

## **A366 - COMPORTAMENTI RESTRITTIVI SULLA BORSA ELETTRICA**

*Provvedimento n. 14174*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 6 aprile 2005;

SENTITO il Relatore Professor Carlo Santagata;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTA la legge 14 novembre 1995, n. 481, in particolare all'articolo 2, comma 33;

VISTO l'articolo 82 del Trattato CE;

VISTO il Regolamento del Consiglio n. 1/2003 del 16 dicembre 2002;

VISTA la deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas del 18 febbraio 2005 (n. 25/05), ed in particolare gli allegati A ("*Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005*") e B ("*Segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato ai sensi dell'articolo 2, comma 33 della legge 14 novembre 1995 n. 481*") alla citata deliberazione;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATI i seguenti elementi:

### **I. IL FATTO**

#### ***Le parti***

1. ENEL S.p.A. (di seguito Enel) è una società holding attiva nei settori elettrico, della distribuzione e vendita del gas naturale, delle telecomunicazioni. Al momento, le società operative di Enel risultano collocate in cinque aree funzionali distinte in (i) Generazione ed Energy Management; (ii) Mercato; (iii) Infrastrutture e Reti; (iv) Telecomunicazioni; (v) Servizi alle Aziende e Attività Diversificate. Il capitale sociale di Enel S.p.A. è attualmente detenuto per il circa 30% dallo Stato Italiano, per il circa 10 % dalla società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. mentre il restante è quotato sul mercato.

2. ENEL PRODUZIONE S.p.A. (di seguito Enel Produzione) è una società attiva nella generazione di energia elettrica interamente controllata da Enel.

#### ***La segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas***

3. In data 21 febbraio 2005 l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), in esito alla chiusura delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi del sistema delle offerte per i giorni 7, 8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del 2005, ha segnalato all'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 33, della legge n. 481/95, alcuni comportamenti posti in essere sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nei mesi di giugno 2004 e gennaio 2005. Gli elementi di fatto relativi a tale segnalazione sono contenuti nel documento denominato "*Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005*" (allegato A alla delibera 25/05), mentre la formale segnalazione dei comportamenti è contenuta nel documento denominato "*Segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato ai sensi dell'articolo 2, comma 33 della legge 14 novembre 1995 n. 481*" (allegato B alla delibera 25/05).

#### ***L'analisi sul livello dei prezzi***

4. L'analisi svolta dall'AEEG ha avuto per oggetto l'anomalia riscontrata nei giorni 7-10 giugno 2004 e 10-16 gennaio 2005 sia nel livello dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica (cd Prezzo Unico Nazionale o PUN) nel mercato del giorno prima (di seguito MGP)<sup>1</sup>, sia nei vari prezzi zionali ricevuti dai produttori a seconda del luogo di immissione dell'energia nella rete di trasmissione nazionale<sup>2</sup>.

5. L'AEEG ha analizzato i dati dei prezzi registrati sul MGP relativi alle due settimane sotto esame. Con riferimento al prezzo unico d'acquisto, PUN, una comparazione effettuata tra il livello raggiunto nelle due settimane critiche rispetto a quello relativo a settimane analoghe in termini di fabbisogno elettrico, ha rilevato quanto segue:

– nei giorni critici di giugno 2004, il PUN è stato pari a 65,1 €/MWh (media aritmetica) e 72,3 €/MWh (media ponderata), rispetto alle venti settimane con fabbisogno simile in cui si è registrata una media aritmetica e ponderata

---

<sup>1</sup> [Il PUN è pari alla media ponderata dei vari prezzi zionali che emergono in caso di separazione in zone del mercato del giorno prima, utilizzando come pesi il contributo della domanda zonale al fabbisogno complessivo del paese.]

<sup>2</sup> [Per una descrizione delle modalità di funzionamento del settore elettrico nazionale e l'architettura dei vari (sotto)mercati in cui è organizzato si rimanda al secondo capitolo del testo dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico deliberata congiuntamente dall'Autorità e dall'AEEG in data 9 febbraio 2005 (cfr. proc. IC22).]

del PUN rispettivamente di 50,2 e 54,5 €/MWh. Si è evidenziata, quindi, una differenza di 15 €/MWh e di 18 €/MWh per le due medie considerate (aritmetica e ponderata);

– nei giorni critici di gennaio 2005 il PUN è stato pari a 75 €/MWh per la media aritmetica e 82,6 €/MWh per quella ponderata, contro valori nelle settimane con fabbisogno simile pari a 55,6 €/MWh e 60,5 €/MWh, rispettivamente per la media aritmetica e ponderata. Il confronto fa quindi registrare un differenziale di circa 20 €/MWh per entrambe le medie<sup>3</sup>.

6. L'AEEG ha anche considerato l'evoluzione dei prezzi zionali nelle settimane critiche di giugno 2004 e gennaio 2005, mettendoli in comparazione con i prezzi zionali di settimane simili in termini di fabbisogno da soddisfare localmente. Dall'analisi di tali prezzi zionali emerge come, a fronte di prezzi zionali sensibilmente più alti in entrambe le settimane critiche rispetto a quelli delle settimane analoghe, la dinamica del prezzo nelle zone Nord e Sardegna si sia caratterizzata per una differenziazione nelle due settimane critiche. Infatti, nella settimana critica di giugno i prezzi zionali al Nord ed in Sardegna sono molto più bassi degli altri prezzi zionali<sup>4</sup>. Nella settimana critica di gennaio, al contrario, i prezzi del Nord e della Sardegna sono perfettamente allineati ai prezzi delle altre zone, di nuovo sensibilmente superiori a quelli delle settimane analoghe<sup>5</sup>.

7. Il livello del PUN e dei prezzi zionali determina inoltre il valore del c.d. "corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto" (CCT), di cui all'articolo 35 della deliberazione dell'AEEG n. 168/03, che si applica alle transazioni di energia elettrica concluse attraverso contratti bilaterali. Le regole di dispacciamento dell'energia elettrica stabilite dall'AEEG hanno definito che l'ammontare unitario di tale CCT sia pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di immissione (prezzo zonale della zona di immissione). Nel caso in cui il corrispettivo assuma valore positivo (PUN maggiore del prezzo della zona di immissione) il soggetto cedente energia elettrica tramite il contratto bilaterale è tenuto al pagamento della relativa somma al Gestore della rete di trasmissione nazionale (Grtn); nel caso in cui il corrispettivo assuma valore negativo (PUN inferiore al prezzo della zona di immissione), il soggetto cedente energia elettrica tramite il contratto bilaterale riceve la relativa somma dal Grtn<sup>6</sup>.

8. Come effetto del descritto andamento dei prezzi zionali nelle due settimane sotto osservazione, mentre nella settimana critica di giugno 2004 il valore del CCT che gli operatori situati al Nord ed in Sardegna hanno dovuto pagare al Grtn per veicolare la propria energia ceduta tramite contratti bilaterali nelle altre zone del paese è stato molto alto, nella settimana critica di gennaio 2005 tali corrispettivi sono risultati praticamente pari a zero (essendosi allineati i vari prezzi zionali tra loro)<sup>7</sup>.

9. La tendenza a prezzi elevati ed uniformi sul territorio si è riscontrata per l'intero mese di gennaio 2005 ed è continuata anche nel mese di febbraio 2005 (sebbene su livelli di prezzi lievemente più bassi che in gennaio). Il PUN (dato ponderato sul fabbisogno totale) del mese di gennaio è stato pari a 68,18 €/MWh (+13% rispetto a dicembre 2004), mentre il PUN del mese di febbraio è stato di 66,09€/MWh (in flessione del 3% rispetto a gennaio ma sempre più alto rispetto a dicembre 2004). Nei primi quindici giorni di marzo 2005 il valore del PUN è stato stabile rispetto a febbraio e pari a 66,47 €/MWh.

10. Quanto ai differenziali nei prezzi zionali, tutto il mese di gennaio 2005 si è caratterizzato per prezzi medi zionali assai uniformi e compresi tra un minimo di 63,16 €/MWh al centro Nord ed un massimo di 76,54 €/MWh in Calabria.

---

<sup>3</sup> [L'AEEG in entrambe le settimane sotto osservazione ha anche riscontrato una variabilità dei prezzi registrati sul MGP molto superiore a quella relativa a settimane analoghe in termini di fabbisogno elettrico. Inoltre, si è verificata una tendenza ad un maggiore incremento dei prezzi nelle ore della giornata di maggior consumo (cd "ore piene") rispetto a quelle a minor consumo (cd "ore vuote").]

<sup>4</sup> [A titolo di esempio il prezzo del Nord nella settimana critica di giugno è stato di 52,4 €/MWh, quello della Sardegna 44,4 €/MWh, mentre nelle altre aree si sono registrati prezzi superiori agli 80 €/MWh (cfr. tabella 4 del documento AEEG "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7, 8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05)).]

<sup>5</sup> [Tutti i prezzi zionali nella settimana critica di gennaio sono uniformemente compresi nel ristretto intervallo 75,2 €/MWh - 74,8 €/MWh; (cfr. tavola 4 del documento AEEG "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7, 8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05)).]

<sup>6</sup> [Relativamente alle transazioni concluse sul mercato centralizzato, invece, gli operatori di mercato pagano (o ricevono) al (dal) Gestore del mercato elettrico (Gme) il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto implicitamente, essendo tale corrispettivo incorporato nel prezzo zonale riconosciuto alle offerte accettate nel predetto mercato. Ad esempio, nel caso di due sole zone, un operatore che immette energia elettrica nella zona esportatrice netta (dunque che in qualche misura contribuisce alla congestione nella zona importatrice) percepirà un prezzo zonale più basso di un operatore che immette energia elettrica in una zona importatrice netta (dunque che in qualche misura contribuisce a decongestionare una zona). La differenza tra il prezzo nella zona di prelievo ed il prezzo nella zona di immissione è il corrispettivo (negativo o positivo) di utilizzo delle rete tra le due zone. Il Gme è tenuto a versare al Grtn la somma complessivamente riscossa a titolo di corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto mediante la differenziazione zonale dei prezzi riconosciuti alle offerte.]

<sup>7</sup> [In particolare, dalla tavola 3 del documento denominato "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7, 8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05) si evince che il valore dei CCT nella settimana critica di giugno è passato, nel Nord, da 2,3 €/MWh a 12,7 €/MWh, in Sardegna da -8,8 €/MWh a 20,8 €/MWh, nel CentroNord da -1 €/MWh a -18,1 €/MWh, nel CentroSud da -2,2 €/MWh a -19,9 €/MWh, in Sicilia da -2,8 €/MWh a -17,9 €/MWh, in Calabria da -3,7 €/MWh a -19,9 €/MWh. Nella settimana critica di gennaio è invece passato, nel Nord, da 2,1 €/MWh a 0,1 €/MWh, in Sardegna da -8,5 €/MWh a 0,5 €/MWh, nel CentroNord da -1,2 €/MWh a -0,1 €/MWh, nel CentroSud da -2,1 €/MWh a -0,1 €/MWh, in Sicilia da -2,3 €/MWh a -0,1 €/MWh, in Calabria da -3,3 €/MWh a -0,2 €/MWh.]

Questa tendenza a prezzi zionali uniformi si è confermata (e rafforzata) sia a febbraio sia a marzo 2005. Come conseguenza si sono notevolmente ridotti i valori dei CCT. Questa tendenza deve essere confrontata con quella riscontrata in quasi tutti i mesi del 2004 di funzionamento del MGP, in particolare dicembre, ottobre, agosto, luglio e giugno, durante i quali si sono registrati differenziali nei prezzi zionali assai elevati con una differenza tra i prezzi zionali minimi e quelli massimi superiore ai 30 €/Mwh<sup>8</sup>.

### **L'analisi del potere di mercato unilaterale**

**11.** L'AEEG ha applicato alle due settimane sotto osservazione la metodologia connessa all'individuazione di potere di mercato unilaterale sviluppata insieme all'Autorità nell'indagine conoscitiva congiunta sullo stato della liberalizzazione nel settore elettrico (proc. IC/22). Come chiarito nel testo dell'indagine conoscitiva congiunta<sup>9</sup>, tale potere unilaterale di fissazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica deriva dalla eventuale "indispensabilità" dell'operatore nel servire la domanda zonale di energia elettrica dopo aver tenuto in adeguata considerazione la capacità dei concorrenti di contribuire a tale copertura e il contributo potenziale proveniente dalle importazioni di energia da aree limitrofe.

**12.** Tale potere di mercato unilaterale può assumere tre forme diverse, ossia, può essere frutto di una situazione di:

– *assoluta indispensabilità*, vale a dire quando l'operatore è l'unico a poter colmare la differenza tra la domanda della zona e l'offerta, anche considerando il flusso massimo di importazioni da aree confinanti. In questo caso l'operatore si comporta da monopolista nei confronti della domanda residuale che è l'unico a poter servire;

– *potenzialità attiva*, vale a dire quando l'operatore è l'unico a poter colmare la differenza tra la domanda della zona e l'offerta se il flusso di importazioni di energia da zone limitrofe risulta inferiore al massimo consentito dalla capacità di trasporto esistente verso la zona in considerazione;

– *potenzialità passiva*, vale a dire quando l'operatore è l'unico a poter colmare la differenza tra la domanda della zona e l'offerta se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi (detto altrimenti, quando l'operatore diventa necessario per soddisfare anche parte della domanda di mercati limitrofi interconnessi)<sup>10</sup>.

**13.** L'AEEG ha misurato la posizione assunta da Enel Produzione nelle varie macrozone individuate nell'indagine conoscitiva congiunta con l'Autorità<sup>11</sup>. I dati indicano che Enel Produzione, nei giorni oggetto delle istruttorie, è risultato operatore *assolutamente indispensabile* ai fini del soddisfacimento della domanda nella zona "Macrosud", rispettivamente nel 100% delle ore (giugno 2004) e nel 96% delle ore (gennaio 2005). Nella macrozona "Nord", Enel Produzione, in entrambe le settimane critiche, è risultata *assolutamente indispensabile* per più del 50% delle ore, mentre per più del 40% delle ore ha rivestito una posizione di potenzialità attiva o passiva. Nella zona "Macrosicilia", Enel Produzione è stata in posizione di potenzialità attiva in circa il 70% delle ore in entrambe le settimane critiche. Nella macrozona "Sardegna", nella settimana critica di giugno 2004, Enel Produzione è stata assolutamente indispensabile in circa il 25% delle ore e non indispensabile nel 46%. Nelle restanti ore Enel Produzione si trovava, invece, in posizione di potenzialità attiva o passiva. Nella settimana critica di gennaio 2005, Enel Produzione risultava essere non indispensabile in Sardegna per il 18% delle ore e in potenzialità attiva e passiva per le restanti ore<sup>12</sup>.

**14.** Considerando la posizione assunta da Enel Produzione su mercati confinanti considerati congiuntamente, le analisi condotte l'AEEG hanno indicato che<sup>13</sup>:

- nei giorni dal 7 al 10 giugno 2004 Enel Produzione è risultata indispensabile per la copertura della domanda (e dunque in grado di fissare il prezzo sul mercato della borsa elettrica):
  - per il 95% delle ore nell'aggregato Nord + Macrosud;
  - per il 77% delle ore nell'aggregato Macrosud + Macrosicilia;
  - per il 55% delle ore nell'aggregato Macrosud+Sardegna.
- nei giorni dal 10 al 14 gennaio 2005 Enel Produzione è risultata indispensabile per la copertura della domanda (e dunque in grado di fissare il prezzo sul mercato della borsa elettrica):

<sup>8</sup> [I dati contenuti nei §§ 9 e 10 sono tratti dai vari rapporti mensili sulle contrattazioni della borsa elettrica italiana predisposti dal Gme e disponibili sul sito [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org), e dal numero 76 della Newsletter Osservatorio Energia del ref. Irs del 24 marzo 2005, in particolare pagine 18 e ss.]

<sup>9</sup> [Cfr. capitolo 3, §3.2.3 del procedimento IC22. Si veda anche l'articolo 10 della deliberazione dell'AEEG n. 50/05 del 24 marzo 2005 ("Disposizioni in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato del servizio di dispacciamento") per una descrizione della medesima metodologia.]

<sup>10</sup> [I casi non rientranti nei tre sopra descritti implicano un ruolo dell'operatore privo di qualunque capacità di determinazione del prezzo, quindi di non indispensabilità.]

<sup>11</sup> [Si tratta della macrozona "Nord" che comprende la zona nord più i poli di produzione limitata di Turbino-Roncovalgrande e Monfalcone; la macrozona "Macrosicilia" che comprende le zone Sicilia e Calabria più il polo di produzione limitata di Priolo; la macrozona "Sardegna" che comprende la zona Sardegna; la macrozona "Macrosud" che comprende tutte le altre zone (centro nord, centro e sud peninsulare).]

<sup>12</sup> [Cfr. tavole 5,6,7 e 8 del documento "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05).]

<sup>13</sup> [Le percentuali indicate nel paragrafo sono ottenute sommando la percentuale di ore in cui Enel Produzione è risultata, nelle due settimane in osservazione, contemporaneamente assolutamente indispensabile su due mercati contigui ovvero assolutamente indispensabile in uno e in una situazione di potenzialità (attiva o passiva) in un altro.]

- per il 95% delle ore nell'aggregato Nord + Macrosud;
- per il 79% delle ore nell'aggregato Macrosud+ Macrosciglia;
- per il 82% delle ore nell'aggregato Macrosud+Sardegna.

**15.** I dati indicati al § precedente indicano che Enel Produzione, nelle due settimane critiche, poteva agevolmente utilizzare la posizione di assoluta indispensabilità detenuta in una macrozona al fine di determinare i flussi in importazione da o esportazione verso altre macrozone, in maniera tale da sfruttare il proprio ruolo di potenzialità attiva o passiva in queste ultime, ed estendere la propria capacità di fissare il prezzo nei vari ambiti zionali. A fronte di una stabilità nella possibilità, per Enel Produzione, di influenzare i prezzi nelle macrozone Nord e Macrosciglia in virtù della sua assoluta indispensabilità nel 100% delle ore nella macrozona Macrosud, le due settimane analizzate dall'AEEG indicano un deciso incremento nel gennaio 2005 nella capacità di Enel Produzione di influenzare il mercato della Sardegna tramite il suo potere di mercato nel Macrosud.

**16.** L'AEEG ha anche misurato la percentuale di ore dei giorni delle due settimane sotto osservazione in cui Enel Produzione è stata effettivamente l'operatore che ha formulato "l'offerta marginale" in borsa (nel MGP), cioè quella che poi ha determinato il prezzo di equilibrio, nonché la percentuale della quantità offerta in vendita da Enel Produzione ad un prezzo intorno al valore di equilibrio. Queste analisi hanno condotto, come risultato, ad affermare che Enel Produzione, nella settimana di giugno 2004, ha formulato "l'offerta marginale" in borsa nel 74,4% delle ore in totale su di un volume pari all'81,5% dell'energia totale offerta in borsa nella settimana. Nella settimana critica del gennaio 2005, Enel Produzione ha determinato l'offerta marginale nell'86,1% delle ore su di un volume pari al 93,3% dell'energia totale offerta nella settimana<sup>14</sup>.

**17.** L'AEEG ha misurato la posizione della società Endesa Italia S.p.A. (di seguito Endesa) nelle due settimane critiche, dal momento che si tratta, come emerso dall'indagine conoscitiva congiunta, dell'unico concorrente in grado di contendere ad Enel Produzione, in uno dei mercati zionali individuati (Sardegna) il potere di determinare il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica<sup>15</sup>. Endesa, nelle due settimane analizzate, è risultata priva di qualunque ruolo attivo nella fissazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in tutte le macrozone individuate, fatta eccezione per la Sardegna. Infatti, in questa macrozona Endesa ha assunto, nella settimana critica di giugno, il ruolo di assoluta indispensabilità nel 37% delle ore quello di operatore con potenzialità attiva e passiva rispettivamente nel 47% e 1%<sup>16</sup>. Nei giorni critici di gennaio 2005, invece, il ruolo di Endesa in Sardegna appare mutato profondamente, con solo il 7% delle ore di assoluta indispensabilità ma circa l'88% delle ore di potenzialità attiva e il 5% delle ore di potenzialità passiva<sup>17</sup>.

**18.** Con riferimento al mercato della Sardegna l'analisi svolta dall'AEEG indica, pertanto, una chiara differenza nelle condizioni concorrenziali riscontrate nelle due settimane sotto osservazione: *«Se nella settimana di giugno Endesa sembra aver assunto un ruolo cruciale nella determinazione del prezzo, addirittura superiore a quello di Enel Produzione, nella settimana di gennaio sembra essere stata Enel Produzione a determinare il prezzo nella stragrande maggioranza delle ore»*<sup>18</sup>.

**19.** In conclusione, il quadro desumibile dall'analisi contenuta nel documento dell'AEEG denominato "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" è tale per cui è possibile affermare che Enel Produzione abbia determinato il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in entrambi i periodi critici analizzati in tutte le macrozone individuate, fatta eccezione per la Sardegna nella settimana critica di giugno, durante la quale Endesa ha assunto una posizione di assoluta indispensabilità in una percentuale di ore superiore a quella di Enel Produzione.

<sup>14</sup> [Cfr. tavola 12 del documento "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05).]

<sup>15</sup> [Endesa è una società attiva nella produzione, importazione, esportazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas naturale. Endesa ha avviato le proprie attività con l'acquisizione, nel settembre 2001, di Elettrogen S.p.A. una delle tre società di produzione di energia elettrica (generating company, c.d. genco) costituite nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore elettrico avviato con il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Il capitale sociale di Endesa è detenuto per l'80% dalla holding spagnola Endesa SA e per il restante 20% dalla società ASM Brescia S.p.A.]

<sup>16</sup> [Endesa, nella settimana di giugno 2004, ha formulato "l'offerta marginale" in Sardegna nel 56,8% delle ore (contro il 43,2% di Enel Produzione) su di un volume pari al 62,6% dell'energia offerta in Sardegna in quella settimana (cfr. tavola 13 del documento "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05).]

<sup>17</sup> [Nella settimana critica di gennaio Endesa ha formulato "l'offerta marginale" nel 26,4% delle ore su un volume pari al 24,9% dell'energia offerta nell'isola in quella settimana (cfr. tavola 13 del documento "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05).]

<sup>18</sup> [Cfr. il documento "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05), pagina 20. Come motivazione di ordine tecnico alle mutate condizioni concorrenziali sul mercato sardo nei due periodi esaminati, l'AEEG ricorda l'incremento del limite massimo di importazione del cavo che collega l'isola con il continente.]

### **Altri elementi contenuti nella segnalazione dell'AEEG relativi alla seconda settimana di gennaio 2005**

**20.** Il documento dell'AEEG "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05) contiene altri elementi desumibili dall'analisi dei prezzi relativi alla seconda settimana di gennaio che, ad avviso dell'autorità di regolazione, indicano l'esistenza di comportamenti valutabili ai sensi della normativa antitrust.

**21.** In primo luogo, si osserva come i livelli di prezzo fissati nella macrozona Nord da Enel Produzione nella settimana critica di gennaio, rispetto a settimane caratterizzate da livelli di fabbisogno elettrico analogo, non sembrano rispondere all'obiettivo della massimizzazione dei ricavi da generazione di energia elettrica di Enel stessa.

**22.** A questa conclusione l'AEEG giunge analizzando l'intera struttura dei contratti a lungo termine, sia di fornitura fisica sia di copertura finanziaria, presenti nel portafoglio di Enel Produzione a gennaio 2005<sup>19</sup>. La contrattazione a lungo termine, sia fisica sia puramente finanziaria, vincola il venditore di elettricità a riconoscere al compratore un prezzo fissato al momento della stipula del contratto<sup>20</sup>.

**23.** L'AEEG ha calcolato che nella "settimana critica" di gennaio 2005 i ricavi dall'attività di generazione di Enel Produzione sarebbero stati maggiori di quelli effettivamente conseguiti se Enel Produzione, nella macrozona Nord, avesse fissato prezzi più bassi. In particolare, Enel Produzione avrebbe potuto conseguire ricavi maggiori se i prezzi nella macrozona Nord fossero stati inferiori a quelli effettivamente rilevati nelle ore in cui il PUN (il prezzo unico di acquisto nazionale) è risultato superiore a 57 €/Mwh (valore corrispondente al prezzo a cui Enel Produzione si è aggiudicato il maggiore contratto alle differenze con l'Acquirente Unico per l'anno 2005)<sup>21</sup>.

**24.** In questa sede è sufficiente rilevare come, a detta dell'AEEG, Enel Produzione avrebbe aumentato i propri ricavi di generazione di circa 59.800 euro per ogni riduzione di un euro/Mwh del prezzo registrato nella macrozona Nord. Ipotizzando un livello di prezzo inferiore a quello registrato nella settimana di circa 10 €/Mwh (ipotesi coerente con i prezzi registrati nel dicembre 2004), ciò avrebbe significato maggiori ricavi di generazione per Enel Produzione per circa 598.000 euro in una sola settimana. L'AEEG, dunque, conclude la propria analisi affermando che la politica di prezzi alti al Nord tenuta da Enel Produzione nella settimana critica di gennaio 2005 non appare razionale e riconducibile all'obiettivo di massimizzazione dei profitti di generazione di Enel Produzione<sup>22</sup>.

**25.** Il documento dell'AEEG "Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte nei giorni 7,8, 9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005" (allegato A alla delibera 25/05) contiene un ulteriore accertamento che collega l'evoluzione anomala dei prezzi zionali nella settimana critica di gennaio 2005 con l'evoluzione, altrettanto anomala, delle offerte fatte dalla società Endesa nella procedura organizzata dal gestore della rete di trasmissione francese e finalizzata all'aggiudicazione di capacità di interconnessione con la Francia per il mese di gennaio 2005. Al riguardo, si deve osservare che, nel gennaio 2005, per la prima volta dall'avvio del processo di liberalizzazione del mercato elettrico, la capacità di interconnessione alla frontiera francese non è stata allocata congiuntamente dai gestori della rete italiano e francese mediante procedure fissate dall'AEEG e dal Ministero delle Attività Produttive. Il gestore francese RTE ha invece voluto organizzare autonomamente le procedure di allocazione del 50% della capacità di interconnessione di propria competenza tramite una procedura di asta implicita al rialzo.

**26.** Endesa ha partecipato alla suddetta asta per l'aggiudicazione della capacità di interconnessione disponibile per il mese di gennaio 2005, e si è aggiudicata l'88% della capacità disponibile pagando un prezzo di 19,09 euro/MWh. Secondo l'AEEG si tratta di un prezzo spropositatamente elevato rispetto alle aspettative di valorizzazione dell'energia ipotizzabile a fine dicembre 2004 per la macrozona Nord.

**27.** L'AEEG indica che un prezzo corretto offerto in asta per l'aggiudicazione della capacità di interconnessione con l'estero dovrebbe essere dato dalla differenza tra il valore atteso dell'energia elettrica nella zona di commercializzazione dell'energia importata (nel caso di specie il prezzo della macrozona Nord) ed il valore atteso dell'energia acquistata all'estero, quest'ultimo corretto per il valore atteso del corrispettivo di trasporto dell'energia dall'estero in Italia. Tale differenza, ai valori attesi a fine dicembre 2004, avrebbe dovuto dare un valore intorno gli 11 €/Mwh, invece dei 19,09 €/Mwh pagati da Endesa<sup>23</sup>.

<sup>19</sup> [Si tratta dei contratti bilaterali di compravendita di energia sottoscritti al di fuori del sistema delle offerte di mercato; dei contratti (finanziari) alle differenze sottoscritti tra Enel Produzione e l'Acquirente Unico; delle quantità relative ai contratti di importazione di lungo periodo imputabili ad Enel Produzione.]

<sup>20</sup> [Nel caso dei contratti finanziari, qualora il prezzo di borsa sia superiore al prezzo fissato, il produttore è tenuto a riconoscere al compratore (che compra l'energia in borsa) la differenza tra il prezzo di borsa ed il prezzo pattuito. Nel caso dei contratti di fornitura fisica, invece, un prezzo di borsa più alto di quello definito contrattualmente individua un "costo opportunità" per il venditore che avrebbe conseguito maggiori ricavi vendendo quell'energia in borsa piuttosto che a lungo termine. La massimizzazione dei profitti da vendita di energia di Enel Produzione, pertanto, implica la definizione nel mercato borsistico di un prezzo che tenga conto della propria struttura di contratti a termine.]

<sup>21</sup> [In base a tale contratto Enel Produzione deve retrocedere all'Acquirente Unico, per una ammontare di energia pari a quella contrattualizzata, la differenza positiva tra il prezzo di borsa realizzato giornalmente e il valore di 57 €/mwh.]

<sup>22</sup> [Cfr. pagine 17 e 18 del documento citato nel testo.]

<sup>23</sup> [A fine dicembre 2004, il valore atteso dell'energia estera (desumibile dai prezzi registrati sulle borse elettriche francese e tedesche) era pari a circa 35,5 euro/MWh; a tale valore vanno sommati 0,6 euro/MWh chiesti dai gestori di rete per il trasporto, così da stimare in 36,1 euro/MWh il costo atteso per i partecipanti alla gara dell'energia estera. Il prezzo atteso al Nord, secondo l'AEEG, doveva essere,

28. L'AEEG conclude che Endesa si è aggiudicata la quasi totalità delle capacità di importazione lato francese per il mese di gennaio 2005 con una offerta formulata a prezzi assai distanti dalle "corrette" aspettative che un operatore avrebbe dovuto avere a fine dicembre 2004. In realtà, gli alti valori di prezzo nel mercato Nord realizzatisi nel mese di gennaio 2005 (e nella piena disponibilità di Enel Produzione quanto alla loro fissazione) hanno poi reso il prezzo pagato da Endesa nell'asta economicamente sostenibile.

## II. IL DIRITTO

### *Il mercato rilevante*

29. Il contesto merceologico nel quale valutare le condotte oggetto di segnalazione da parte dell'AEEG è il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, come è stato individuato nella recente indagine conoscitiva svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'AEEG (cfr. proc. IC22)<sup>24</sup>.

30. Data l'architettura del settore elettrico italiano<sup>25</sup>, è possibile definire il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica come l'insieme di contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, Acquirente Unico e grossisti dall'altro. Si tratta di contratti conclusi sia nel mercato centralizzato dell'energia, sia al di fuori del medesimo tramite contrattazione bilaterale tra operatori.

31. La normativa di liberalizzazione del settore elettrico nazionale ha delineato un'organizzazione degli scambi all'ingrosso di energia basata sulla contestuale presenza di un mercato organizzato (borsa dell'energia) ad accesso facoltativo, e di un sistema di scambi decentrati basati su contratti bilaterali tra operatori<sup>26</sup>. In tale situazione, la scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative. Il mercato organizzato ad accesso facoltativo è un mercato a termine articolato in due sotto mercati, gestiti dal Gme, dove gli operatori negoziano diritti/impegni a prelevare ed immettere energia elettrica dalla rete il giorno successivo. Tali mercati sono costituiti da un mercato del giorno prima vero e proprio (MGP) e da un mercato di aggiustamento (MA), collocato temporalmente subito dopo il MGP. Sul MA gli operatori possono modificare gli impegni di vendita e di acquisto di energia assunti sia attraverso contratti bilaterali, così come nel MGP, ad esempio al fine di renderli compatibili con i vincoli tecnici di produzione<sup>27</sup>. I comportamenti oggetto della presente istruttoria si riferiscono, principalmente, a condotte poste in essere sul MGP.

32. Le fonti di energia dalle quali attingono gli operatori che agiscono dal lato dell'offerta sul mercato all'ingrosso sono le seguenti: (i) energia nazionale; (ii) energia estera acquistata direttamente da un produttore estero o da un grossista estero e trasportata in Italia attraverso la capacità di interconnessione esistente. Su tale mercato operano pertanto, dal lato dell'offerta: (i) i generatori nazionali; (ii) i grossisti che acquistano energia estera (compresi i grandi clienti idonei che si approvvigionano direttamente di energia estera). Dal lato della domanda operano: (i) l'Acquirente Unico; (ii) i clienti idonei che ricorrono direttamente all'approvvigionamento senza alcuna forma di intermediazione; (iii) i grossisti nazionali ed esteri che operano su mandato dei clienti idonei finali.

33. Quanto alla dimensione geografica del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, l'analisi svolta nella citata indagine conoscitiva ha escluso l'esistenza di un unico mercato su scala nazionale, ed ha individuato, invece, più mercati di tipo macrozonale<sup>28</sup>. Tale necessità di suddividere il territorio nazionale in mercati zonali deriva dall'operare congiunto del meccanismo di formazione dei prezzi dell'energia elettrica nella borsa (precisamente nel MGP e nel MA), in presenza di flussi di energia elettrica tra zone del territorio tali da saturare i vincoli di capacità di trasmissione tra zone limitrofe. Tali flussi di energia non coerenti con la capacità trasmissiva esistente tra zone diverse del territorio nazionale sono dovuti sia a carenze strutturali dei nodi della rete di trasmissione, sia ad una cattiva dislocazione geografica degli impianti di generazione (in gran parte collocati nel centro nord). La necessità di veicolare l'energia

---

*nel gennaio 2005, pari a circa 47,1 euro/MWh (sulla base dei risultati del mese di dicembre che presenta profili di domanda assai simili a quelli di gennaio). La differenza tra prezzo di vendita atteso al Nord (47,1) e costo di acquisto (36,1) avrebbe dovuto condurre ad una offerta per la capacità di importazione dalla Francia di circa 11 euro/MWh, importo ben inferiore a quello effettivamente offerto da Endesa, pari a 19,09 euro/MWh.]*

<sup>24</sup> [In particolare si veda il capitolo 3 dell'indagine, §3.2.]

<sup>25</sup> [Cfr. capitolo 2, §2.2 del procedimento IC22.]

<sup>26</sup> [Con riferimento alla compravendita all'ingrosso di energia, il decreto legislativo di liberalizzazione del settore elettrico n. 79/99 (cd decreto "Bersani") prevede che gli operatori possano esercitare le attività di acquisto e di vendita di energia elettrica tramite contratti conclusi:

*nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del medesimo decreto legislativo n.79/99 (di seguito "borsa elettrica"), gestito dal Gme; ovvero*

*al di fuori del sistema delle offerte, ai sensi dell'articolo 6 del medesimo decreto legislativo n.79/99, tramite negoziazione bilaterale.]*

<sup>27</sup> [Esiste poi un mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) nel quale il Grtn si approvvigiona, attraverso meccanismi di mercato, delle risorse necessarie a: risolvere le congestioni della rete rilevante; predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione; garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia, sia "a programma", sia "in tempo reale". ]

<sup>28</sup> [Cfr. capitolo 3, §3.2.2 del procedimento IC22.]

dalle zone eccedentarie a quelle deficitarie di energia elettrica, nella misura in cui tende a saturare il vincolo della capacità di trasporto, genera il fenomeno delle cd " congestioni di rete"<sup>29</sup>.

**34.** In presenza di congestioni di rete, il mercato dell'energia si separa in zone, ed ogni soggetto che immette energia in una data zona percepisce come ricavo il prezzo zonale relativo a quella zona, mentre i consumatori all'ingrosso pagano un Prezzo Unico Nazionale (PUN) su tutto il territorio nazionale per l'acquisto di energia, a prescindere dalla zona in cui prelevano energia elettrica.

**35.** Nella citata indagine conoscitiva, tramite l'ausilio di un *test* teso a valutare l'incidenza delle importazioni massime potenziali da zone limitrofe nazionali rispetto alla domanda di energia elettrica di ciascuna zona, nonché l'incidenza della domanda residuale (ossia della domanda della zona al netto delle importazioni massime da zone limitrofe) su quella complessiva, si è proceduto ad individuare nelle macrozone Nord, Macrosud, MacroSicilia e Sardegna quattro distinti mercati geografici rilevanti

**36.** I mercati geografici rilevanti della vendita all'ingrosso di energia elettrica nei primi mesi di funzionamento del sistema delle offerte centralizzato si sono presentati come estremamente concentrati. Anche il mercato Nord, sebbene si caratterizzi per un certo pluralismo di offerta, deve considerarsi come affetto da un livello di concentrazione assai elevato (l'indice di concentrazione HHI superiore a 2700 nel 50% delle ore del campione)<sup>30</sup>. Gli altri mercati presentano livelli di concentrazione "patologici", che a volte individuano situazioni di quasi monopolio (indice HHI in alcune ore della giornata prossimo a 10.000).

### **La posizione dominante di Enel S.p.A.**

**37.** L'indagine conoscitiva svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'AEEG ha dimostrato come, con riferimento al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, Enel Produzione abbia avuto un ruolo di assoluto rilievo nella definizione del prezzo dell'energia che si è determinato sul mercato centralizzato delle offerte (borsa elettrica).

**38.** Attraverso questo potere, Enel Produzione è in grado di fissare il prezzo dell'energia sull'intero mercato all'ingrosso. Esiste, infatti, uno stretto legame tra i prezzi di equilibrio che si formano in borsa (in particolare il Prezzo Unico Nazionale, PUN, nell'MGP) e i prezzi negoziati nei contratti bilaterali. Sulla base dell'ipotesi di operatori che si comportano razionalmente, è, infatti, possibile considerare MGP, MA e mercato della contrattazione bilaterale come sedi di contrattazione di prodotti a termine (giornaliero, mensile, annuale) utilizzate dagli operatori sulla base di considerazioni legate ai nessi intertemporali sui prezzi attesi per le varie modalità di compravendita di energia. In particolare, data la continuità nelle negoziazioni nei mercati dell'energia è evidente che gli operatori stipulano i contratti bilaterali in base alle attese sui prezzi del MGP. Fatte queste premesse, un operatore che è in grado di influenzare il prezzo di borsa è, pertanto, in grado di determinare anche l'andamento del prezzo dell'energia prevalente nelle contrattazioni bilaterali.

**39.** Enel Produzione è risultata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 100% delle ore relative al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004 nel mercato rilevante Macrosud; nel 44% delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 29% delle ore nel mercato rilevante Sardegna; nel 24% delle ore nel mercato rilevante MacroSicilia.

**40.** Oltre a questa valutazione di assoluta indispensabilità si è anche proceduto a valutare i casi in cui Enel Produzione, pur non essendo assolutamente indispensabile su un mercato considerato separatamente, potesse disporre di potere di mercato in virtù della propria posizione su più macrozone geografiche contemporaneamente. Infatti, come spiegato in precedenza vi sono ore della giornata in cui l'operatore di mercato diviene necessario per soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, assume un ruolo di monopolista residuale nella formazione del prezzo dell'energia, se, e solo se, (i) la capacità di importazione da altri mercati rilevanti limitrofi non è utilizzata, in tutto o in parte (potenzialità attiva), oppure (ii) se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi (potenzialità passiva).

**41.** In queste situazioni è l'uso strategico del potere di mercato, detenuto da un operatore in una macrozona, che consente di divenire indispensabile in un'altra. Affinché ciò sia possibile, è tuttavia necessaria la disponibilità di una struttura e di una ubicazione del parco generazione adeguatamente articolata su più mercati geografici. Nel contesto del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nazionale, tale uso strategico tra macrozone del potere di mercato è perseguibile allo stato solamente da Enel Produzione che, anche alla luce della sua posizione strutturale, risulta avere sull'aggregato di più macrozone un elevatissimo potere di mercato. In termini di capacità di fissare il prezzo, nel periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, tale potere è stato stimato nel 95% delle ore nella macrozone Nord - MacroSud, nel 91% delle ore nelle zone MacroSud-MacroSicilia e nel 63% nel MacroSud-Sardegna.

---

<sup>29</sup> [Le congestioni hanno luogo quando i vincoli afferenti alla massima corrente ammissibile su una linea elettrica della rete rilevante risultano violati. La presenza di vincoli alla trasmissione dell'energia elettrica sulla rete determina la possibile separazione del mercato in cui i produttori competono in zone di dimensione inferiore. I limiti di trasporto impediscono infatti di modificare i livelli di produzione netta di energia elettrica nei nodi della rete fino al punto in cui il valore dell'energia elettrica al margine sia il medesimo in tutta la rete (così da far emergere un prezzo unico dell'energia all'ingrosso). ]

<sup>30</sup> [L'indice HHI, pari alla somma dei quadrati delle quote di mercato delle imprese presenti su di un mercato, varia tra 0 e 10.000 (caso di monopolio). Gli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali" della Commissione Europea individuano mercati concentrati quando HHI assume valori superiori a 1.000.]

**42.** Enel Produzione è quindi un operatore con un elevato potere di mercato unilaterale (di fissazione del prezzo dell'energia) sostanzialmente in tutte le macrozone individuate come mercati geografici rilevanti.

**43.** Al fine di verificare la possibile violazione di norme in materia di abuso di posizione dominante è, tuttavia, necessario in via preliminare verificare l'esistenza di una posizione dominante sui mercati rilevanti individuati. La caratteristica precipua di una impresa dominante è da rinvenirsi nel grado di indipendenza delle strategie poste in essere da detta impresa dalle azioni/reazioni attuabili dai concorrenti e dalle strategie delle controparti contrattuali, siano essi clienti o consumatori finali<sup>31</sup>. La determinazione della posizione dominante di una o più imprese, e dunque, della indipendenza della stessa da concorrenti, clienti e consumatori finali, soprattutto quando finalizzata a valutare condotte abusive, deve necessariamente tener conto della esistenza di vari elementi, in primo luogo strutturali (in particolare le quote di mercato), che insistono sul mercato rilevante analizzato e che consentono all'operatore di definire le proprie azioni senza essere condizionato dal rischio di reazioni (aggressive o che comunque replicano quelle che il medesimo pone in essere).

**44.** Date certe condizioni il potere di mercato unilaterale, quale quello riscontrato per Enel Produzione nei §§ precedenti, e la nozione di posizione dominante, come emerge dalla giurisprudenza comunitaria in materia, coincidono<sup>32</sup>. L'impresa dotata di potere di mercato unilaterale, misurato sulla base degli indicatori di indispensabilità descritti in precedenza, è anche impresa dominante sui mercati rilevanti individuati quando la sua posizione strutturale - valutata in termini di capacità di generazione/potenza efficiente netta operativa, tipologia di impianti e loro ubicazione - è tale da consentirgli:

- di esercitare il potere di determinazione del prezzo in modo sostanzialmente indipendente dai concorrenti e dai clienti, in modo stabile, in un'ottica temporale adeguatamente lunga e su una dimensione della domanda servita rilevante.

- di non temere la replicabilità delle sue strategie commerciali da parte di altre imprese.

**45.** Gli elementi strutturali relativi ai mercati rilevanti all'ingrosso dell'energia elettrica riscontrati sono tali da ritenere ampiamente soddisfatte le condizioni precedenti. Enel nella sua interezza, considerando dunque sia gli impianti di Enel Produzione sia quelli di Enel Green Power S.p.A.<sup>33</sup>, è, infatti, largamente il principale operatore in ognuno dei mercati rilevanti individuati. Utilizzando le quote di mercato calcolate sulle offerte presentate sul MGP nel periodo aprile - settembre 2004, emerge che Enel ha mostrato quote intorno al 50% nel mercato Nord, intorno al 90% nel mercato Macrosud, oscillanti tra il 60% ed il 70% nel mercato MacroSicilia, e tra il 35% ed il 45% in Sardegna (in quest'ultimo mercato la società Endesa ha avuto quote sempre superiori al 50% nel periodo aprile-settembre 2004).<sup>34</sup>

**46.** A livello nazionale, Enel detiene una quota di stock di potenza efficiente netta operativa pari al 58,9%. Enel è anche l'unico operatore nazionale che presenta una struttura del proprio parco impianti equilibrata tra le diverse tipologie di impianti dedicati a coprire le varie fasi di carico della domanda elettrica (33,4% *base load*; 51,4% *mid merit*; 15,2% *punta*). Con riferimento agli impianti di punta, essenziali per la copertura della domanda nelle ore ad alto carico, Enel detiene il 95,9% della potenza efficiente netta installata a livello nazionale avente queste caratteristiche. Inoltre, Enel è l'unico operatore nazionale che presenta una capillare presenza nelle macrozone che individuano i mercati geografici all'ingrosso di energia, ed è il maggiore operatore in ogni zona, con il 47,3% della potenza efficiente netta installata al Nord (rispetto al 13,4 % di Edipower S.p.A., 7,7% di Endesa, 5,8% di Enipower S.p.A., 5% di Edison S.p.A.), il 52,3% in Macro Sicilia (rispetto al 22,2% di Edipower S.p.A. e il 4,1 % di Endesa); il 71,9% nel Macrosud (rispetto a quote dei concorrenti molto basse e comprese tra il 4% l'1%), il 38,9% in Sardegna (rispetto al 30,8% di Endesa)<sup>35</sup>.

**47.** È possibile concludere, pertanto, affermando che Enel è una impresa in posizione dominante, ed in grado di determinare con assoluta autonomia il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, nei mercati rilevanti all'ingrosso "Nord", "Macrosud" e "MacroSicilia". Con riferimento al mercato sardo l'evidenza strutturale sembra suggerire l'esistenza di un duopolio di Enel ed Endesa.

---

<sup>31</sup> *[In tal senso si è espressa la Corte di Giustizia europea, che ha definito la posizione dominante: "[...] una posizione di potenza economica grazie alla quale l'impresa che la detiene è in grado di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato in questione ed ha la possibilità di tenere comportamenti alquanto indipendenti nei confronti dei concorrenti, dei clienti e, in ultima analisi, dei consumatori". United Brands Company e United Brands Continental B.V. c. Commissione delle C.E. Racc. 1978 207, pag. 281 (par. 65).]*

<sup>32</sup> *[Per come sono stati costruiti gli indicatori di indispensabilità, potrebbe verificarsi anche il caso di imprese indispensabili nella copertura di una certa quota di domanda giornaliera nel mercato zonale, ad esempio le ore a maggior consumo (ore di picco), e dunque dotate di potere di mercato assai rilevante per quanto concerne la determinazione del prezzo in quelle ore, ma, al tempo stesso caratterizzate da dotazione di impianti e quota di mercato assai ridotta (ben al di sotto delle soglie comunemente accettate dalla Corte di giustizia europea per accertare l'esistenza di una posizione dominante).]*

<sup>33</sup> *[Si tratta di una società, interamente partecipata da Enel, che opera nel settore della generazione da fonti rinnovabili. Il suo contributo alla produzione di energia del gruppo Enel è assai ridotto. In particolare, nel 2003, Enel ha prodotto il 49,4% della produzione nazionale netta, di cui il 46,4% attraverso Enel Produzione ed il 2,9% attraverso Enel Green Power (cfr. il capitolo 1 del procedimento IC22, in particolare il §1.1.2).]*

<sup>34</sup> *[Cfr. il capitolo 3 del procedimento IC22, §3.2.2.]*

<sup>35</sup> *[Cfr. il capitolo 1 del procedimento IC22.]*

## **Le condotte restrittive**

### *Imputabilità a Enel S.p.A. dei comportamenti di Enel Produzione*

**48.** In merito alla responsabilità di Enel per le condotte poste in essere da Enel Produzione, si osserva, in primo luogo, come la circostanza per cui Enel detiene il 100% del capitale di Enel Produzione sia considerata dalla giurisprudenza comunitaria come elemento dal quale presumere che la società capogruppo eserciti un'influenza determinante nell'indicazione e nello svolgimento dell'attività della controllata<sup>36</sup>.

**49.** In base alla previsione normativa, contenuta nell'articolo 13 del citato Decreto Legislativo n. 79/99, Enel, peraltro, "assume le funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale e delle attività esercitate dalle società da essa controllate". Inoltre, una recente riorganizzazione interna della holding Enel S.p.A. ha creato una direzione "*generazione e energy management*" con il compito di sovrintendere all'attività di numerose società controllate tra cui Enel Produzione<sup>37</sup>. In via generale è compito della società controllante vigilare affinché le sue controllate tengano comportamenti conformi alla legge<sup>38</sup>.

**50.** In conclusione, l'assetto di controllo, i legami societari esistenti tra Enel ed Enel Produzione, l'organizzazione e l'attività delle società appartenenti al gruppo Enel rappresentano indici di influenza determinante della capogruppo sull'attività della controllata che, insieme alla circostanza per cui Enel detiene la totalità del capitale sociale della controllata, consentono di ritenere che anche la *holding* sia responsabile del comportamento contestato, posto in essere dalla sua controllata Enel Produzione.

### *L'abuso di posizione dominante*

**51.** Al fine di verificare l'esistenza di violazioni del divieto di abuso di posizione dominante è necessario distinguere tra le condotte di Enel che rientrano nel mero esercizio del potere di mercato riscontrato, dalle condotte che hanno, o potrebbero avere, per obiettivo una alterazione *durevole* del contesto competitivo dei mercati rilevanti.

**52.** A questo fine, gli elementi forniti dall'AEEG, e sintetizzati ai §§ precedenti, offrono dei "fondati indizi" per ritenere che, al di là delle condotte specifiche descritte nei c.d. giorni critici, Enel, tramite la controllata Enel Produzione, non si sia limitata a esercitare lecitamente il potere di mercato detenuto, ma abbia agito da impresa dominante, a partire dall'avvio della borsa elettrica, attraverso condotte abusive volte ad estendere tale potere di mercato su più aree geografiche rilevanti, limitando la capacità competitiva dei terzi laddove potenzialmente realizzabile, in particolare nei due mercati rilevanti del Nord e della Sardegna.

**53.** Sulla base degli elementi fattuali riassunti nei paragrafi precedenti sembra ipotizzabile che Enel abbia tenuto, lungo tutto l'arco di tempo compreso dall'avvio della cd "borsa elettrica" (1° aprile 2004) sino ad oggi, una alternanza di condotte, ora aventi finalità escludenti nei confronti dei concorrenti, ora caratterizzate da strategie di prezzo non aggressive, così da in qualche misura "disciplinare" quel po' di concorrenza esistente in alcune aree del territorio nazionale (Nord e Sardegna), ed eliminare ogni rischio che si vengano ad instaurare assetti competitivi in qualcuno dei mercati rilevanti individuati.

**54.** Più in particolare, Enel sembra aver sfruttato il potere di fissazione del prezzo detenuto nel mercato geografico Macrosud (dove è sempre stata, ed è tutt'oggi, *assolutamente indispensabile* per la quasi totalità delle ore della giornata) al fine di tenere prezzi molto elevati, condizionare i flussi in importazione/esportazione dalla zona verso quelle interconnesse confinanti ed estendere quindi la sua capacità di dettare i prezzi all'ingrosso dell'energia anche in mercati geografici diversi e contigui, quali la macrozona Nord e la MacroSicilia, ove notevole è infatti il numero delle ore in cui Enel si trova in condizioni di cd potenzialità attiva e passiva detenuta (cioè situazioni in cui è in grado di fissare il prezzo all'ingrosso *se, e solo se*, si verificano certi andamenti nei flussi in importazione ed esportazione di energia da zone limitrofe).

**55.** Nel corso del 2004, in particolare in cinque dei prime nove mesi di funzionamento della borsa elettrica (giugno, luglio, agosto, ottobre e dicembre 2004), questa strategia è stata attuata da Enel attraverso la creazione di elevati differenziali tra i prezzi zionali percepiti dai produttori di energia dislocati sul territorio nazionale. Sembra dunque, che Enel, in una prima fase di partenza del mercato centralizzato delle offerte di energia, abbia sfruttato il proprio potere di mercato per fissare prezzi molto differenziati tra le varie macrozone. Questo tipo di comportamento è esemplificato, nella sua massima rappresentazione, nelle evidenze relative alla c.d. "settimana critica" di giugno 2004, nella quale il differenziale zonale tra i prezzi del Nord e della Sardegna rispetto a quelli della zona macrosud e Macrosicilia è stato elevatissimo, con i primi molto più bassi dei secondi.

**56.** Questo tipo di strategia ha avuto l'effetto di penalizzare i concorrenti di Enel in un duplice modo. In via diretta, tramite l'instaurarsi di prezzi zionali particolarmente differenziati, ha abbassato i ricavi da generazione percepiti dai

<sup>36</sup> [Cfr. tra le altre, sentenza della Corte di Giustizia 16 novembre 2000, *Stora Kopparbergs Bergslags AB v. Commissione*, caso C 286/98 P, in *Raccolta*, 2000, I, 9925 (punto 29) e tra i precedenti dell'Autorità, si veda, da ultimo il caso A333 *Enel Produzione Trade/Clienti Idonei del 27 novembre 2003*, in particolare punti 259 e ss.]

<sup>37</sup> [Cfr. l'organigramma di Enel S.p.A. scaricato dalla pagina web [www.enel.it/azienda/chi\\_siamo/organigramma](http://www.enel.it/azienda/chi_siamo/organigramma) in data 24 marzo 2005.]

<sup>38</sup> [Cfr. Sentenza del Tribunale di primo grado NV, 14 maggio 1998, T309/94, *Koninklijke KNP BT v. Commissione*, in *Raccolta* 1998, II, 1007, confermata in appello dalla Corte di Giustizia con sentenza 16 novembre 2000, C248/98, in *Raccolta* 2000, I, 9641, cit.. Cfr. inoltre, sentenza della Corte di Giustizia, *Stora Kopparbergs Bergslags AB v. Commissione*, cit.]

concorrenti che cedevano energia sul MGP nelle zone a basso prezzo rispetto a quelli percepibili nelle altre zone del territorio (su cui Enel è molto più presente). In via indiretta, con riferimento ai concorrenti di Enel che hanno venduto fuori borsa, tramite contratti bilaterali, energia da zone a prezzo basso (vale a dire quelle con offerta elevata la cui produzione è causa di congestione verso le zone deficitarie), questa strategia ha determinato l'insorgere di corrispettivi di trasporto, CCT, positivi ed assai elevati che gli operatori hanno dovuto corrispondere al Grtn.

**57.** Questa penalizzazione dei propri concorrenti, diretta - attraverso la definizione di differenziali zionali nei prezzi del MGP molto elevati - ed indiretta - attraverso la determinazione di un elevato corrispettivo di capacità di trasporto - assume la natura di una pratica di natura escludente, nella misura in cui "aumenta i costi dei rivali" di Enel sui mercati rilevanti, rendendone più difficile l'eventuale fissazione di politiche aggressive verso la clientela finale.

**58.** Enel appare aver mutato la propria condotta a partire da gennaio 2005. Dal nuovo anno, infatti, pur sempre in presenza di livelli dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica particolarmente elevati, i differenziali zionali (e di conseguenza il valore dei CCT) si sono notevolmente abbassati<sup>39</sup>. Anche in questo caso, esemplare appare l'evidenza resa dall'AEEG con riferimento alla "settimana critica" di gennaio 2005, durante la quale si è addirittura annullato il costo per il corrispettivo di trasporto a carico degli operatori che hanno venduto con contratti bilaterali fuori borsa dal Nord ad altre aree.

**59.** Sembra pertanto che ad una fase "punitiva", apparentemente tesa ad indicare ai concorrenti (ed al mercato nella sua interezza) il potere di Enel di influenzare le rispettive condizioni concorrenziali, sia subentrata una fase più "accomodante", nel corso della quale anche ai concorrenti di Enel è stato concesso di godere di più elevati prezzi zionali distribuiti abbastanza uniformemente sul territorio nazionale.

**60.** La natura strategica, e non dovuta a motivazioni di carattere strutturale, dei mutamenti osservati nell'andamento dei differenziali dei prezzi zionali e dei CCT appare evidente, dal momento che non sono intervenute, in particolare tra i mesi di dicembre 2004 ed di gennaio 2005 (che presentano caratteristiche assai diverse nella ripartizione dei prezzi zionali), modifiche strutturali all'assetto della rete di trasmissione e/o nella dotazione di impianti di generazione tali da giustificare un così marcato assottigliarsi dei differenziali zionali.

**61.** La strategia di Enel, nella sua globalità, appare riconducibile ad un'unica finalità, che è quella di esercitare il proprio potere di mercato dettando le strategie di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica e determinando, oltre le proprie, anche le condizioni concorrenziali dei suoi concorrenti, in modo tale da evitare confronti competitivi anche in quei mercati geografici rilevanti ove ciò avrebbe potuto, almeno potenzialmente e limitatamente, avvenire (il Nord e la Sardegna).

**62.** Tutte le descritte condotte vanno quindi ricondotte alla intenzione di Enel di mantenere artificialmente alti i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica successivamente all'avvio della borsa elettrica, e ciò attraverso l'impiego alternativo di comportamenti escludenti esemplificati nella definizione strategica di elevati differenziali zionali e corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto, e di comportamenti tesi a ridurre tali differenziali zionali e finalizzati a segnalare ai concorrenti la propria volontà di mantenere l'assetto concorrenziale dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica su equilibri di non aggressione e di prezzi elevati.

**63.** Si può ipotizzare, pertanto, ad una complessa e continuata condotta abusiva dove l'impresa in posizione dominante, Enel, condizionerebbe l'assetto di mercato inducendo i propri concorrenti a non tentare alcuna strategia di tipo aggressivo.

**64.** Esemplicativo del ruolo disciplinante le condizioni competitive dei propri concorrenti ricoperto dal comportamento di Enel appare essere quanto accaduto nel mese di gennaio 2005. L'AEEG nella sua analisi osserva infatti come un concorrente di Enel, Endesa, che si era aggiudicato il 90% della capacità di interconnessione con l'estero lato francese per tutto il mese di gennaio 2005 pagando un prezzo assai elevato se confrontato con le aspettative esistenti a fine dicembre 2004, si sia sicuramente giovata degli alti prezzi determinati da Enel nella macrozona Nord nel mese di gennaio 2005.

### ***Esistenza di un pregiudizio al commercio tra Stati membri***

**65.** L'esistenza di un pregiudizio al commercio tra Stati Membri come esito dei comportamenti descritti appare sussistere in ragione della dimensione di Enel sui mercati rilevanti. Si precisa al riguardo che la Commissione nella Comunicazione sulla nozione di "pregiudizio al commercio" ha specificato che *"qualora un'impresa che detiene una posizione dominante sulla totalità di uno Stato membro, commette abusi escludenti, normalmente il commercio tra Stati membri è suscettibile di essere pregiudicato. Tale comportamento abusivo generalmente renderà più difficile la penetrazione nel mercato da parte dei concorrenti di altri Stati membri, nel qual caso le correnti degli scambi sono suscettibili di essere pregiudicate"*.<sup>40</sup>

RITENUTO, pertanto, che le condotte adottate da Enel S.p.A, tramite la sua controllata Enel Produzione S.p.A., sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica italiani, a partire dall'avvio del sistema centralizzato delle offerte il 1° aprile 2004, possano configurare un abuso di posizione dominante, posto in essere attraverso la definizione di differenziali zionali e corrispettivi di capacità di trasporto fissati in maniera tale da ostacolare la capacità concorrenziale degli altri

<sup>39</sup> [Si veda al riguardo il § 10.]

<sup>40</sup> [ Cfr. Comunicazione della Commissione "Linee direttrici la nozione di pregiudizio al commercio tra Stati membri di cui agli articoli 81 e 82 del trattato" 2004/C 101/07. ]

operatori sui mercati caratterizzati da qualche forma di concorrenza ed in ogni caso di determinare, oltre le proprie, anche le condizioni concorrenziali dei concorrenti;

DELIBERA

- a) l'avvio dell'istruttoria ai sensi dell'articolo 14, della legge n. 287/90, nei confronti delle società Enel S.p.A. e Enel Produzione S.p.A., per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 82 del Trattato CE;
- b) la fissazione del termine di giorni sessanta, decorrente dalla data di notificazione del presente provvedimento per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle parti, o da persona da essi delegata, del diritto di essere sentiti, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione "A" di questa Autorità almeno quindici giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;
- c) che il responsabile del procedimento è il dott. Alessandro Noce;
- d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione "A" di questa Autorità dai rappresentanti legali delle parti o da persona da essi delegata;
- e) che il termine di chiusura dell'istruttoria è fissato al 31 marzo 2006.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e pubblicato ai sensi di legge.

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Rita Ciccone*

IL PRESIDENTE  
*Antonio Catricalà*