

e Grecia sia effettuata nell'ambito di procedure concorsuali condotte secondo modalità definite negli accordi stipulati tra Terna e i gestori di rete dei Paesi interconnessi per l'allocazione congiunta della capacità assegnabile; i proventi delle aste su ciascuna frontiera saranno ripartiti pariteticamente tra i gestori competenti. Al contrario, l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle frontiere con la Svizzera e (fino al 1° luglio 2007) la Slovenia continuerà a essere effettuata in maniera disgiunta dai rispettivi gestori, e Terna condurrà le procedure concorsuali per l'allocazione dei diritti di utilizzo per la quota di capacità di propria competenza (50%).

I proventi delle procedure di assegnazione, per la quota spettante a Terna, saranno destinati all'Acquirente Unico, in misura non superiore al 30%, e ai clienti del mercato libero *pro quota* sulla base della potenza.

Disposizioni transitorie in materia di riduzione dei consumi di gas

Nei primi mesi del 2006 le forniture di gas all'Italia hanno registrato forti tensioni che hanno reso necessario il ricorso prolungato agli stoccaggi nazionali e destato preoccupazione sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Questa situazione è stata determinata sia da un aumento del fabbisogno di gas del Paese, sia dall'alterazione dei flussi di importazione di gas dall'estero.

Il 25 gennaio 2006 il Consiglio dei Ministri ha adottato un decreto, convertito nella legge 8 marzo 2006, n. 108, contenente "misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale". Tra gli interventi previsti, il decreto ha stabilito alcune modifiche delle condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche, al fine di contenere i consumi di gas per la generazione elettrica. In particolare, il decreto ha previsto:

- > l'autorizzazione al riavvio, fino al 31 marzo 2006, degli impianti a olio combustibile con potenza superiore a 300 MW che non erano in servizio a causa di prescrizioni contenute nelle relative autorizzazioni ministeriali. Tale misura ha consentito il rientro in esercizio di impianti di produttori terzi per circa 2.000 MW;
- > la possibilità di derogare, fino al 31 marzo 2006, ai limiti sulle emissioni per le centrali che utilizzano olio combustibile. Tale deroga ha consentito l'esercizio di impianti a olio e policombustibili e ha riguardato le centrali Enel di Montalto di Castro, Piombino, Rossano Calabro, Termini Imerese, Caviglia e Livorno.

In seguito, con decreto del Ministero delle Attività Produttive (ora Ministero dello Sviluppo Economico) e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 31 marzo 2006 sono state stabilite le modalità per il ritorno alle normali condizioni di funzionamento dell'impianto Enel di Montalto di Castro. Il decreto ha definito i limiti alle emissioni validi per il periodo transitorio di esercizio fino al 31 agosto 2006.

Il 1° agosto 2006 l'Autorità ha emanato la delibera n. 178/06 per la definizione delle modalità di rimborso dei maggiori costi sostenuti per l'utilizzo degli impianti a olio. Le disposizioni dell'Autorità appaiono coerenti con le esigenze di riconoscere ai produttori i maggiori oneri effettivamente sostenuti durante "l'emergenza gas". Il meccanismo della delibera n. 178/06 si basa infatti sul confronto tra i costi di produzione effettivamente sostenuti dai produttori (costi effettivi) e quelli che sarebbero stati sostenuti ipoteticamente in assenza di interventi di cui alla legge n. 108/06 (costi potenziali), riconoscendo anche i costi fissi incrementali sostenuti a seguito dei vincoli imposti dalla medesima legge (per esempio i costi causati dalla modifica delle condizioni di funzionamento delle unità di produzione *dual-fuel*). La differenza tra i costi effettivi e quelli potenziali, tenendo conto anche dell'eventuale valore di mercato del gas che si è reso disponibile al produttore per effetto del suo mancato utilizzo per la produzione elettrica, rappresenta l'ammontare dei maggiori costi sostenuti dall'operatore e in relazione ai quali il medesimo operatore ha titolo alla reintegrazione.

L'effettivo ammontare del rimborso per ciascun operatore verrà definito a seguito della ricostruzione dei costi effettivi degli impianti che l'Autorità effettuerà raccogliendo le autocertificazioni dei singoli produttori e attraverso una propria istruttoria. Con successivo provvedimento l'Autorità disporrà le modalità di erogazione delle somme spettanti, a valere sugli oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale.

Allo scopo di evitare il ripetersi del rischio di crisi del sistema, durante l'inverno 2006-2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha introdotto alcune misure precauzionali. I decreti del 4 agosto 2006 prevedono a carico degli *shipper* l'obbligo di:

- > massimizzare le importazioni a partire dal 13 novembre del 2006;
- > detenere nel proprio portafoglio clienti una quota di clienti interrompibili;
- > rilasciare la capacità di importazione non utilizzata.

Le sanzioni per il mancato rispetto di tali obblighi sono commisurate alle severe penali per prelievi da stoccaggio strategico senza autorizzazione ministeriale.

Il 18 dicembre 2006 il Ministero dello Sviluppo Economico ha aggiornato la procedura di emergenza climatica, di cui al decreto del 12 dicembre 2005.

La nuova procedura ricalca sostanzialmente le disposizioni già previste e attuate nel corso del 2006. Il sistema è soggetto a un continuo monitoraggio da parte degli operatori nazionali del trasporto del gas naturale e della trasmissione di energia elettrica. Questi, una volta percepita una tensione nel sistema, danno il via all'attuazione di una serie di interventi volti ad aumentare la disponibilità di gas:

- > massimizzazione delle importazioni con contestuale eliminazione delle

- penali per superi di punta in importazione e in immissione a stoccaggio;
- > interruzione dei clienti industriali con contratto di fornitura interrompibile. Il decreto, tra l'altro, introduce la responsabilità civile a carico dei venditori obbligati ad assicurare una quota di interrompibilità del 10% delle proprie forniture industriali;
- > alimentazione delle centrali policombustibili a olio anziché a gas;
- > ulteriori interventi di riduzione dei consumi civili e termoelettrici.

Inoltre la procedura prevede, al persistere del pericolo di crisi, l'emanazione di misure straordinarie per aumentare la generazione elettrica, come la temporanea eliminazione dei limiti ambientali per le centrali a olio combustibile.

Istruttorie e indagini delle Autorità

Con riferimento all'istruttoria avviata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) in data 6 aprile 2005 nei confronti di Enel SpA e di Enel Produzione, per presunti comportamenti restrittivi della concorrenza sulla Borsa dell'energia elettrica nel 2004 e nel 2005, in data 17 maggio 2006 l'AGCM ha trasmesso la comunicazione delle risultanze istruttorie nella quale ha confermato l'accusa di abuso di posizione dominante.

In data 17 ottobre 2006 Enel SpA ed Enel Produzione, avvalendosi della facoltà concessa dalla legge n. 248/2006, hanno notificato all'AGCM impegni volti a rimuovere i profili anticoncorrenziali riscontrati nell'istruttoria *antitrust* al fine di giungere alla chiusura del procedimento senza accertamento dell'illecito e senza alcuna sanzione.

Enel SpA ed Enel Produzione si sono impegnate a offrire *virtual power plant* (VPP) sul mercato, nella forma di "Contratti differenziali a due vie", per un quantitativo pari a 1.000 MW per il 2007 e 700 MW per il 2008. L'impegno, dopo un *market test* della durata di 30 giorni, è stato reso obbligatorio con la delibera dell'AGCM del 20 dicembre 2006 che ha chiuso il procedimento di abuso di posizione dominante senza accertamento dell'infrazione.

La procedura di assegnazione del VPP per il 2007 si è conclusa il 29 dicembre con l'assegnazione di tutta la capacità offerta a favore dei 25 operatori sorteggiati.

Il 4 ottobre 2006, con la delibera n. 217/06 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) ha avviato un'istruttoria conoscitiva sul disservizio che ha interessato il sistema elettrico della Sicilia il 17 luglio 2006. Per ciò che attiene a Enel Produzione, l'istruttoria conoscitiva è volta a verificare le modalità di applicazione dei criteri di sicurezza e di rispetto degli ordini impartiti da Terna ai fini della sicurezza del sistema. Obiettivo dell'istruttoria è anche di individuare eventuali misure specifiche per rafforzare il funzionamento del sistema elettrico siciliano.

Con la delibera n. 54/04 del 1° aprile 2004 l'Autorità aveva avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Produzione per la mancata disponibilità di capacità di generazione che aveva portato ai distacchi programmati di energia del 26 giugno 2003 (*brown-out*). Al termine della prima fase dell'istruttoria formale, Enel Produzione aveva provveduto al pagamento in misura ridotta ex art. 16 della legge n. 689/81 (c.d. oblazione). Con la delibera n. 10/05 l'Autorità ha chiuso, il 29 gennaio 2005, l'istruttoria formale senza irrogare sanzioni a Enel Produzione, riconoscendo la validità dell'oblazione effettuata. Sulla base delle conclusioni di tale istruttoria, con la delibera n. 11/05 l'Autorità, nel definire le modalità di remunerazione dei servizi di riserva nel primo semestre 2003, ha invitato il GRTN (ora GSE - Gestore dei Servizi Elettrici) a non pagare a Enel Produzione il servizio prestato in tale periodo. Enel ha presentato ricorso su entrambi i provvedimenti, intimando contemporaneamente al GRTN di effettuare il pagamento dovuto. Nell'udienza per il ricorso sulle delibere n. 10/05 e n. 11/05, tenutasi il 12 luglio 2005, il TAR della Lombardia ha accolto il ricorso di Enel e ha annullato le delibere nella parte in cui invitano il GRTN a non rimborsare a Enel Produzione i corrispettivi dei servizi di riserva prestati; il 31 ottobre 2005 il GRTN ha conseguentemente quantificato in 76 milioni di euro la remunerazione spettante a Enel Produzione. L'Autorità ha comunque presentato ricorso in appello contro la sentenza del TAR che annulla in parte le delibere n. 10/05 e 11/05; si attende la fissazione dell'udienza da parte del Consiglio di Stato.

Con delibera n. 230/06 del 18 ottobre l'Autorità ha irrogato a Enel SpA una sanzione pecuniaria di un milione di euro in relazione all'istruttoria formale avviata con la delibera 108/05, per gli obblighi di comunicazione di informazioni sui contratti di importazione di gas richiesti con la delibera 188/04. Enel ha provveduto al pagamento della sanzione pecuniaria senza avanzare alcun ricorso dinanzi al giudice amministrativo.

Con la delibera 283/06 l'Autorità ha irrogato una sanzione amministrativa nei confronti di Enel Trade pari a 24 milioni di euro. La sanzione è stata stabilita a conclusione di un'istruttoria formale nei confronti di vari utenti dello stoccaggio, tra cui Enel Trade, per uso improprio delle capacità di spazio e punta di stoccaggio di modulazione conferite negli anni termici 2004-2005 e 2005-2006. Enel Trade ha partecipato al procedimento presentando, tra l'altro, proprie memorie difensive.

L'interpretazione innovativa delle norme vigenti, in contrasto con una prassi consolidata giustificata dalle caratteristiche tecniche del sistema, pone gli operatori di fronte a forti vincoli operativi e difficoltà di applicazione anche nell'anno in corso. Enel Trade ha presentato ricorso avverso la delibera n. 283/06.

Altri interventi dell'Autorità in materia di promozione della concorrenza

Al fine di limitare il potere di mercato, in data 4 agosto 2005 l'Autorità ha adottato la delibera n. 175/05, che sottrae agli operatori la gestione degli impianti di pompaggio strategici per la sicurezza del sistema, affidandola a Terna - Rete Elettrica Nazionale. Sulla base della delibera, Terna ha indicato che la capacità di impianti di pompaggio strategici è pari a 5.940 MW, ovvero la quasi totalità degli impianti di pompaggio installati in Italia. Secondo la delibera tali impianti devono essere gestiti da Terna e a essi deve essere corrisposta una remunerazione amministrata. Enel ha impugnato la delibera davanti al TAR che, il 28 febbraio 2006, ha accolto il ricorso annullando la delibera, e imponendo all'Autorità il risarcimento degli eventuali danni patiti da Enel (cui Enel ha comunque rinunciato). Il 25 maggio 2006 l'Autorità ha presentato ricorso contro la sentenza del TAR, rispetto al quale Terna è intervenuta *ad adiuvandum* dell'Autorità. Si attende la fissazione da parte del Consiglio di Stato dell'udienza di merito.

Con la delibera n. 212/05 del 7 ottobre 2005 l'Autorità ha imposto a Enel la conclusione di contratti a termine (c.d. "Virtual Power Plant") con controparti da individuare attraverso procedure concorsuali, per 3.600 MW nella macrozona Sud e per circa 200 MW nella macrozona Sicilia. Il 28 ottobre 2005, Enel ha presentato ricorso al TAR della Lombardia contro la delibera n. 212/05; nell'udienza di merito, svoltasi il 17 gennaio 2006, il TAR ha accolto il ricorso di Enel contro la delibera n. 212/05 che quindi è stata annullata. L'Autorità ha presentato ricorso avverso la sentenza di primo grado; il Consiglio di Stato nell'udienza del 6 febbraio 2007 ha respinto il ricorso dell'Autorità. A fine 2005 Enel Produzione, in aderenza a quanto previsto dalla delibera n. 212/05, aveva organizzato procedure concorsuali per la cessione di contratti a termine; tali procedure concorsuali sono andate deserte.

Emission Trading

Con riferimento al sistema *Emission Trading Scheme* (ETS), nonostante i problemi, non ancora del tutto risolti, connessi all'avvio del Registro nazionale delle emissioni e al rilascio delle quote agli impianti entrati in esercizio nel 2005, Enel ha regolarmente provveduto alla restituzione delle quote corrispondenti alle emissioni del 2005 nei termini e nelle modalità previsti dalla normativa. Con riferimento al periodo 2008-2012, come previsto dalla direttiva comunitaria 2003/87/CE, i Piani Nazionali di Assegnazione avrebbero dovuto essere presentati alla Commissione Europea entro il termine del 30 giugno 2006. In seguito la Commissione ha pubblicato, in data 29 novembre 2006, la Comunicazione COM(2006) 725, contenente i criteri seguiti dalla Commissione stessa per esaminare i Piani Nazionali e per richiedere eventuali modifiche. Per quanto riguarda l'Italia, il Piano Nazionale di Assegnazione è stato notificato

alla Commissione Europea il 18 dicembre 2006 e una decisione da parte della Commissione è attesa entro l'estate. Il nuovo piano assegna al settore termoelettrico per il periodo 2008-2012 un *cap* medio annuale di 116,5 Mton di CO₂, di cui 10,3 Mton a titolo oneroso.

In particolare, agli impianti esistenti di Enel Produzione sono state assegnate quote di emissione pari a circa 40 Mton medie annuali, di cui circa 34 Mton sono gratuite e circa 6 Mton sono offerte a pagamento. A queste si aggiungeranno le quote per i nuovi entranti, quali la centrale di Torrevadalia Nord. In funzione della decisione della Commissione Europea queste assegnazioni potranno essere riviste.

Con riguardo all'assegnazione delle quote di CO₂ sulla base del Piano Nazionale di Assegnazione per il periodo 2005-2007, agli impianti di Enel Produzione sono state assegnate quote di emissioni pari a 48,2 milioni di tonnellate (Mton) per il 2005, 40,5 Mton per il 2006 e 39,9 Mton per il 2007. A seguito di una successiva rideterminazione, le quote assegnate per il 2006 e per il 2007 sono state fissate rispettivamente in 39,7 Mton e 41,0 Mton. Le emissioni prodotte sono risultate superiori a quelle assegnate per circa 8,0 Mton nel 2005 e per circa 11,4 Mton nel 2006. Si evidenzia che per la copertura del *deficit* cumulato Enel Produzione è ricorsa all'approvvigionamento sul mercato *spot* per circa 18,1 Mton (di cui 14,2 Mton acquistati nel 2006) e sul mercato *forward* per circa 0,1 Mton. Il residuo *deficit*, pari a circa 1,2 Mton, è stato valorizzato al prezzo di mercato di fine esercizio.

Riconoscimento oneri certificati verdi per il mercato vincolato

Con la delibera n. 8/04 l'Autorità aveva stabilito la misura del rimborso da riconoscere ai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 (certificati verdi), relativamente alle produzioni e importazioni effettuate nell'anno 2001 e destinate al mercato vincolato. Con tale delibera l'Autorità non ha riconosciuto integralmente gli oneri sostenuti da Enel per l'adempimento dell'obbligo previsto dal citato art. 11 relativamente all'energia destinata ai clienti del mercato vincolato. Enel aveva provveduto a impugnare dinanzi al TAR della Lombardia la suddetta delibera, ma il ricorso è stato respinto dal giudice amministrativo che ha però ribadito la necessità di riconoscere a Enel un compenso per quei certificati che erano stati acquistati in relazione all'energia (di fonte non rinnovabile) utilizzata per il funzionamento degli impianti di pompaggio. Enel è ricorsa in appello per il mancato accoglimento del ricorso da parte del TAR della Lombardia; in data 21 marzo 2006 il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR.

Successivamente, con la delibera n. 101/05, l'Autorità ha stabilito il riconoscimento

degli oneri sostenuti per l'acquisto di certificati verdi relativamente alle produzioni e importazioni di energia elettrica destinata al mercato vincolato per il 2002. Con la medesima delibera l'Autorità ha stabilito il riconoscimento dei certificati verdi relativamente all'energia prodotta con impianti di pompaggio sia per l'anno 2001 (in ottemperanza della sentenza del TAR relativa alla delibera n. 8/04) sia per l'anno 2002. Enel ha presentato ricorso al TAR anche contro la delibera n. 101/05 in quanto la predetta delibera prevedeva un rimborso solo parziale degli oneri sostenuti. Il TAR ha respinto la richiesta di rimborso integrale degli oneri per i certificati verdi acquistati da Enel Produzione, mentre ha accolto in parte il ricorso stabilendo che relativamente agli impianti di pompaggio, i certificati verdi dovessero essere annullati con riferimento all'energia prodotta e non all'energia consumata. Il TAR ha riconosciuto a Enel Produzione la possibilità di richiedere al Gestore del sistema elettrico la ripetizione di quanto erroneamente pagato in più relativamente ai certificati verdi acquistati per i consumi degli impianti di pompaggio. L'Autorità ha presentato ricorso avverso la sentenza del TAR per la parte relativa agli oneri per certificati verdi dei pompaggi. Enel ha presentato appello incidentale contro la sentenza del TAR sulla delibera n. 101/05 nella parte riguardante il rimborso parziale degli oneri per certificati verdi. Si è in attesa dell'udienza del Consiglio di Stato in merito.

Con riferimento agli oneri sostenuti per l'acquisto dei certificati verdi relativi alle produzioni e importazioni di energia elettrica destinata al mercato vincolato nel 2003 e nel primo trimestre del 2004, ovvero prima dell'avvio della Borsa dell'energia elettrica, in data 24 gennaio 2006 Enel ha chiesto all'Autorità il riconoscimento di tali oneri. Con lettera del 27 gennaio 2006 l'Autorità ha rigettato l'istanza di Enel. Enel ha impugnato la decisione dell'Autorità di fronte al TAR e si è tuttora in attesa della decisione di quest'ultimo.

Modifica della disciplina dei certificati verdi

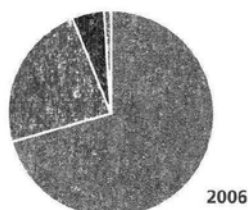
Con il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 ("Testo Unico Ambientale") è stato prolungato il periodo di validità dei certificati verdi da otto a dodici anni. In materia di fonti rinnovabili, la Legge Finanziaria 2007 ha, tra l'altro, abrogato l'art. 1, comma 71 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (che prevedeva il riconoscimento dei certificati verdi alla cogenerazione abbinata a teleriscaldamento) e ha escluso dall'ammissibilità al regime dei certificati verdi la componente non biodegradabile dei rifiuti, coerentemente con la direttiva 2001/77/CE per la promozione delle fonti rinnovabili. La Legge Finanziaria ha inoltre disposto una revisione della disciplina dei certificati verdi, con l'obiettivo di incentivare l'uso di biomasse per fini energetici, prevedendo che il Ministro dello Sviluppo Economico, d'intesa con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, provveda alla emanazione del relativo decreto.

Risultati economici Divisione Generazione ed Energy Management Italia

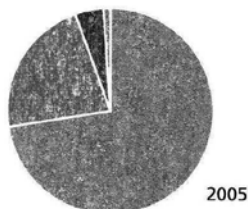
Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ricavi	15.661	12.995	2.666
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(705)	326	(1.031)
<i>Margine operativo lordo</i>	3.149	3.407	(258)
Ammortamenti e perdite di valore	952	1.009	(57)
Risultato operativo	2.197	2.398	(201)
Attività operative	16.752	16.468	284
Passività operative	4.019	3.841	178
Dipendenti a fine esercizio (n.)	9.573	9.006	567 ⁽¹⁾
Investimenti	897	798	99

(1) Di cui +760 dipendenti per l'acquisizione del ramo da Enelpower, avvenuta il 1° gennaio 2006.

Produzione netta di Enel in Italia
(milioni di kWh)

■ Termoelettrica: **73.842**
 ■ Idroelettrica: **24.475**
 ■ Geotermoelettrica: **5.195**
 ■ Altre fonti: **398**



■ Termoelettrica: **81.823**
 ■ Idroelettrica: **24.883**
 ■ Geotermoelettrica: **5.012**
 ■ Altre fonti: **369**

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

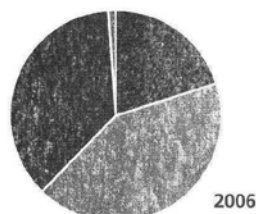
	2006	2005	2006-2005	
Termoelettrica	73.842	81.823	(7.981)	-9,8%
Idroelettrica	24.475	24.883	(408)	-1,6%
Geotermoelettrica	5.195	5.012	183	3,7%
Altre fonti	398	369	29	7,9%
Totale produzione netta	103.910	112.087	(8.177)	-7,3%

Nel 2006 la produzione netta di energia perviene a 103.910 milioni di kWh evidenziando un decremento del 7,3% rispetto al 2005. In particolare, la produzione termoelettrica registra un decremento di 7.981 milioni di kWh, cui si aggiunge la riduzione della produzione idroelettrica per 408 milioni di kWh; tali decrementi sono in parte compensati dall'incremento della produzione geotermoelettrica per 183 milioni di kWh e di quella eolica per 30 milioni di kWh per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

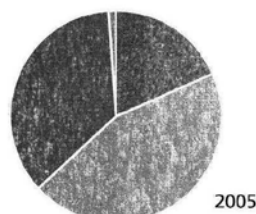
Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2006		2005		2006-2005	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	7.704	9,8%	5.253	6,0%	2.451	46,7%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	8.330	10,6%	10.943	12,6%	(2.613)	-23,9%
<i>Totale olio combustibile</i>	<i>16.034</i>	<i>20,4%</i>	<i>16.196</i>	<i>18,6%</i>	<i>(162)</i>	<i>-1,0%</i>
Gas naturale	33.402	42,4%	39.072	45,0%	(5.670)	-14,5%
Carbone	29.010	36,9%	31.469	36,2%	(2.459)	-7,8%
Altri combustibili	256	0,3%	209	0,2%	47	22,5%
TOTALE	78.702	100,0%	86.946	100,0%	(8.244)	-9,5%

Contributi alla produzione termica lorda (milioni di kWh)

■ Oli: 16.034
 ■ Gas naturale: 33.402
 ■ Carbone: 29.010
 ■ Altri combustibili: 256



■ Oli: 16.196
 ■ Gas naturale: 39.072
 ■ Carbone: 31.469
 ■ Altri combustibili: 209

Nel 2006, con riferimento al *mix* di combustibili impiegato nella produzione termoelettrica, si evidenzia un decremento dell'incidenza del gas naturale e una crescita dell'incidenza dell'olio combustibile.

La produzione termica lorda registra comunque un calo generalizzato del 9,5% rispetto al 2005; in particolare, mentre la produzione da olio combustibile si è mantenuta sostanzialmente invariata, la minore produzione da gas naturale (-14,5%) è attribuibile al decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) che ha stabilito alcune modifiche delle condizioni di esercizio delle centrali termoelettriche nei primi mesi del 2006, al fine di contenere i consumi di gas per la generazione elettrica. Infine, la minore produzione termica da carbone (-7,8%) risente soprattutto della maggiore flessibilità di questa tipologia di impianti a rispondere alle esigenze del mercato, nonché delle fermate nell'ultima parte del 2006 delle sezioni 1 e 2 della centrale di Fusina, finalizzate alle attività di ambientalizzazione.

Potenza efficiente netta di Enel installata in Italia**MW**

	al 31.12.2006	al 31.12.2005	2006-2005
Impianti termoelettrici ⁽¹⁾	25.117	26.902	(1.785)
Impianti idroelettrici	14.379	14.363	16
Impianti geotermici	671	671	-
Impianti con altre fonti	308	280	28
Totale	40.475	42.216	(1.741)

(1) Di cui 2.605 MW indisponibili per attività di trasformazione e 287 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata.

La potenza efficiente netta installata in Italia al 31 dicembre 2006 risulta in diminuzione di 1.741 MW rispetto a quella registrata alla fine dell'esercizio 2005. La riduzione è prevalentemente riferibile agli impianti termoelettrici, relativamente ai quali si è registrata la definitiva disattivazione di taluni impianti già parzialmente inutilizzati (-1.404 MW) e la disattivazione della sezione 1 di Torrevadalia Nord (-643 MW). Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dall'aumento della potenza efficiente di Santa Barbara (+262 MW).

Risultati economici

I ricavi del 2006 ammontano a 15.661 milioni di euro, in aumento di 2.666 milioni di euro (+20,5%) rispetto al 2005 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > maggiori ricavi per 1.022 milioni di euro relativi all'attività di *trading* nei mercati internazionali, per 831 milioni di euro per maggiori attività sul mercato libero nazionale e per 422 milioni di euro relativamente alla crescita delle vendite di energia ad altre Divisioni del Gruppo;
- > maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 454 milioni di euro sia per la crescita della remunerazione dei servizi di dispacciamento, sia per

la rilevazione del contributo in relazione agli oneri sostenuti per "l'emergenza gas", così come previsto dall'Autorità che, con la delibera n. 178/06, ha definito le modalità di rimborso di tali oneri;

- > maggiori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 114 milioni di euro, per l'effetto combinato della crescita dei ricavi da vendita di gas per 209 milioni di euro e della contrazione della vendita degli altri combustibili per 95 milioni di euro;
- > rilevazione di 110 milioni di euro di ricavi per lavori in corso su ordinazione riferibili alle attività effettuate all'estero (Spagna, El Salvador e Bulgaria), a seguito dell'acquisizione da Enelpower del ramo afferente alle attività di ingegneria e costruzioni;
- > maggiori ricavi di 92 milioni di euro per i benefici derivanti dall'attuazione degli accordi transattivi a suo tempo sottoscritti con Siemens (51 milioni di euro) e dalla definizione di partite pregresse con il GRTN, ora Terna (41 milioni di euro);
- > riconoscimento, nel 2005, di partite regolatorie pregresse per 438 milioni di euro relative ai servizi di riserva verso il GRTN (ora Gestore dei Servizi Elettrici - GSE) per il periodo dal 2002 al 31 marzo 2004 (338 milioni di euro) e al rimborso degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003 riconosciuti dall'Autorità con la delibera n. 101/2005 (100 milioni di euro); tali partite sono state parzialmente compensate dagli effetti derivanti dall'applicazione nel 2005 della delibera n. 20/04 dell'Autorità, che ha comportato una rettifica dei prezzi dell'energia elettrica ceduta a Enel Distribuzione e al GRTN (ora GSE) nel marzo 2004 pari a 191 milioni di euro;
- > minori corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 67 milioni di euro, principalmente riferibili alla minore remunerazione per *capacity payment* (65 milioni di euro nel 2006 rispetto ai 133 milioni di euro nel 2005, che includeva anche la parte variabile relativa all'anno 2004).

Il **margine operativo lordo** si attesta a 3.149 milioni di euro, in riduzione di 258 milioni di euro (-7,6%) rispetto ai 3.407 milioni di euro registrati nel 2005. Tale riduzione è sostanzialmente riconducibile al minor apporto di partite pregresse rilevate nel 2005 (247 milioni di euro), alla variazione della valutazione al *fair value* dei "Contratti per differenza" (più sfavorevole per 146 milioni di euro), nonché ai maggiori oneri per incentivi all'esodo (91 milioni di euro). Tali variazioni negative sono in parte compensate dal miglioramento del margine di generazione (145 milioni di euro), dai benefici derivanti dall'attuazione di accordi transattivi con Siemens e dalla definizione nell'esercizio di partite pregresse con il GRTN, ora Terna, per complessivi 92 milioni di euro.

Il **risultato operativo** si attesta a 2.197 milioni di euro, in riduzione di 201 milioni di euro (-8,4%) rispetto al 2005. La contrazione del margine operativo lordo sopra evidenziata è stata in parte compensata dai benefici derivanti da minori accantonamenti per perdite di valore per 57 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005	
Impianti di produzione:				
> termoelettrici	627	487	140	28,7%
> idroelettrici	130	178	(48)	-27,0%
> geotermoelettrici	77	84	(7)	-8,3%
> con altre fonti	31	19	12	63,2%
Totale impianti di produzione	865	768	97	12,6%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	15	10	5	50,0%
Investimenti in attività immateriali	17	20	(3)	-15,0%
TOTALE	897	798	99	12,4%

Gli **investimenti** ammontano a 897 milioni di euro, di cui 865 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2006 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 627 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 303 milioni di euro e la trasformazione a ciclo combinato della centrale di Santa Barbara per 55 milioni di euro), gli interventi di rifacimento/ripotenziamento su diversi impianti idroelettrici per 130 milioni di euro, nonché le attività sugli impianti geotermoelettrici per 77 milioni di euro (di cui 25 milioni di euro riferibili ad attività di perforazione inserite nel programma di attività mineraria per nuove opportunità di sviluppo della produzione geotermica) ed eolici per 31 milioni di euro.

Infrastrutture e Reti Italia

Alla Divisione Infrastrutture e Reti Italia è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e del gas.

Le attività sono espletate da:

- > Enel Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica destinata al mercato libero e vincolato;
- > Enel Rete Gas per la distribuzione del gas;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

Aspetti normativi e tariffari

Energia elettrica

Aspetti normativi

A fine settembre 2006 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorità) ha avviato i procedimenti per determinare le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (delibera n. 208/06) e i parametri di qualità del servizio delle stesse attività (delibera n. 209/06), che entreranno in vigore nel prossimo periodo regolatorio 2008-2011.

Per le tariffe, l'Autorità prevede di approfondire sia i meccanismi di promozione del recupero di efficienza nell'erogazione dei servizi, sia le incentivazioni per lo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione e delle apparecchiature di misura. Verrà inoltre promossa, alla luce del progredire della liberalizzazione, una semplificazione dei meccanismi tariffari, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi.

Per la qualità del servizio, nel corso del periodo 2008-2011 andranno a regime diversi interventi su cui l'Autorità sta già lavorando. Tra questi: la regolazione della qualità dei *call center* delle imprese commerciali; l'estensione degli indennizzi per i clienti alimentati in bassa tensione nel caso di mancato rispetto di *standard* per la continuità del servizio.

Il 18 dicembre 2006, con la delibera n. 292/06, l'Autorità ha introdotto l'obbligo per i distributori di installare nel periodo 2008-2011 nuovi contatori elettronici presso tutti i clienti alimentati in bassa tensione secondo un piano di installazione articolato in quattro fasi di verifica: almeno il 25% dei contatori entro il 2008, il 65% entro il 2009, il 90% entro il 2010 e il 95% entro il 2011. La delibera ha inoltre confermato il riconoscimento degli investimenti effettuati in misuratori elettronici e sistemi di telegestione esclusivamente ai soggetti che li hanno effettivamente realizzati e ha annunciato l'attivazione di un meccanismo di perequazione finalizzato a disincentivare ogni eventuale mancata o ritardata sostituzione degli attuali contatori elettromeccanici.

Separazione amministrativa e contabile

Con la delibera n. 11/07 l'Autorità ha approvato il Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione.

Il provvedimento integra e modifica le precedenti regole di separazione contabile e amministrativa (delibere n. 310/01 e n. 311/01), stabilendo regole di separazione funzionale al fine di garantire, tra l'altro, l'indipendenza del *management* che gestisce le infrastrutture essenziali. Si prevede poi la separazione funzionale dell'attività di rilevazione e registrazione dei dati di misura a partire dal 2010 nell'ambito della distribuzione di energia elettrica e dal 2012 per la distribuzione di gas naturale. Il Testo Integrato prevede, infine, la possibilità, di cui Enel ha usufruito, di applicare dal 2008 le nuove disposizioni in materia di separazione contabile.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere n. 203/06 e n. 275/06, rispettivamente di settembre e dicembre 2006, l'Autorità ha aggiornato i corrispettivi del servizio di distribuzione per l'anno 2007. La manovra risulta in linea con il livello fissato nel 2006 cui è stato applicato il *price-cap* considerando un tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo dell'1,9% e una variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi del 2,6%. I corrispettivi per contributi di allacciamento e diritti fissi sono stati ugualmente ridotti del puro effetto *price-cap* (-1,6% corrispondente a circa 10 milioni di euro). La delibera n. 275/06 ha, inoltre, proceduto all'aggiornamento della componente tariffaria per l'attività di misura (MIS). In particolare, tale componente è stata incrementata del 12%. Coerentemente a tale revisione, sono state aggiornate le tariffe di distribuzione per i clienti domestici per l'anno 2007. Per tali clienti è stata anche prorogata fino al 30 giugno 2007, e cioè fino all'apertura completa del mercato domestico prevista per il 1° luglio 2007, la validità delle ulteriori opzioni tariffarie domestiche approvate per l'anno 2006, facendo salva la possibilità per gli esercenti di sospendere la proposta delle medesime opzioni, ovvero di modificarle in relazione ai valori delle tariffe D1, D2 e D3 in vigore dal 1° gennaio 2007.

Con la delibera n. 202/06 del 20 settembre, l'Autorità ha approvato il valore del fattore di correzione specifico aziendale relativo alla società Deval dei ricavi ammessi a copertura dei costi di distribuzione per l'anno 2004. Tale valore ha consentito una maggiorazione dei ricavi ammessi di circa 1,6 milioni di euro contro i circa 1,2 milioni di euro inizialmente riconosciuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico nella fase istruttoria di giugno 2006.

Efficienza energetica

In attuazione dei decreti ministeriali del 20 luglio 2004 che fissano gli obiettivi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali per il periodo 2005-2009, con la delibera n. 293/06 l'Autorità ha fissato gli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2007 in 633 ktep; il Gruppo Enel sostiene il 61% di tale risparmio, pari a circa 385 ktep.

Per l'anno 2006 Enel ha conseguito pienamente gli obiettivi di risparmio energetico assegnati, pari a 187 ktep, il 60% dell'obiettivo nazionale.

Continuità e qualità del servizio

A partire dal 2006 il Testo Integrato aggiunge un nuovo criterio di regolazione della continuità del servizio che fissa il numero massimo di interruzioni, per i clienti in alta tensione e per quelli in media tensione, differenziato in funzione della diversa concentrazione delle aree. Le imprese distributrici sono soggette al pagamento di penali nel caso in cui il numero delle interruzioni ai singoli clienti in alta tensione e in media tensione di maggiori dimensioni risulti maggiore del limite prefissato dall'Autorità. Tali penali verranno ripartite a titolo di indennizzi automatici individuali, tra tutti i clienti in alta tensione e in media tensione peggio serviti, a prescindere dalla dimensione, purché dimostrino di avere impianti opportunamente adeguati rispetto ai requisiti tecnici minimi indicati dalla medesima Autorità. Nel caso in cui i clienti non adeguino i propri impianti, dovranno corrispondere alle imprese distributrici un corrispettivo tariffario specifico (CTS). Tali corrispettivi sono quindi strutturati in modo tale da rappresentare una congrua penalità per i clienti che non adeguano i propri impianti ai suddetti requisiti tecnici.

Il 21 novembre 2006, con la delibera n. 257/06, l'Autorità ha pubblicato i livelli di continuità del servizio elettrico per l'anno 2005 dai quali si evidenzia che Enel Distribuzione ha migliorato gli *standard* di continuità del servizio del 12% rispetto al 2004, ottenendo il riconoscimento di premi per un ammontare pari a circa 118 milioni di euro.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera n. 237/06 l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti di Enel Distribuzione per aver disatteso l'obbligo di effettuare almeno un tentativo annuo di lettura dei consumi dei clienti con potenza impegnata fino a 30 kW, previsto dalla delibera n. 200/99. Gli anni oggetto di istruttoria sono il 2003, 2004 e 2005. Il provvedimento finale dell'Autorità sarà adottato nel mese di giugno 2007.

Con la delibera n. 152/04 l'Autorità ha avviato un'istruttoria formale per l'accertamento di eventuali responsabilità di produttori, distributori e del GRTN (ora GSE - Gestore dei Servizi Elettrici) relativamente al *black-out* del 28 settembre 2003. Il 15 dicembre 2006 l'Autorità ha chiuso le istruttorie nei confronti dei

produttori, limitatamente ai profili sanzionatori, non irrogando sanzioni in virtù dell'oblazione effettuata dai medesimi. Con delibera n. 274/06, del 5 dicembre 2006, l'Autorità ha chiuso le istruttorie formali nei confronti di alcune imprese distributrici e consortili, anche in questo caso senza alcuna sanzione amministrativa. In particolare, per Deval è stato certificato che i dispositivi di alleggerimento del carico sono regolarmente intervenuti al momento del disservizio. Rimangono aperte le istruttorie nei confronti di Enel Distribuzione e di altri cinque soggetti, oltre a quelle nei confronti dei produttori per l'eventuale adozione di provvedimenti prescrittivi. Il termine definitivo per la chiusura dell'istruttoria è stato prorogato al 31 maggio 2007.

Gas

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera n. 122/05, recependo la sentenza del TAR della Lombardia che ha parzialmente annullato la delibera n. 170/04, l'Autorità ha introdotto il principio del riconoscimento nella tariffa di distribuzione dei nuovi investimenti realizzati dal distributore.

In ottemperanza di una sentenza del Consiglio di Stato, è stata emessa la delibera n. 218/06 che ha modificato la metodologia tariffaria per gli ultimi tre anni termici (ottobre 2005 - settembre 2008) dell'attuale periodo regolatorio. In particolare, sono stati previsti:

- > un tasso di recupero della produttività pari a 4,8%, 4,6% e 4,4% rispettivamente per gli anni termici 2005-2006, 2006-2007 e 2007-2008, a fronte di un valore costante pari al 5% previsto dalla delibera n. 170/04. Tale misura ottempera alla sentenza del Consiglio di Stato che prevede un valore decrescente del *price-cap* nel periodo regolatorio;
- > un'ulteriore riduzione dell'*X factor* per le imprese di distribuzione che hanno effettuato operazioni di concentrazioni tali da comportare una riduzione del numero complessivo di imprese di distribuzione. Da una prima valutazione, Enel dovrebbe registrare una riduzione media dell'*X factor* nei prossimi due anni di circa il 2% annuo;
- > la facoltà per gli impianti in avviamento, ovvero gli impianti nei primi tre anni di attività, di poter rinunciare alla libertà tariffaria loro riconosciuta e determinare, a partire dall'anno 2005-2006, le proprie tariffe secondo criteri omogenei a quelli ordinari. In questo caso è prevista la possibilità di accedere a un fondo presso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, denominato "Fondo di compensazione per ambiti ad alto costo", per mitigare gli effetti sulle tariffe dei forti investimenti sostenuti durante il periodo di avviamento dell'attività.

La delibera ha un impatto positivo per Enel pari a 1,1 milioni di euro per l'anno 2006, circa 5 milioni di euro per l'anno 2007 e circa 8 milioni di euro per l'anno 2008.

Concessioni di distribuzione

Il decreto legge "Mille Proroghe" del 30 dicembre 2005, n. 273, (convertito in legge il 23 febbraio 2006 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 28 febbraio 2006, n. 49) ha fissato il 31 dicembre 2007 quale data di scadenza del "periodo transitorio", con la possibilità di proroga automatica non superiore a 2 anni qualora si verifichi almeno una delle condizioni indicate al comma 7 dell'art. 15 del "decreto Letta". Le concessioni di distribuzione di gas possedute da Enel risultano quindi prorogate al 31 dicembre 2009. I termini possono essere prorogati di un anno (fino al 31 dicembre 2010), con atto dell'Ente locale concedente, per comprovate e motivate ragioni di pubblico interesse.

Il decreto stabilisce infine che le concessioni per le quali sono stati stanziati fondi pubblici (legge n. 784 del 28 novembre 1980 e legge n. 266 del 7 agosto 1997) scadono nel 2012 oppure decorsi dodici anni dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze di approvazione delle risultanze finali dell'intervento.

In relazione all'indennizzo dovuto al gestore uscente per le concessioni la cui scadenza risulta, per effetto della normativa sopra citata, anticipata rispetto alla scadenza naturale, il comma 5 dell'art. 15 del "decreto Letta" stabilisce, a carico del nuovo gestore, un rimborso calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti. Per quanto invece non desumibile dalla volontà delle parti è previsto il criterio della stima industriale degli impianti.

Lo schema di disegno di legge (ddl Energia) approvato dal Consiglio dei Ministri nel mese di giugno 2006 promuove, allo scopo di favorire una maggiore efficienza, le operazioni di aggregazione territoriale delle attività di distribuzione gas.

Accertamento sicurezza impianti gas

La delibera n. 40/04 aveva previsto per le nuove attivazioni alla rete di distribuzione una procedura amministrativa complessa che aveva comportato, a partire dal 1° luglio 2005, forti ritardi nelle nuove attivazioni delle utenze. La delibera n. 87/06 del 22 aprile 2006 ha semplificato la delibera n. 40/04 permettendo l'attivazione della fornitura da parte del distributore anche in caso di incompletezza della documentazione inviata dal cliente, con la possibilità per i Comuni di operare verifiche dirette sugli impianti con spese di verifica a carico degli utenti inadempienti.