

## **I 736 - REPOWER ITALIA-PREZZO DI SPACCIAMENTO ENERGIA ELETTRICA CENTRO SUD**

*Provvedimento n. 21648*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 6 ottobre 2010;

SENTITO il Relatore Dottor Salvatore Rebecchini;

VISTO l'articolo 2 della legge n. 287/90;

VISTA la segnalazione pervenuta in data 28 maggio 2010;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

### **I. LE PARTI**

**1.** EGL Italia S.p.A. (di seguito, EGL) è una società attiva nella commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica e nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas alle imprese.

EGL Italia è la filiale italiana del gruppo svizzero EGL AG, operante nella produzione e vendita di energia elettrica e nella vendita di gas in diversi paesi europei. Il gruppo EGL possiede inoltre parte della rete svizzera di trasmissione dell'energia elettrica. EGL AG è controllata dal gruppo Axpo, il principale operatore elettrico svizzero.

In particolare, il gruppo EGL è presente nella generazione di elettricità con tre centrali a ciclo combinato (Ferrara, Sparanise e Rizziconi).

EGL Italia ha realizzato nel 2008/2009 un fatturato di oltre 3,4 miliardi di euro.

**2.** Calenia Energia S.p.A. (di seguito anche Calenia Energia) è la società operativa del gruppo EGL che gestisce la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Sparanise (CE).

Calenia Energia è controllata da EGL Holding Luxembourg AG, che ne possiede l'85% del capitale sociale. Il restante 15% è posseduto da HERA S.p.A..

Il fatturato realizzato da Calenia Energia nel 2009 è stato pari a oltre 100 milioni di euro.

**3.** Repower Italia S.p.A. (di seguito, Repower), società attiva nella commercializzazione di energia elettrica, è la filiale italiana di Repower AG, a capo di un gruppo svizzero attivo nella generazione e commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica, nella distribuzione di energia elettrica e nella vendita al dettaglio di energia elettrica e gas alle imprese.

Il gruppo possiede in Italia alcuni impianti di generazione, tra cui la centrale a ciclo combinato di Teverola (CE), gestito attraverso la società SET S.p.A..

Il gruppo Repower ha assunto questa denominazione nel 2010. In precedenza operava la denominazione Rätia Energie. In Italia operava anche attraverso il grossista Dynameeting S.p.A., interamente controllato.

I tre soci principali di Repower AG sono il Cantone dei Grigioni (46% del capitale sociale), Alpiq Holding AG (24,6%) e EGL AG (21,4%).

Il fatturato realizzato nel 2009 dal gruppo Repower è stato pari a 1,96 miliardi di franchi svizzeri (circa 1,3 miliardi di euro).

Il gruppo ha realizzato nello stesso periodo in Italia un fatturato di circa 0,8 miliardi di euro.

**4.** SET S.p.A. (di seguito, SET) è la società operativa del gruppo Repower che gestisce la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Teverola (CE).

Repower AG (ex Rätia Energie AG) possiede il 61% del capitale sociale di SET, mentre la quota restante è controllata da HERA S.p.A..

Il fatturato realizzato da SET nel 2009 è stato pari a oltre 101 milioni di euro.

**5.** Tirreno Power S.p.A. (di seguito, Tirreno Power) è una società attiva nella generazione e commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica, attraverso impianti localizzati prevalentemente nell'Italia Centrale e Meridionale, tra cui l'impianto di Napoli Levante.

Tirreno Power è controllata congiuntamente da EblAcea S.p.A. (GdF Suez 70%, ACEA S.p.A. 30%) e Energia Italiana S.p.A., che ne detengono ciascuna il 50% del capitale. Energia Italiana S.p.A. è a sua volta controllata da Sorgenia S.p.A. (78%) ha quali soci di minoranza HERA S.p.A. (11%) e IREN S.p.A. (11%).

Il fatturato realizzato da Tirreno Power nel 2009 è stato pari a circa 1,3 miliardi di euro.

## II. IL FATTO

6. In data 28 maggio 2010 è giunta una segnalazione in cui si denunciava la formazione di un cartello consistente in un accordo per offrire a turno nei fine settimana, a prezzi non concorrenziali, l'accensione delle centrali site nella zona Centro-Sud e in particolare nei pressi della centrale di Teverola (CE).

7. La centrale di Teverola, insieme alla centrale di Sparanise e a quella di Napoli Levante, fa parte di un gruppo di impianti che sono necessari al gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A. (di seguito, Terna), per il mantenimento della tensione sulla rete in Campania nelle ore di basso carico e in particolare nei giorni festivi.

Nelle ore di basso carico, e in particolare nei giorni festivi, al fine di mantenere la tensione sulla rete in Campania, è possibile che almeno una di queste tre unità debba funzionare al minimo tecnico e che Terna accetti su MSD una offerta di accensione al minimo tecnico qualora tutti e tre gli impianti siano "spenti" ad esito del mercato infragiornaliero di aggiustamento.

Ai fini della regolazione della tensione nelle ore di basso carico e in particolare nei giorni festivi, l'energia fornita da questi tre impianti non può essere sostituita dall'energia prodotta da impianti localizzati in altre aree geografiche.

Nel prosieguo, ci si riferirà a questo insieme di impianti come al "cluster campano".

8. Gli impianti del "cluster campano" sono tutti cicli combinati di recente costruzione, di potenza massima e minimo tecnico assai simili.

9. Dagli accertamenti svolti è emerso che nei giorni festivi gran parte delle offerte degli impianti campani accettate da Terna su MSD ex-ante riguarda offerte di accensione al minimo tecnico provenienti dagli impianti del "cluster campano".

A partire dalla metà di giugno 2010, dopo una fase in cui ogni domenica un solo impianto è chiamato ma apparentemente senza uno schema preciso, le offerte di accensione al minimo tecnico accettate da Terna su MSD ex-ante nelle domeniche da parte degli impianti del cluster campano seguono una turnazione ben definita – Teverola, Sparanise, Napoli Levante -, evidenziata nella tabella seguente.

### Offerte di accensione al minimo tecnico da parte degli impianti campani accettate da Terna, maggio-settembre 2010

	SET – Repower (Teverola)	EGL (Sparanise 1 e 2)	Tirreno Power (Napoli Levante 4)
2/5	accettata	accettata	accettata
9/5		accettata	
16/5			accettata
23/5	accettata		
30/5			accettata
6/6			Nessuna offerta selezionata da Terna
13/6		accettata	
20/6	accettata		
27/6		accettata	
4/7			accettata
11/7	accettata		
18/7			Nessuna offerta selezionata da Terna
25/7		accettata	
1/08			accettata
8/08	accettata		
15/08	accettata		accettata
22/08	accettata		
29/08		accettata	
5/09			accettata
12/09	accettata		

Fonte: elaborazioni su dati pubblici GME

10. Che questa sequenza potrebbe non essere casuale appare dimostrato da diversi fatti: (i) essa riprende regolarmente il 25 luglio dopo che il 18 luglio Terna non aveva chiamato nessuno dei tre impianti, (ii) le offerte presentate da Repower/SET, EGL/Calenia e Tirreno Power per i tre impianti in questione avrebbero assicurato

l'accettazione dell'offerta dell'impianto di Sparanise il 18/7, qualora Terna avesse avuto bisogno di accendere un impianto in Campania.

Domenica 8 agosto fa anch'essa parte della turnazione, come dimostra il fatto che le offerte fanno sì che sia accettata l'offerta di Teverola, come previsto dalla sequenza dei turni.

Domenica 15 agosto Terna ha chiamato più impianti, per rispondere a una maggiore necessità di potenza per mantenere la tensione e dispacciare l'energia in sicurezza in Campania.

L'intromissione di Terna apparentemente ha spinto le Parti a ricominciare regolarmente la sequenza dei turni dal 22 agosto.

### III. IL DIRITTO

#### *I mercati rilevanti*

**11.** Il mercato interessato dalle condotte in esame è quello dei servizi di dispacciamento ("MSD"), articolato in una sessione di programmazione (MSD ex-ante) - nella quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire la riserva, a risolvere le congestioni locali e a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema – e in una sessione in tempo reale (mercato del bilanciamento ("MB"), in cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a mantenere il continuo bilanciamento tra domanda e offerta e a ricostituire i margini di riserva via via che essi vengono utilizzati.

Per costante giurisprudenza comunitaria e nazionale, i servizi di dispacciamento non fanno parte del mercato all'ingrosso dell'elettricità, nel quale è incluso invece il Mercato del Giorno Prima nel quale viene determinato il prezzo all'ingrosso "spot" dell'elettricità.

**12.** Nei precedenti nazionali<sup>1</sup>, sono stati identificati quali mercati rilevanti distinti il mercato dei servizi di dispacciamento acquistati ex-ante (MSD ex-ante) e il mercato del bilanciamento (MB).

Il mercato rilevante per la valutazione delle condotte in oggetto sarebbe dunque il mercato dei servizi di dispacciamento acquistati ex-ante (MSD ex-ante).

**13.** Il fatto che le offerte presentate su MSD ex-ante siano utilizzate da Terna anche per la prima sessione di MB crea un legame tra MSD ex-ante e MB. Ciò potrebbe rendere inoltre anche il mercato del bilanciamento un mercato rilevante nel presente procedimento.

**14.** Va tuttavia rilevato che, con la riforma di MSD entrata in vigore nel gennaio 2010, gli operatori possono presentare offerte separate per diverse tipologie di servizio richiesto da Terna (riserva secondaria, accensione al minimo tecnico/spengimento, altri servizi<sup>2</sup>), sia su MSD ex-ante che su MB<sup>3</sup>.

L'esistenza di offerte differenziate per i vari servizi potrebbe permettere di configurare mercati rilevanti distinti per ciascun servizio richiesto in MSD ex-ante e in MB<sup>4</sup>, all'interno dei quali potrebbero essere effettuate ulteriori distinzioni in base alla tipologia di ore (basso carico, fine settimana/festivi, alto carico).

In particolare, potrebbe essere identificato, quale mercato rilevante distinto, quello del servizio di accensione al minimo tecnico nei festivi.

**15.** In prima approssimazione, l'estensione geografica del mercato dei servizi di dispacciamento e del mercato del bilanciamento può essere individuata come zonale<sup>5</sup>, aggregando opportunamente alle zone i poli di produzione limitata ad esse collegate.

Nel caso di specie, l'estensione geografica del mercato rilevante coinciderebbe con la zona Centro-Sud.

**16.** Dalle informazioni acquisite presso Terna, emerge tuttavia l'esistenza nelle ore di basso carico - e in particolare nei giorni festivi – di un "cluster campano", comprendente i tre impianti di Teverola, Sparanise e Napoli Levante, dal quale Terna deve necessariamente approvvigionarsi delle risorse necessarie alla regolazione della tensione della rete nell'area campana.

Ciò potrebbe ulteriormente circoscrivere la dimensione geografica del mercato rilevante alla Campania e in particolare al *cluster* stesso, soprattutto per la fornitura del servizio di accensione al minimo tecnico.

**17.** Le Parti detengono circa il 30% della capacità installata nella zona Centro-Sud e abilitata a fornire servizi su MSD e MB. Tale quota sale al 40% se si considera la sola capacità abilitata a fornire tutti tipi di servizi di dispacciamento<sup>6</sup> e

---

<sup>1</sup> [Cfr. C7065 - Cassa Depositi e Prestiti/Trasmissione Elettricità Rete Nazionale - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, del 4 agosto 2005, in Boll. n. 31/05; C9599 - A2A/Ramo d'azienda di E.ON Italia Produzione, del 4 settembre 2008, in Boll. n. 33/08.]

<sup>2</sup> [Risorse per la risoluzione delle congestioni; risorse per la riserva terziaria di potenza; risorse per il bilanciamento.]

<sup>3</sup> [I criteri di riforma del MSD sono stati indicati dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici, G.U. n. 108 del 12 maggio 2009.]

<sup>4</sup> [Cfr. Indagine Conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas (IC22), chiusa con provvedimento del 9 febbraio 2005, Parte I (settore dell'energia elettrica), pp. 100-103. Una distinzione tra i diversi servizi di dispacciamento (nel caso specifico, riserva secondaria e terziaria) è presente anche nella decisione della Commissione del 26 novembre 2008 di chiusura del procedimento ed accettazione degli impegni nel caso COMP 39.389 – German Electricity Balancing Market.]

<sup>5</sup> [Cfr. C7065, cit., e IC22, cit.]

all'86% se si considera la sola capacità termoelettrica, escludendo l'impianto idroelettrico di pompaggio puro di ENEL Produzione S.p.A. sito a Presenzano (CE)<sup>7</sup>.

Esse inoltre detengono il 100% della capacità sita nel *cluster* campano.

#### ***Le condotte restrittive***

**18.** Gli elementi emersi sembrerebbero indicare l'esistenza, a partire almeno dalla metà di giugno 2010, di una precisa turnazione nella chiamata degli impianti termoelettrici facenti parte del "*cluster* campano" nelle domeniche.

Tale turnazione sarebbe volta alla ripartizione della porzione più importante di MSD ex-ante nei giorni festivi in Campania, il mercato del servizio di accensione al minimo tecnico nel *cluster* campano, al fine di assicurare ai tre impianti presenti nel *cluster* quote uguali nelle chiamate di Terna ad accendere l'impianto e a produrre al minimo tecnico al fine di mantenere la tensione sulla rete.

**19.** Una uguale ripartizione delle chiamate degli impianti da parte di Terna troverebbe fondamento nella similitudine degli impianti dal punto di vista tecnico-economico e permetterebbe di beneficiare di prezzi che sembrano essersi mantenuti remunerativi rispetto ai costi in misura assai maggiore dei prezzi su MGP, i quali risentono invece di una situazione economica depressa e dell'eccesso di capacità (in particolare da cicli combinati) esistente.

A riprova, si osserva che il prezzo più basso offerto dai tre impianti nelle domeniche oggetto dell'analisi è stato di 195 €/MWh, tre volte superiore al prezzo all'ingrosso della zona Centro-Sud.

**20.** Va infine rilevato che il coordinamento potrebbe estendersi anche oltre le offerte di accensione al minimo tecnico nei giorni festivi presentate a partire dalla metà di giugno 2010.

In primo luogo, il coordinamento potrebbe avvenire sull'intero fine settimana e su altri periodi caratterizzati da una bassa domanda.

In secondo luogo, l'accettazione di una offerta per l'accensione al minimo tecnico crea il presupposto per l'accettazione di offerte anche per altri servizi, qualora Terna ne avesse bisogno, essendo l'impianto in servizio.

In terzo luogo, come già ricordato in precedenza, il fatto che le offerte presentate su MSD ex-ante siano utilizzate anche per la prima sessione di MB permette alle offerte frutto dell'accordo di influenzare direttamente anche MB.

Per questo motivo, l'accordo potrebbe avere riflessi su diverse tipologie di servizi acquistati da Terna su MSD ex-ante e su MB.

Infine, non si può escludere che forme di coordinamento si siano instaurate prima della metà di giugno 2010, a partire dall'entrata in vigore della nuova struttura delle offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento nel gennaio 2010.

**21.** L'accordo di ripartizione del mercato tra EGL, Calenia Energia, Repower, SET e Tirreno Power potrebbe quindi configurare una intesa restrittiva della concorrenza, in violazione dell'articolo 2 della legge n. 287/90.

La posizione delle Parti sui mercati rilevanti appare rendere tale ipotesi di intesa consistente.

RITENUTO, pertanto, che le condotte adottate dalle società EGL Italia S.p.A., Calenia Energia S.p.A., Repower Italia S.p.A., SET S.p.A. e Tirreno Power S.p.A. potrebbero configurare un'intesa restrittiva della concorrenza sui mercati dei servizi di dispacciamento acquistati dalla società Terna S.p.A.;

#### **DELIBERA**

a) l'avvio dell'istruttoria, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, nei confronti delle società EGL Italia S.p.A., Calenia Energia S.p.A., Repower Italia S.p.A., SET S.p.A. e Tirreno Power S.p.A. per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 2 della legge n. 287/90;

b) la fissazione del termine di giorni trenta, decorrente dalla data di notificazione del presente provvedimento, per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle Parti del diritto di essere sentiti, personalmente o a mezzo di procuratore speciale, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione Energia della Direzione Generale per la Concorrenza di questa Autorità almeno sette giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;

c) che il responsabile del procedimento è il Dott. Fabio Massimo Esposito;

d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione Energia della Direzione Generale per la Concorrenza di questa Autorità dai rappresentanti legali delle Parti, nonché da persona da esse delegata;

e) che il procedimento deve concludersi entro il 30 novembre 2011.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e pubblicato sul Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

---

<sup>6</sup> [Non tutti gli impianti risultano abilitati a fornire riserva secondaria.]

<sup>7</sup> [Un impianto a pompaggio puro per sua natura non può fornire energia elettrica con continuità, a differenza degli impianti termoelettrici.]

IL SEGRETARIO GENERALE

*Luigi Fiorentino*

IL PRESIDENTE

*Antonio Catricalà*