

L'energia netta prodotta da Enel nel 2008 aumenta di 99,7 TWh (+65,0%) per effetto sia della maggior produzione realizzata all'estero (+97,6 TWh, di cui 76,1 TWh e 22,5 TWh derivanti rispettivamente dal diverso periodo di consolidamento di Endesa e dall'acquisizione di OGK-5, al netto degli effetti derivanti dal deconsolidamento del gruppo Viesgo), sia dell'incremento di produzione sul territorio italiano (+2,1 TWh).

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari a 393,5 TWh con un incremento di 91,2 TWh (+30,2%), sostanzialmente attribuibile ai maggiori vettoriamenti effettuati all'estero (+92,3 TWh di cui 91,4 TWh riferibili al diverso periodo di consolidamento di Endesa).

L'energia venduta da Enel registra un aumento di 74,1 TWh (+37,7%) con vendite complessive per 270,4 TWh a 49,3 milioni di clienti; l'aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all'estero (+79,3 TWh di cui 78,2 TWh riferiti al diverso periodo di consolidamento di Endesa).

Le vendite di gas alla clientela finale ammontano nel 2008 a 8,2 miliardi di m<sup>3</sup> con un incremento generalizzato delle vendite sia sul territorio italiano (+16,3%) sia all'estero per effetto del consolidamento di Endesa.

L'efficienza e la qualità del servizio si desumono dagli indicatori di continuità del servizio elettrico riportati nelle seguenti tabelle: Tabella A riferita all'anno 2007 e Tabella B riferita all'anno 2008. I coefficienti esposti per l'anno 2007 sono stati riclassificati ai sensi della normativa dell'AEEG 76/09 al fine di permettere un raffronto significativo con i coefficienti dell'anno 2008. Con riferimento ai dati riferiti all'utenza Enel complessiva si segnala che il confronto tra i citati anni evidenzia che nell'anno 2008 la durata cumulata delle interruzioni accidentali lunghe per clienti di BT è aumentata passando da 48,51 (per il 2007) a 49,61 (per il 2008); mentre il numero medio di interruzioni per clienti BT (lunghe e brevi) è diminuito passando da 4,91 (per il 2007) a 4,89 (per il 2008). Per l'anno 2008 è altresì da evidenziare che i coefficienti della durata cumulata e del numero medio di interruzioni a livello di Enel sono al di sotto del target previsto dall'Authority (rispettivamente 49,61 contro 57 e 4,89 contro 5,05), con l'eccezione dei coefficienti riferiti alla durata rilevati nelle regioni: Campania, Puglia e Calabria. Si rinvia alle tabelle riportate per ulteriori considerazioni a carattere regionale.

**Tabella A****Enel Distribuzione S.p.A.**

Dati continuità del Servizio Elettrico (RICALCOLATI AI SENSI DELLA DEL. AEEG 76/09)

Interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'esercente, origine rete MT + BT

Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Durata media di interruzioni per utente BT
	2007	2007	2007
Piemonte	2.275.795	3,08	33,41
Liguria	1.258.644	3,89	36,84
Lombardia	4.410.842	2,12	26,51
Trentino Alto Adige	87.470	4,01	59,17
Veneto	2.526.391	2,63	28,58
Friuli Venezia Giulia	605.279	2,43	18,42
Emilia Romagna	2.382.450	2,34	21,05
Toscana	2.358.406	2,77	37,41
Marche	890.205	3,03	33,88
Umbria	467.643	2,89	37,28
Lazio	1.739.192	5,35	54,87
Abruzzo	844.342	4,52	52,57
Molise	215.327	2,18	21,45
Campania	2.803.804	10,21	84,27
Puglia	2.353.339	5,54	61,38
Basilicata	362.837	4,02	43,72
Calabria	1.280.940	7,70	71,41
Sicilia	3.003.622	10,51	91,61
Sardegna	1.041.226	7,46	74,78
Enel Distribuzione S.p.A.	30.907.754	4,91	48,51
Macro Regione	2007	2007	2007
Nord	13.546.871	2,6	27,9
Centro	5.455.446	3,6	42,4
Sud e Isole	11.905.437	8,1	74,8
Enel Distribuzione S.p.A.	30.907.754	4,91	48,51

(Fonte: Enel)

**Tabella B****Enel Distribuzione S.p.A.**

Dati continuità del Servizio Elettrico (RICALCOLATI AI SENSI DELLA DEL. AEEG 76/09)

Interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'esercente, origine rete MT + BT

Regione	Numero Utenti BT 2008	Durata cumulata interruzioni accidentali lunghe per clienti BT		Numero Medio di Interruzioni per clienti BT LUNGHE + BREVI	
		Consuntivo 2008	Target Authority 2008	Consuntivo 2008	Target Authority 2008
Piemonte	2.248.380	49,83	54	3,20	3,48
Liguria	1.242.789	48,43	48	3,31	3,92
Lombardia	4.378.569	32,92	51	2,01	2,87
Trentino Alto Adige	86.034	63,57	67	4,27	4,70
Veneto	2.527.920	32,60	49	2,45	2,86
Friuli Venezia Giulia	601.216	23,69	50	1,61	2,91
Emilia Romagna	2.368.784	21,63	45	1,75	2,72
Toscana	2.346.872	38,23	43	2,48	2,99
Marche	885.041	36,07	50	2,77	3,51
Umbria	463.525	33,44	49	2,49	3,12
Lazio	1.735.941	56,10	59	4,58	5,78
Abruzzo	837.131	46,37	58	3,67	4,77
Molise	215.487	21,88	55	2,40	3,34
Campania	2.763.030	81,87	74	6,30	9,87
Puglia	2.333.590	56,76	55	4,21	5,30
Basilicata	357.642	38,75	51	2,64	4,08
Calabria	1.265.246	79,72	66	5,98	7,58
Sicilia	2.944.560	76,60	84	6,32	9,88
Sardegna	1.031.820	70,70	72	4,72	7,40
Enel	30.633.577	49,61	57	4,89	5,05

(Fonte: Enel)

### 6.1.2 Ricerca ed innovazione

Il Gruppo Enel ha proseguito anche nel 2008 le attività volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nel campo della cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>, della generazione da fonti rinnovabili, dell'idrogeno, della generazione distribuita, dell'efficienza energetica e del contenimento delle emissioni, al fine di aumentare la competitività e garantire la *leadership* tecnologica ed ambientale del Gruppo. Si prevede, per lo sviluppo di tali progetti, un impegno di circa 650 milioni di euro in cinque anni. Con l'avvio di tali attività le spese di ricerca sostenute nel 2008 sono state di circa 35,5 milioni di euro (29 milioni di euro del 2007) e gli investimenti sono passati contemporaneamente da 6,6 milioni a 31,8 milioni di euro.

In questo ambito rientrano, tra gli altri, i seguenti progetti:

- *Cattura e Sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS):*

- cattura post-combustione: sono in corso i test di laboratorio sulle ammine commerciali ed inizierà a breve la realizzazione di un impianto pilota presso la centrale Federico II di Brindisi; quest'impianto pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consentirà ad Enel di rafforzare il *know-how* sulla cattura della CO<sub>2</sub> in vista della realizzazione di un impianto dimostrativo su scala industriale;
- combustione del carbone in ossigeno: l'impegno di Enel per la riduzione della CO<sub>2</sub> non si esaurisce con l'attività sulla post-combustione, ma prosegue con un impegno forte anche nella ricerca sperimentale nell'ambito dell'ossi-combustione; è stato infatti potenziato l'impianto sperimentale di Livorno per rendere possibile l'effettuazione di test di combustione in ossigeno a pressione atmosferica ed è in fase di finalizzazione la progettazione esecutiva dell'impianto pilota da 48 MW che verrà realizzato nella centrale di Brindisi;
- sequestro geologico dell'anidride carbonica: per garantire la realizzabilità di una soluzione industriale per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, la Ricerca di Enel è impegnata in ogni anello della catena del valore della CCS, anche nella fase finale di stoccaggio; sono state infatti realizzate delle stime preliminari del potenziale di stoccaggio in aree *off-shore* sia nell'Alto Lazio che nell'Alto e Basso Adriatico.

- *Generazione da fonti rinnovabili:*

- solare termodinamico: ha preso il via il cantiere del "Progetto Archimede" che prevede la realizzazione di un innovativo impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari (5 MW) con tecnologia a sali fusi sviluppata da ENEA; con questa tecnologia all'avanguardia (si tratta del primo impianto dimostrativo

- al mondo) sarà possibile incrementare l'efficienza dell'impianto, garantendo una maggiore producibilità;
- fotovoltaico innovativo: Enel ha sviluppato a Catania un importante laboratorio solare, con tecnologie di ultima generazione, che consentirà di verificare l'applicazione su vasta scala di sistemi fotovoltaici innovativi e aiuterà lo sviluppo di nuove tecnologie con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti;
  - geotermia innovativa: Enel sta realizzando presso l'Area Sperimentale di Livorno un circuito pilota prototipale da 500 kWe per lo studio di un ciclo ad elevate prestazioni;
  - Biomasse e Combustibile da Rifiuti: è stato avviato il monitoraggio dell'unità 4 della centrale di Fusina alimentata, in co-combustione, con biomasse (CDR) e carbone (5% CDR - 95% carbone); quest'attività consentirà di studiare il comportamento di una centrale "tradizionale" quando viene alimentata con combustibili da biomasse per la produzione di energia rinnovabile. Enel ha inoltre ultimato il progetto del dimostrativo nominato la "Fattoria dell'energia", che ha come obiettivo la dimostrazione di tecnologie consolidate e innovative per la conversione di biomasse di diversa natura in energia elettrica e termica e per la produzione di biocarburanti.
  - Idrogeno: per la metà del 2009 è prevista la prima accensione con miscele idrogeno-metano del nuovo impianto dimostrativo a idrogeno di Fusina; l'impianto (12 MW), che può essere alimentato con puro idrogeno (proveniente dal polo petrolchimico di Marghera) o con miscele idrogeno-metano in rapporto variabile, è il primo esempio del suo tipo al mondo;
  - Generazione distribuita: l'Enel sta proseguendo l'attività di simulazione delle reti attive (*smart grids*), nell'ambito del progetto ADDRESS che prevede la definizione di una nuova infrastruttura con l'inclusione di nuovi sistemi di rete, i sistemi di generazione, di compensazione e carichi; saranno simulati scenari particolarmente critici e realizzati *pilot test* in diverse nazioni europee;
  - Contenimento emissioni e residui: proseguono le attività relative allo sviluppo di tecnologie per il controllo delle emissioni, in particolare:
    - per il mercurio, è stata condotta la sperimentazione sul circuito pilota di La Spezia ed effettuate le prime prove del processo di ossidazione elettro-catalitica su impianto di piccola scala a Livorno; inoltre, è stata avviata la sperimentazione di laboratorio sull'assorbimento del mercurio in un sistema DeSOx;

- è stato avviato uno studio per la messa a punto di un metodo integrato per la valutazione del contributo delle centrali a carbone sulla concentrazione di particolato atmosferico nelle aree limitrofe;
- per il miglioramento delle *performance* ambientali degli impianti geotermici, è stato completata con successo la qualifica del processo di abbattimento dell'acido cloridrico nei vapori surriscaldati mediante iniezione a secco di bicarbonato di sodio. Enel ha inoltre avviato un progetto per promuovere la valorizzazione ambientale e tecnica dei residui prodotti dal processo di combustione pulita del carbone tramite il loro pieno riutilizzo come prodotti per le costruzioni.
- *Aumento dell'efficienza*: Enel partecipa attivamente a progetti internazionali (es. COMTES 700) per lo studio di componenti ottimizzati per impianti a carbone ad alta efficienza; in pochi anni, con lo sviluppo di tecnologie che consentiranno di incrementare la temperatura (700 C°) e la pressione di esercizio delle centrali a carbone, sarà possibile realizzare impianti con un'efficienza superiore al 50%.

Nel corso del 2008 Enel ha contribuito ad avviare una attività per lo sviluppo di un modello integrato di mobilità elettrica. Enel ha firmato un accordo con Daimler-Mercedes per la realizzazione, nel corso del 2010, di un progetto pilota in cui Smart fornirà a clienti finali 100 auto elettriche, mentre Enel svilupperà l'infrastruttura e il sistema di ricarica, con almeno 400 punti dedicati. Il progetto riunisce la competenza specifica e la notevole esperienza di due grandi realtà aziendali, con lo scopo di creare una mobilità sostenibile ed eco-compatibile nei contesti urbani.

#### **6.2- Le tariffe e gli "stranded cost"**

Dopo un periodo di costante incremento, le tariffe - nonostante l'aumento sui mercati internazionali del prezzo del metano (circa 34%) ed il ben noto e persistente rialzo dei combustibili utilizzati per la produzione elettrica (circa 20%) - avevano iniziato a subire un continuo aumento dal 1° gennaio 2008. Al lordo delle imposte i "prezzi di riferimento" quantificati dall'AUTORITÀ, sono stati, infatti, i seguenti:

1. per il 1° trim. 2008 (Genn/Marzo) per gli ulteriori incrementi del prodotto petroliferi hanno comportato un rincaro del 3,8% per l'elettricità e del 3,4% per il gas (delibere n. 352/07 e n. 346/07);
2. per il 2° trim. 2008 (aprile/giugno) le forniture tipo alle famiglie registrano un incremento del 4,1% per l'energia elettrica e del 4,2% per il gas (delibere ARG/el 37/08,38/08 e ARG/gas 39/08,40/08 e 41/08); è anche da segnalare che l'Autorità ha ridotto gli oneri di sistema a carico dei clienti finali grazie ad un provvedimento

che ha reso più aderenti ai costi reali gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate al CIP 6. L'intervento confermato dal Consiglio di Stato dopo un lungo contenzioso ha consentito di evitare un ulteriore aumento dell'1,5% delle bollette del secondo trimestre 2008, senza il provvedimento l'aumento dal 1° aprile 2008 sarebbe stato del 5,6%;

3. per il 3° trim. 2008 (luglio/settembre) il c.d. "caro petrolio" ha comportato un rincaro del 4,3% per l'elettricità e del 4,7 % per il gas ( delibere ARG/gas 83/08, 84/08 e ARG/elt n.85/08 e 86/08); in merito ai continui aumenti l'Autorità evidenzia che sarà attivato un meccanismo di tutela sociale con il quarto trimestre 2008 e con effetto retroattivo per tutto il 2008 a favore delle famiglie disagiate;
4. Nel 4° trim. 2008 si registra un lieve aumento per le bollette dell'energia elettrica: +0,8% mentre il rincaro delle tariffe per il gas diviene pari al +5,8%; il forte aumento del prezzo del greggio dei mesi precedenti pesa ancora sull'aggiornamento delle condizioni di fornitura, specie per il gas;
5. A seguito dell'andamento favorevole delle quotazioni internazionali petrolifere , a partire dal 1° gennaio 2009 le bollette di energia elettrica e gas naturale diminuiscono, rispettivamente, del 5,1% e dell'1% con la previsione altresì di ulteriori diminuzione nel corso del presente anno 2009;
6. Come già previsto nel trimestre precedente, dal 1° aprile 2009 le condizioni economiche di riferimento (prezzi fissati dall'AEEG obbligatoriamente offerti alle famiglie ed alle piccole imprese) si riducono ulteriormente per il 2,0% per l'energia elettrica e per il 7,5% per il gas. L'AEEG nel relativo comunicato precisa che "è già disponibile il *bonus elettrico* che prevede sconti medi del 20% circa (sul netto da tasse) per le famiglie in disagio economico ed un aiuto anche per gli ammalati obbligati ad utilizzare apparecchi elettromedicali salvavita. Il *bonus* è retroattivo a tutto il 2008, per chi presenti la domanda al proprio Comune, entro il prossimo 30 aprile. Anche per il gas sarà reso operativo, entro giugno, un *bonus gas*, con retroattività fino all'inizio del 2009";
7. Dal 1 Luglio 2009 nuova diminuzione per le bollette di elettricità e gas. L'Autorità ha infatti stabilito un'ulteriore diminuzione delle condizioni economiche di riferimento: energia elettrica -1% e gas -7% pari ad un calo medio ponderato del -5,7%. Dall'inizio dell'anno 2009 è da evidenziare un calo medio totale del -13,1%.

Utilizzando i dati pubblicati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas si reputa opportuno evidenziare la composizione percentuale, al 2° trimestre 2009, della bolletta elettrica e di quella del gas.

Bolletta elettrica: composizione percentuale del prezzo medio:

- *Costi di approvvigionamento*: 63,80% della spesa totale ovvero il 74,21% della spesa totale al netto delle imposte (Costi per l'energia elettrica ed importata direttamente influenzata dalle quotazioni degli idrocarburi);
- *Costi di rete e di misura*: 14,84% della spesa totale (costi dei servizi di trasporto distribuzione e misura fissate dall'Autorità e diminuite del 20% in termini reali );
- *Imposte*: 14,02% della spesa totale (IVA al 9,09% circa, Erariale e Add. comunale pari a 4,93% circa del totale);
- *Oneri Generali del sistema*: 7,34% della spesa totale (fissati per legge si riferiscono : incentivi alle fonti rinnovabili, regimi tariffari speciali, *stranded cost*, *decommissioning* nucleare, compensazioni per imprese minori, sostegno alla ricerca di sistema e componete a copertura bonus elettrico).

Bolletta gas: composizione percentuale del prezzo medio:

- *Materia prima*: 37,06% della spesa totale ovvero il 59,58% della spesa totale al netto delle imposte (Costi per l'acquisto del gas );
- *Distribuzione locale*: 10,12% della spesa totale (costi dei servizi di distribuzione);
- *Trasporto e Stoccaggio*: 6,25% della spesa totale (costi per servizi di trasporto e stoccaggio);
- *Vendita al dettaglio e commercializzazione all'ingrosso*: 8,77% della spesa totale (costi per i servizi di commercializzazione e vendita);
- *Imposte*: 37,8% della spesa totale (Accise per 19,27%, IVA al 15,97 % circa, e Add.regionale pari a 2,56 % circa del totale).

\* \* \*

Il 15 dicembre 2008, con la delibera ARG/elt n. 183/08, l'AEEG ha deliberato il pagamento anticipato delle somme relative agli *stranded cost* per gli anni 2008 e 2009 e il pagamento della quota residua 2004, attualizzata ad un tasso di interesse pari alla media delle quotazioni del tasso Euribor registrate nei trenta giorni antecedenti alla pubblicazione della delibera n. 183/08 (15 dicembre), maggiorato di 80 punti base. Il pagamento è stato pari a 525 milioni di euro.

Al fine della quantificazione delle somme definitive, l'AEEG con Del. 183/08 ha avviato un procedimento per la verifica a consuntivo dei volumi di gas nigeriano destinati da Enel alla generazione elettrica, come previsto dal Decreto del 22 giugno 2005.

### **6.3 Aspetti ed eventi significativi**

Nel periodo su cui si riferisce meritano particolare menzione:

#### **6.3.1 Acquisizione del 25,01% di Endesa**

In data 20 febbraio 2009 Enel ha stipulato l'accordo per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente ed indirettamente, da Acciona in Endesa; tale accordo, che si è realizzato anche mediante l'esercizio anticipato della *put option* da parte di Acciona rispetto alla data di decorrenza prevista (marzo 2010), era soggetto ad alcune condizioni sospensive e ha previsto altresì la cessione ad Acciona da parte di Endesa di alcuni asset operativi eolici e idroelettrici. Nella stessa data, il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha deliberato in merito alla distribuzione di un dividendo di 6,2 miliardi di euro, di cui la quota Enel (67,05%) è pari a circa 4,2 miliardi di euro, quella di Acciona (25,01%) di circa 1,5 miliardi di euro e quella degli azionisti terzi (7,94%) di circa 0,5 miliardi di euro. Lo stesso Consiglio di Amministrazione ha nel contempo approvato, in linea con quanto previsto dal citato accordo, la cessione ad Acciona di alcuni impianti di produzione di energia elettrica in esercizio in Spagna e Portogallo per complessivi 2.105 MW di cui 1.423 MW da fonti rinnovabili e 682 MW da fonte idroelettrica convenzionale.

In data 25 giugno 2009, tenuto conto dell'intervenuta realizzazione delle condizioni sospensive a cui l'accordo del 20 febbraio 2009 era soggetto, Enel e Acciona hanno dato esecuzione all'accordo stesso mediante il trasferimento a Enel Energy Europe (EEE) del 25,01% del capitale sociale di Endesa posseduto, direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito della descritta operazione, Enel - per il tramite di EEE - risulta ora in possesso del 92,06% del capitale di Endesa e ne dispone del pieno controllo.

A fronte di tale trasferimento EEE ha versato ad Acciona un corrispettivo di 9.627 milioni di euro per cassa. In particolare, tale importo è stato determinato sottraendo al valore della partecipazione (11.107 milioni di euro), definito in linea con i criteri previsti nel contratto stipulato tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e contenuto nell'accordo del 20 febbraio 2009, i dividendi distribuiti da Endesa (pari a 1.561 milioni di euro) e percepiti da Acciona dopo il 20 febbraio 2009, ed aggiungendo gli interessi (pari a 81 milioni di euro) maturati successivamente a tale data ed applicati alla quota di indebitamento assunto da Acciona per l'acquisto della partecipazione del 25,01% del capitale di Endesa oggetto della cessione. Nella stessa data, sempre in esecuzione dell'accordo del 20 febbraio 2009, Endesa ha ceduto ad Acciona alcuni impianti in Spagna e Portogallo - il cui perimetro è stato in parte ridefinito rispetto a quanto

indicato nell'accordo stesso – per complessivi 1.946 MW (di cui 1.267 MW riconducibili a fonti rinnovabili e 679 MW da fonte idroelettrica convenzionale) per un corrispettivo di 2.634 milioni di euro. Inoltre, nell'ambito della stessa operazione, e non appena perfezionati i relativi procedimenti regolatori e tecnici, Endesa cederà ad Acciona impianti per ulteriori 133 MW di capacità produttiva – prevalentemente da fonte eolica – a fronte del versamento di un corrispettivo di 183 milioni di euro.

Al finanziamento dell'operazione di acquisizione concorre un prestito che Enel ha sottoscritto nel mese di aprile 2009 per 8 miliardi di euro quale aumento della Linea di Credito Sindacata di originali 35 miliardi di euro che prevedeva la facoltà di incrementare, fino ad un ammontare massimo di 8,5 miliardi di euro, la *tranche C* (originariamente pari a 10 miliardi di euro con scadenza nel 2012), nel caso di eventuale esercizio della *put option* da parte di Acciona nel 2010. Il prestito di 8 miliardi è concordato con un *pool* di 12 banche e prevede la scadenza di una quota, pari a poco meno del 70%, a 5 anni (5,5 miliardi di euro in scadenza nel 2014) e della quota residua a 7 anni (2,5 miliardi di euro in scadenza nel 2016). Il contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro si articola in due contratti:

- un contratto di finanziamento, detto "*facility C increase*" che incrementa la *tranche C* per un ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro con scadenza nel 2012 e un contratto di finanziamento detto "*rollover*", anch'esso di ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro, destinato a sostituire il "*facility C increase*" e contenente l'impegno delle istituzioni finanziarie a rinnovare il "*facility C increase*" a partire dal 2012, con due nuove tranches di finanziamento, la prima di 5,5 miliardi di euro con scadenza nel 2014 e la seconda di 2,5 miliardi di euro, con scadenza nel 2016.

### **6.3.2 Crediti commerciali**

Nel corso degli ultimi anni il conto "Crediti commerciali verso clienti" del Gruppo Enel ha presentato un incremento costante; per tale motivazione si è ritenuto opportuno procedere ad una analisi più approfondita. Essi ammontano a 12.378 milioni di euro e presentano un incremento di 802 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2007 (pari a circa il +7%).

In sintesi, possono essere rappresentati come segue:

*(milioni di euro)*

	<b>al 31.12.2008</b>	al 31.12.2007	2008-2007
<b>Clienti:</b>			
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.166	10.102	64
- distribuzione e vendita di gas	1.499	1.087	412
- altre attività	661	351	310
<b>Totale</b>	<b>12.326</b>	<b>11.540</b>	<b>786</b>
Crediti commerciali verso imprese collegate	14	30	(16)
Crediti per lavori in corso su ordinazione	38	6	32
<b>TOTALE</b>	<b>12.378</b>	<b>11.576</b>	<b>802</b>

I valori sopra riportati sono al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 726 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 396 milioni di euro (determinato da un consistente accantonamento di 524 milioni di euro ed utilizzi, per perdite su crediti, di 184 milioni di euro).

Nel seguito vengono riportati i valori al 31.12.2008 ed al 31.12.2007 dei crediti commerciali del Gruppo Enel, al netto del relativo fondo svalutazione crediti, suddivisi per ciascuna società controllata e per tipologia di prestazione.

## Gruppo Enel

**CREDITI COMMERCIALI** (€/milioni **al netto** del F.do svalutazione crediti)

	Vendita e Trasporto di en.elettrica.		Distribuzione-Vendita gas		Altre attività		Crediti comm.li v/imprese collegate		Crediti per lavori in corso su ordinazioni		Totali	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Enel Energia	1.996	990	1.259	941	14						3.269	1.931
Enel Servizio Elettrico S.p.A. <sup>(2)</sup>	2.946				16	64	1	1		1	2.963	66
Endesa	1.798	2.232	228	116	128		13				2.167	2.348
Enel Produzione	1.518	1.935			90	19		29	14		1.622	1.983
Enel Distribuzione S.p.A.	634	4.043			58	63			1		693	4.106
Enel Trade	608	511	11	24							619	548
Slovenske Elektrarne.	171	110			19	2					190	112
Enel Energia S.p.A.	124	116			2	2					126	118
Enel Sole s.r.l.					96	94			11	4	107	98
Enel S.p.A.	80	68			6						86	68
Enel Factor S.p.A.					70						70	-
Enel Servizi s.r.l.					53	64				1	53	66
OGK-5	42				9						51	-
Enel En. Muntenia	81				3						84	-
Altre Società <sup>(1)</sup>	168	97	1	6	97	94			12	1	278	198
<b>Totale</b>	<b>10.166</b>	<b>10.102</b>	<b>1.499</b>	<b>1.087</b>	<b>661</b>	<b>351</b>	<b>14</b>	<b>30</b>	<b>38</b>	<b>6</b>	<b>12.378</b>	<b>11.576</b>

(1) Società con crediti comm. &lt; 35 mil. Euro

(2) Con efficacia 1.1.2008 Enel Servizio Elettrico ha ricevuto da Enel Distribuzione il ramo di azienda relativo alla vendita di e.e. ai clienti di maggior tutela

## Gruppo Enel

**Fondo svalutazione crediti**

(milioni di euro)

	al 31.12.2008	al 31.12.2007	Variazione
ENEL SERV. ELET.	347	0	347
ENDESA	35	3	32
ENEL S.p.A.	23	20	3
ENEL DISTR	9	179	(170)
ENEL ENERGIE	45	52	(7)
ENEL FACTOR	2	3	(1)
ENEL ENERGIA	105	53	52
ENEL PROD	47	26	21
ENEL SERV.	10	10	0
ENEL SOLE	7	7	0
ENEL TRADE	17	5	12
SLOV. ELEK	68	10	58
Altre società	11	28	(17)
<b>Totale</b>	<b>726</b>	<b>396</b>	<b>330</b>

## Movimentazione del Fondo Svalutazione crediti nell'anno 2008

(milioni di euro)

Saldo al 1° gennaio 2008	396
Accantonamenti	524
Utilizzi	(184)
Altri movimenti	(3)
Riclassifica ad "Attività destinate alla vendita"	(7)
<b>Totale al 31 dicembre 2008</b>	<b>(726)</b>

Dai dati contabili sopra evidenziati emerge che l'incremento registrato nel corso dell'anno 2008 è prevalentemente riconducibile ai crediti per la distribuzione e vendita di gas per 412 milioni di euro e per le altre attività svolte su richiesta della clientela per 310 milioni di euro.

In particolare, i valori riferiti al credito commerciale delle società Enel Energia, Enel Servizio Elettrico, Endesa ed Enel Produzione (pari a 10.021 milioni di euro) rappresentano circa l'80% del totale crediti del Gruppo. Riguardo poi alla tipologia dei crediti stessi, quelli riferiti alla vendita e trasporto di energia elettrica (pari a 10.166 ml. euro), alla distribuzione e vendita gas (pari a 1.499 milioni di euro) ed altre

attività (pari a 611 milioni di euro) rappresentano la quasi totalità del credito commerciale del Gruppo (circa il 99%).

Ciò premesso, è da evidenziare che, se si escludono le società Endesa ed Enel Produzione che hanno fatto registrare una diminuzione del credito rispetto al 2007 (rispettivamente del -8% e del -17%), le società Enel Energia (vendita di energia elettrica sul mercato libero) e Enel Servizio Elettrico (che ha ricevuto da Enel Distribuzione, in data 1.1.2008, il complesso di beni e rapporti, attività e passività relativi all'attività di vendita di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela), espongono le situazioni creditorie più consistenti pari, rispettivamente, a 3.269 milioni di euro ed a 2.963 milioni di euro alla data del 31.12.2008 e al netto degli importi riferiti al fondo svalutazione crediti.

La Corte aveva in proposito, già nella precedente relazione riferita all'anno 2007, segnalato la necessità di "un accertamento dell'esigibilità dei crediti verso la clientela, con particolare riguardo a quelli pregressi ed in particolare a quelli insoluti ed oggetto di contestazione o coinvolti in procedure concorsuali".

L'Enel, con apposita informativa, ha confermato che il Gruppo è impegnato in un continuo ed attento monitoraggio sull'andamento dei crediti pregressi e svolge un'intensa attività per il recupero di tali crediti attraverso: (i) invio di solleciti ai clienti, (ii) applicazione di misure di autotutela (sospensione della fornitura), (iii) affidamento del recupero dei crediti a società specializzate (recupero stragiudiziale), (iv) avvio di azioni legali anche attraverso l'insinuazione in procedure fallimentari, dopo aver valutato l'effettiva recuperabilità.

Tra i fattori che rendono difficoltosa l'azione di recupero crediti, oltre all'attuale scenario caratterizzato dalla crisi economica e finanziaria, l'Enel segnala le difficoltà che sono intervenute a seguito dell'entrata in vigore della nuova disciplina normativa, introdotta con la liberalizzazione del mercato elettrico italiano, che ha comportato il c.d. "free riding" vale a dire il fenomeno di clienti che riescono a passare (switch) ad altro operatore senza aver saldato le pendenze nei confronti dell'operatore precedente. Nell'attuale contesto normativo, risulta anche difficile per i fornitori (che operano nel settore della vendita) applicare misure di autotutela (sospensione della fornitura) nei confronti di clienti, essendo ormai le reti di distribuzione gestite da altri operatori.

E' da evidenziare che sul problema è stata richiamata da parte dell'Enel e di altri fornitori l'attenzione dell'AEEG e si auspica che da parte di quest'ultima vengano emanati provvedimenti volti a limitare tali fenomeni.

Un altro aspetto di particolare criticità è rappresentato dalle crescenti difficoltà finanziarie che determinano ritardi sempre maggiori nei pagamenti da parte della

Pubblica Amministrazione, le cui utenze sono peraltro, nella quasi totalità dei casi, classificate come non disalimentabili (in quanto relative a pubblici servizi). Il credito delle due società suddette (Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico) nei confronti della P.A. ammontavano al 31 agosto 2009, rispettivamente a circa 424 milioni di euro e a circa 291 milioni di euro.

A tale riguardo l'Enel ha avviato un tavolo di confronto con vari istituti di credito e società di *factoring* per valutare le possibilità di procedere alla cessione pro-soluto di una quota di tali crediti ed ha già individuato la possibilità di definire un contratto in tal senso con una primaria società di *factoring*, alla quale si prevede di cedere un ammontare di 300 milioni di euro di crediti, di cui 190 milioni di euro verso la P.A. e 110 verso medie/grandi aziende private, ad un costo vantaggioso, in quanto inferiore rispetto ai livelli di costo attualmente sopportati per il reperimento di finanziamenti da parte del Gruppo stesso.

Tutta la problematica in questione viene attentamente seguita dal Consiglio di Amministrazione ed è stata in particolare approfondita nella seduta del 1° ottobre 2009.

Gli indirizzi di gestione del credito commerciale sono stati delineati dalla procedura organizzativa n. 106 in data 5.2.2008 approvata dall'Amministratore Delegato di Enel S.p.A.

### **6.3.3 Il contenzioso del Gruppo Enel**

#### Contenzioso in materia ambientale

Enel Distribuzione è convenuta in vari giudizi, civili e amministrativi, nei quali vengono richiesti lo spostamento o la modifica delle modalità di esercizio delle porzioni di rete elettrica di proprietà o nella disponibilità della Società, adducendo la presunta potenziale dannosità delle stesse, nonostante gli impianti siano stati installati ed operanti nel rispetto della vigente normativa in materia. Nell'ambito di taluni procedimenti sono state avanzate anche richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. Tuttavia è da rilevare la tendenza positiva per Enel sull'andamento del contenzioso in questione. Sotto il profilo delle decisioni intervenute in materia, va infatti segnalato che solo in sporadici casi si sono avute pronunce sfavorevoli, in sede cautelare, peraltro, tutte impugnate. Allo stato attuale, nel merito non vi sono sentenze negative passate in giudicato e in nessun caso è stata accolta domanda di risarcimento danni alla salute, mentre esiste una isolata pronuncia del febbraio 2008 del Tribunale di Venezia (impugnata innanzi alla Corte di Appello di Venezia) che ha riconosciuto un danno legato allo "stress" provocato dalla presenza dell'elettrodotto e dal timore di possibili

effetti negativi. Vanno segnalate anche controversie concernenti i campi elettromagnetici delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici, peraltro sempre rispettosi dei limiti di induzione previsti dalla normativa nazionale. Al riguardo, si segnalano due decisioni (Tribunale di Castrovillari del 31 gennaio 2008 e del Tribunale di Venezia del 5 giugno 2007) che confermano che il rispetto della specifica vigente normativa assicura la tutela della salute.

In ambito penale, invece, si segnala una recentissima sentenza della Corte di Cassazione - relativa ad un elettrodotto di trasmissione a 380 kV (Forlì-Fano), non più di proprietà Enel - che, in contrasto con le attuali risultanze scientifiche in materia, ha ritenuto sussistente nello specifico caso esaminato il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l'esposizione ai campi elettromagnetici.

Il contesto normativo nel cui ambito si colloca il presente contenzioso si è evoluto a seguito del chiarimento legislativo introdotto dalla legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (n. 36 del 22 febbraio 2001), e dei relativi decreti di attuazione, il DPCM 8.7.2003. La nuova normativa, infatti, ha inteso armonizzare l'intera materia sul territorio nazionale. E' previsto, inoltre, un programma di dieci anni, a partire dall'entrata in vigore della citata legge 36/2001, per il risanamento degli elettrodotti nonché la possibilità di recupero integrale o parziale, tramite le tariffe, degli oneri sostenuti dai proprietari delle linee di trasmissione e distribuzione e delle cabine, secondo criteri che saranno determinati dall'AEEG, ai sensi della legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Si segnala che, allo stato, non è stato ancora emanato il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, relativo alla determinazione dei criteri di elaborazione dei piani di risanamento degli elettrodotti (art. 4, comma 4 della legge 36/2001), né sono state definite, ai sensi del menzionato DPCM 8.7.2003 (relativo agli elettrodotti), i criteri di misurazione dei suddetti parametri e di calcolo delle fasce di rispetto.

Sono pendenti inoltre talune vertenze in materia urbanistica e ambientale, connesse con la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di trasmissione e distribuzione. L'esame di tali vertenze fa ritenere, in linea generale, come remoti eventuali esiti negativi. Per un numero limitato di giudizi non si possono tuttavia escludere esiti sfavorevoli le cui conseguenze potrebbero consistere, oltre che nell'eventuale risarcimento dei danni, nell'assunzione di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla temporanea indisponibilità degli impianti stessi. Si tratta di oneri allo stato attuale non oggettivamente determinabili e non compresi quindi in sede di determinazione del "Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi".