalità di accreditamento direttamente sul sito, in modo da facilitare l'accesso alle rilevazioni e alle raccolte dati periodiche che, ormai, si svolgono quasi esclusivamente *on line*. La conseguente istituzione della nuova anagrafica operatori (descritta nel Capitolo 6) ha inoltre permesso la pubblicazione degli elenchi di tutti gli operatori accreditati, ora consultabili sul web su base geografica o a seconda dell'attività. Sono stati ampliati anche i servizi che permettono una maggiore interattività pure con gli utenti non necessariamente accreditati, mettendo loro a disposizione nuove modalità di invio *on line* della documentazione da far pervenire agli Uffici dell'Autorità. È stata inoltre completamente rinnovata la modalità di iscrizione al servizio che permette di ricevere via e-mail – attraverso il servizio News – notizia dei nuovi documenti pubblicati sul sito, offrendo agli utenti la possibilità di iscriversi e ricevere solo gli aggiornamenti relativi al settore di proprio interesse.

Si tratta di prime realizzazioni che hanno come obiettivo quello di migliorare la personalizzazione dei servizi che si vogliono offrire in funzione delle caratteristiche e degli interessi degli utenti.

Pubblicazioni istituzionali e materiali informativi

È stato attivato, implementando la sezione "pubblicazioni" del sito Internet, il servizio di *Bollettini on line*, pubblicando le versioni elettroniche dei *Bollettini* dell'Autorità. Tale novità, oltre ad adempiere a quanto previsto dalla legge istitutiva n. 481/95, ha permesso di ridurre gli oneri relativi alla produzione e distribuzione delle pubblicazioni istituzionali, contribuendo alla finalità generale di riduzione della spesa.

Al fine di curare la diffusione dell'immagine e lo standard di comunicazione in tutte le pubblicazioni dell'Autorità, sono state coordinate le attività di grafica, impaginazione, editing e stampa. Particolari esempi ne sono la *Relazione Annuale*, le brochure, i volantini e i manifesti per il "bonus elettrico", l'opuscolo informativo per la promozione dell'adeguamento degli impianti di utenza alimentati in media tensione per la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, le versioni in lingua inglese della *Relazione Annuale* e del Piano triennale.

Comunicazione interna

Particolare attenzione è stata dedicata anche alla comunicazione interna. È stata avviata la progettazione della nuova piattaforma che costituirà la base del nuovo spazio Intranet, si sono consolidati i meccanismi di diffusione delle notizie ed è stato rafforzato il monitoraggio sistematico radio e video, migliorandone la diffusione all'interno della struttura dell'Autorità.

Risorse umane e sviluppo del personale

La centralità e la rilevanza delle risorse umane per l'ottimale espletamento delle funzioni istituzionali è divenuta nell'anno in riferimento ancor più essenziale per l'Autorità, anche in considerazione dell'incremento dei compiti a livello nazionale e internazionale senza un corrispondente incremento delle dotazioni di personale di ruolo e a tempo determinato fissate dal punto di vista legislativo (si pensi alle funzioni previste dal decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, di vigilanza sul divieto imposto agli operatori economici di settore di traslare sui prezzi al consumo l'onere della maggiorazione di imposta prevista dal decreto suddetto).

L'esigenza di far fronte agli ulteriori compiti aggiuntivi richiedenti l'utilizzo di nuove risorse (operative, funzionariali e dirigenziali), insieme con gli effetti delle procedure di stabilizzazione avviate nel 2007 e proseguite nel 2008, nonché delle cessazioni dal servizio intervenute anche in posizioni di responsabilità, ha comportato la necessità sia di riorientare il programma di acquisizione di risorse di personale di ruolo e a tempo determinato (con delibera 20 ottobre 2008, GOP 48/08), sia di riconsiderare l'articolazione della pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità, rafforzando la dotazione del personale dipendente appartenente alla carriera dei funzionari (con delibera 17 dicembre 2008, GOP 60/08), pur nel rispetto del tetto massimo di 120 unità di dipendenti di ruolo e di 60 unità a tempo determinato previsti dalla legge istitutiva.

In particolare, in attuazione del citato programma di assunzioni e con oneri a esclusivo carico del bilancio dell'Autorità, nel corso del 2008 sono state portate a termine le procedure di reclutamento di personale a tempo determinato, come sempre, tramite selezioni a evidenza pubblica.

Nel dettaglio si è proceduto alle assunzioni a tempo determinato che hanno riguardato, sotto il profilo dell'inquadramento nella carriera, un dirigente, 20 funzionari e 7 operativi.

Nel corso del 2008, inoltre, l'Autorità ha proseguito nell'opera di stabilizzazione del personale, non dirigenziale, con contratto a tempo determinato avente titolo, di norma, attraverso l'espletamento di procedure selettive. In considerazione degli esiti delle predette procedure, sono stati finora immessi in ruolo 14 dipendenti.

Nell'anno di riferimento è proseguita l'intensa attività formativa: numerosa è stata la partecipazione dei dipendenti dell'Autorità (più del 70-80% del personale in servizio) a seminari e iniziative nazionali e internazionali presso organismi e istituzioni nazionali e internazionali.

L'analisi emersa a conclusione delle giornate di formazione manageriale, avviate negli scorsi anni, destinate ai Direttori e ai responsabili delle strutture di secondo livello, ha fornito spunti che hanno trovato concreta attuazione nel nuovo processo valutativo del personale

Particolare cura, quindi, è stata posta alla selezione delle peculiari tematiche da trattare nell'ambito dell'attività di pianificazione del percorso formativo.

Il 2008 è stato l'anno del consolidamento della formazione dei corsi e dei seminari creati e gestiti internamente, ma sono state rafforzate anche la formazione su tematiche settoriali e la partecipazione dei dipendenti, in qualità di uditori, a master universitari così come previsto dagli accordi stipulati con le università. Tali offerte formative hanno consentito la concretizzazione di due importanti obiettivi: l'aggiornamento professionale e il contenimento della spesa.

Sempre particolare attenzione è stata posta ai temi della salute e della sicurezza sul posto del lavoro: è stato avviato il percorso di implementazione delle novità introdotte in materia dal decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, anche avviando nei confronti dei rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza e di tutto il personale le previste attività di aggiornamento della loro formazione specifica. È stata data attuazione, anche oltre i limiti di legge, alle attività nei confronti dei soggetti fornitori di beni e servizi dell'Autorità, espressamente disciplinate nel nuovo Regolamento sulle attività negoziali dell'Autorità stessa.

Nel corso del 2008, conclusasi nel 2007 la procedura di acquisto dell'immobile sede dell'Ufficio di Roma, l'Autorità ha affidato all'ENEA uno studio di retrofit energetico con l'obiettivo di migliorare l'efficienza energetica dell'edificio sito nel centro

storico di Roma. Le soluzioni proposte dall'ENEA costituiscono parte integrante del generale progetto di ristrutturazione dell'edificio, finalizzato a una sua maggiore funzionalità rispetto alle esigenze dell'Autorità, al contenimento dei consumi energetici e all'adeguamento alle normative di sicurezza, la cui progettazione e realizzazione è stata affidata, con la stipula di una apposita convenzione, al Provveditorato intraregionale alle opere pubbliche per il Lazio, l'Abruzzo e la Sardegna.

Nel corso del 2008 è proseguita l'attività di confronto con le organizzazioni sindacali, in particolare relativamente alla definizione della disciplina delle progressioni di carriera e degli altri istituti incentivanti, sulla base dell'accordo quadro dell'anno precedente. Tale disciplina è improntata a criteri di riconoscimento del merito, differenziazione e motivazione del giudizio ed è focalizzata sulla valutazione dei risultati attesi, desunti dagli strumenti di programmazione dell'Autorità, nonché dai comportamenti organizzativi, declinati in funzione delle carriere e delle responsabilità organizzative.

Sono proseguiti, in parallelo a quanto sopra, gli interventi tesi a supportare, ove possibile, le esigenze familiari/sociali del proprio personale (si pensi al contributo per l'asilo nido e alle convenzioni con casse sanitarie ed enti locali per l'assistenza sanitaria complementare, ovvero per contributi alle forme di abbonamento annuale al trasporto pubblico locale ecc.).

L'Autorità, aderendo al progetto di trasparenza nella Amministrazione pubblica lanciato dal Ministero della funzione pubblica, ha pubblicato sul proprio sito i dati relativi alle assenze del proprio personale, agli incarichi formalmente assegnati a soggetti esterni (medici del lavoro, Garante del Codice etico, Collegio dei Revisori dei conti) e alle consulenze attivate. Oltre a ciò, sul sito sono riportati gli emolumenti corrisposti al Presidente e ai Commissari dell'Autorità.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

In coerenza con il limite della dotazione organica fissato dalla legge n. 481/95, così come modificata e integrata dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, l'Autorità, con delibera GOP 60/08, ha riconsiderato l'articolazione del personale di ruolo nelle diverse carriere, al fine di tenere adeguatamente conto del consolidarsi del suo nuovo assetto organizzativo, nonché dei nuovi e maggiori compiti derivanti all'Autorità per effetto di recenti disposizioni legislative, e ha approvato la nuova pianta organica come illustrata nella tavola 7.1.

TAV. 7.1

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	17
Funzionari	77
Operativi	25
Esecutivi	1
TOTALE	120

La dotazione organica dell'Autorità risulta, al 16 marzo 2009 (Tav. 7.2), pari a 156 unità, delle quali 104 a tempo indeterminato e 52 a tempo determinato. A esse va aggiunto il personale, reso disponibile mediante comandi e distacchi dalla Guardia di Finanza (nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa) e da altre amministrazioni pubbliche, per un totale di 12 risorse.

TAV. 7.2

Composizione del personale al 16 marzo 2009 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	13	7	1
Funzionari	71	29	10
Operativi	20	16	0
Commessi	0	0	1
TOTALE	104	52	12

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 (calcolate sulla base delle retribuzioni tabellari 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 7.3.

TAV. 7.3

Retribuzione contrattuale lorda per carriera e grado

Livello base, al netto della grafica annuale, in migliaia di euro

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore Generale	159,93	Primo Funzionario	83,58	Impiegato	49,40	-	-
Direttore Centrale	135,61	Funzionario I	68,56	Coadiutore	41,59	Commesso capo	37,83
Direttore	108,30	Funzionario II	53,43	Aggiunto	32,56	Commesso	28,70
Direttore Aggiunto	96,44	Funzionario III	45,71	Applicato	29,21	-	-

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2008, dall'ormai consolidato utilizzo di un sistema contabile integrato (nel quale collegare una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale) 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.

Nel 2008, l'Autorità ha continuato e perfezionato il processo di *budgeting* iniziato 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. 7.4), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo anno finanziario, coincidente con l'anno solare.

Con riferimento alle entrate, in via preliminare, si rammenta ancora una volta come l'Autorità non gravi in alcun modo, diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi. Per l'anno 2008 la misura del contributo dovuto dai soggetti regolati è stata mantenuta pari all'aliquota dello 0,3 per mille. Anche in termini assoluti il gettito derivante dal versamento del contributo, raffrontato con l'esercizio precedente, si è mantenuto sostanzialmente costante (39,39 milioni di euro a fronte di 38,67 milioni di euro nel 2007).

Per quanto riguarda le uscite, la voce principale è relativa al trattamento economico del personale, peraltro risorsa, come ricordato, centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente per il periodo in riferimento, comprensive di retribuzioni, accantonamenti per fine rapporto, straordinari e costi di trasferta, risultano pari a 15,15 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 nel proseguimento dell'azione di reclutamento, con le ordinarie procedure concorsuali o di selezione pubblica, di personale dipendente (di cui si è già parlato al precedente paragrafo "Risorse umane e sviluppo del personale"), attuate in un'ottica di completamento dell'organico nel rispetto dei contingenti previsti dalla legge.

Il trattamento economico percepito dai Componenti dell'Organo istituzionale – che, come noto, ai sensi di un decreto della Presidenza del Consiglio dei ministri del 1996, è equiparato al trattamento economico del Presidente e del Giudice della Corte costituzionale e ha carattere omnicomprensivo – ammonta a circa 0,93 milioni di euro.

Gli oneri previdenziali e assistenziali a carico dell'Autorità, sostenuti per il personale e per i componenti, sono risultati pari a 4,27 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di consulenza e collaborazione è stato ulteriormente limitato, rispetto agli esercizi precedenti, e come sempre utilizzato unicamente per effettive e specifiche esigenze cui non è stato 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.

Le 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. 7.4

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto 2008

Milioni di euro; anni solari

	2007	2008	VAR. %	COMP. %
ENTRATE	**40,32**	**41,45**	**2,8**	**100,0**
Contributo a carico dei soggetti regolati	38,67	39,39	1,8	95,0
Altre entrate	1,65	2,06	24,9	5,0
SPESE	**38,71**	**32,69**	**-15,6**	**100,0**
Spese correnti	30,42	32,31	6,2	98,8
- Funzionamento degli organi istituzionali	*0,94*	*0,93*	*-1,1*	*2,8*
- Personale in servizio	*13,56*	*15,18*	*11,9*	*46,4*
- Oneri previdenziali e assistenziali per personale e organi istituzionali	*4,04*	*4,27*	*5,7*	*13,1*
- Prestazioni di servizi rese da terzi	*5,69*	*5,06*	*-11,1*	*15,5*
- Canoni di locazione	*1,91*	*1,92*	*0,5*	*5,9*
- Altre spese per acquisto di beni e servizi	*4,28*	*4,44*	*3,7*	*13,5*
- Trasferimenti per rimborsi contributo	*0,00*	*0,51*		*1,6*
Spese in conto capitale	8,29	0,38	-95,4	1,2
Variazione dei residui attivi	0,00	0,00	-	-
Variazione dei residui passivi	0,72	1,41	-	-
AVANZO DELL'ESERCIZIO	**2,33**	**10,17**	**-**	**-**