

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 30 maggio 2012;

SENTITO il Relatore Dottor Salvatore Rebecchini;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'articolo 2 della citata legge;

VISTO il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTO il proprio provvedimento assunto in data 6 ottobre 2010, con il quale è stata avviata un'istruttoria, ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, nei confronti di Repower Italia S.p.A., SET S.p.A., EGL Italia S.p.A., Calenia Energia S.p.A. e Tirreno Power S.p.A., per accertare l'esistenza di una violazione dell'articolo 2 della legge n. 287/90;

VISTI i provvedimenti, rispettivamente del 22 giugno e del 23 novembre 2011, con i quali la data di conclusione del procedimento istruttorio è stata prorogata al 9 gennaio e successivamente al 30 marzo 2012;

VISTA la comunicazione delle risultanze istruttorie e della data di chiusura della fase di acquisizione degli elementi probatori, notificata alle Parti in data 28 novembre 2011;

VISTA la richiesta di proroga del termine per la presentazione di memorie scritte presentata da Repower Italia S.p.A. in data 7 dicembre 2012;

VISTO il provvedimento assunto in data 21 dicembre 2011, con il quale la data di chiusura del procedimento istruttorio è stata prorogata al 31 maggio 2012;

SENTITI in audizione finale, in data 28 marzo 2012, i rappresentanti delle Parti del procedimento;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue;

I. PREMESSA

1. In data 28/5/2010 l'Autorità ha ricevuto una denuncia anonima – breve ma circostanziata - in cui si segnalava *“la formazione di un cartello volto a mantenere alti i prezzi offerti per i servizi di dispacciamento dell'energia elettrica nella zona Centro-Sud dove risiede la centrale di Teverola di proprietà di Repower Italia S.p.A.. [...] L'accordo raggiunto prevede per le Società interessate di dare la disponibilità a turno per l'accensione delle centrali offrendo i servizi di dispacciamento a prezzi non concorrenziali durante i fine settimana”*¹. La denuncia indicava inoltre che l'organizzatore del “cartello” sarebbe stato il Responsabile Trading Italia di Repower Italia e che esso avrebbe coinvolto *“le altre società presenti nella zona”*.

2. Dagli accertamenti svolti è emerso che la centrale di Teverola, insieme alla centrale di Sparanise ricollegabile alla società EGL Italia S.p.A. e a quella di Napoli Levante di Tirreno Power S.p.A., fa parte di un *cluster* di impianti necessari al gestore della rete di trasmissione 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.

3. Il 6 ottobre 2010 l'Autorità ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Repower Italia S.p.A., SET S.p.A. (società che gestisce l'impianto di Teverola), EGL Italia S.p.A., Calenia Energia S.p.A. (società che gestisce l'impianto di Sparanise) e Tirreno Power S.p.A., per accertare l'esistenza di violazioni dell'art. 2 della legge 287/90.

II. LE PARTI

4. Repower Italia S.p.A. (“Repower”), società attiva nella commercializzazione di energia elettrica, è la filiale italiana di Repower AG,

¹ Cfr. doc. 1.

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), gestiti 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 2011 dal gruppo Repower è stato pari a 2,52 miliardi di franchi svizzeri (circa 2,05 miliardi di euro).

Il gruppo ha realizzato nello stesso periodo in Italia un fatturato di circa 1,29 miliardi di euro.

5. SET S.p.A. 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 2010 è stato pari a oltre 115 milioni di euro.

6. EGL Italia S.p.A. ("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 2010/2011 un fatturato di oltre 5 miliardi di euro.

7. Calenia Energia S.p.A. 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 2010/2011 è stato pari a circa 89 milioni di euro.

8. Tirreno Power S.p.A. 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 GdF Suez Energia Italia S.p.A. 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%) e ha quali soci di minoranza HERA S.p.A. (11%) e IREN S.p.A. (11%).

Il fatturato realizzato da Tirreno Power nel 2011 è stato pari a circa 1,4 miliardi di euro.

III. IL PROCEDIMENTO

III.1 Gli accertamenti successivi alla denuncia

9. Al fine di accertare la fondatezza della denuncia, sono state chieste informazioni al gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., e sono state svolte alcune analisi preliminari sull'andamento delle offerte accettate su MSD *ex-ante*.

Terna ha confermato l'esistenza di due vincoli di rete nella zona Centro-Sud, denominati "Napoli" e "Alto Lazio"².

Il vincolo "Napoli" riguarda la "*regolazione delle tensioni nei nodi della Campania con particolare riferimento agli elevati valori che si manifestano nelle ore di basso carico*"³. Le unità produttive "*coinvolte nel vincolo*", cioè in grado di risolvere il vincolo di rete, indicate da Terna sono le centrali di Teverola, Sparanise e Napoli Levante.

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

Il vincolo "Alto Lazio" riguarda invece la "*regolazione delle tensioni nei nodi in prossimità di Roma, con particolare riferimento agli elevati valori*

² Cfr. doc. 2.

³ Cfr. doc. 2.

*che si manifestano nelle ore di basso carico*⁴. Le unità produttive “coinvolte nel vincolo”, cioè in grado di risolvere il vincolo di rete, sono quelle di Montalto di Castro (ENEL Produzione), Torre Valdaliga Nord (ENEL Produzione), Torre Valdaliga (Tirreno Power). Nel prosieguo, ci si riferirà a questo insieme di impianti come al “*cluster* Alto Lazio”.

Le informazioni fornite da Terna indicavano anche che i vincoli suddetti diventavano più restrittivi “*nei periodi di più basso fabbisogno (marzo-aprile, eventualmente settembre - ottobre, festività e ponti)*”.

10. Dall’analisi dei dati pubblici sulle offerte presentate e accettate su MSD *ex-ante* è emerso che nel corso dei primi mesi del 2010 gran parte delle offerte degli impianti campani accettate da Terna su MSD *ex-ante* nei giorni festivi riguardavano offerte di accensione al minimo tecnico provenienti dagli impianti del “*cluster* campano”.

11. A partire dalla metà di giugno 2010, dopo una fase in cui ogni domenica un solo impianto tra quelli nel *cluster* campano veniva chiamato 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 sembravano aver seguito una turnazione ben definita – Teverola, Sparanise, Napoli Levante -, evidenziata nella tabella seguente, inserita nel provvedimento di avvio di istruttoria.

Tab.1: Offerte di accensione al minimo tecnico da parte degli impianti campani accettate da Terna nei giorni festivi, 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	<i>Nessuna offerta selezionata da Terna</i>		
13/6		accettata	
20/6	accettata		
27/6		accettata	
4/7			accettata
11/7	accettata		
18/7	<i>Nessuna offerta selezionata da Terna</i>		
25/7		accettata	
1/08			accettata
8/08	accettata		
15/08	accettata		accettata

⁴ Cfr. doc. 2. Nel Piano di Sviluppo 2010, p. 33, Terna affermava che “[...] Nella zona Centro i principali problemi che richiedono la selezione di unità sul MSD sono da attribuire: [i] al mantenimento degli adeguati livelli di tensione sulla rete nell’area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell’alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete; [...]”.

	SET – Repower (Teverola)	EGL (Sparanise 1 e 2)	Tirreno Power (Napoli Levante 4)
22/08	accettata		
29/08		accettata	
5/09			accettata
12/09	accettata		

Fonte: elaborazioni su dati pubblici GME

12. In prima approssimazione, tale turnazione avrebbe potuto essere l’esito di una intesa anticompetitiva tra Repower, EGL e Tirreno Power, consistente in una ripartizione del mercato dei servizi di dispacciamento, e in particolare delle offerte di accensione degli impianti situati nel cosiddetto “*cluster campano*” nei giorni festivi.

La ripartizione del mercato relativo a tali offerte attraverso una turnazione degli impianti chiamati ad accendersi da Terna – del tipo di quella descritta - avrebbe permesso ai tre impianti di godere dei più elevati prezzi caratterizzanti tale mercato, in una situazione in cui il Mercato del Giorno Prima appariva assai poco remunerativo.

Infine, tale ripartizione del mercato appariva pienamente coerente con il contenuto della denuncia anonima ricevuta dall’Autorità.

III.2. L’avvio del procedimento e lo svolgimento dell’istruttoria

13. In data 6 ottobre 2010 l’Autorità ha ritenuto gli elementi appena descritti sufficienti per avviare un’istruttoria per una presunta infrazione dell’art. 2 della legge 287/90 nei confronti delle tre società Repower, EGL e Tirreno Power, nonché di Calenia Energia e di SET.

Nel provvedimento di avvio è stato identificato quale mercato rilevante quello dei servizi di dispacciamento nella zona Centro-Sud. In tale mercato veniva attribuita alle Parti una quota sulla capacità degli impianti ammessi a partecipare a MSD compresa tra il 30% (inclusendo ogni tipologia di impianto) e il 46% (escludendo gli impianti non abilitati alla riserva secondaria e quelli a pompaggio)⁵.

Veniva anche precisato che appariva configurabile, quale mercato rilevante direttamente interessato dall’intesa, il mercato del servizio di accensione al minimo tecnico nel *cluster* campano; tenuto conto che il vincolo di rete che dà luogo al *cluster* campano si manifesta solo nelle ore a basso carico – e in particolare nelle domeniche – si prospettava anche la possibilità che il mercato rilevante potesse essere circoscritto ad un insieme specifico di ore. Nel provvedimento di avvio si argomentava che su tale mercato le Parti

⁵ Come fatto rilevare dalle Parti, il valore dell’86% riportato nel provvedimento di avvio è un refuso.

godevano collettivamente di un monopolio, in quanto solo i loro impianti venivano inclusi da Terna tra quelli in grado di risolvere il vincolo di rete suddetto.

14. Il 12 ottobre 2010 sono state compiute ispezioni presso le sedi di Tirreno Power SpA, Repower e EGL.

Nel corso di tali ispezioni le Parti hanno prestato la collaborazione richiesta.

15. Tra la fine di novembre 2010 e l'inizio del 2011 sono state sentite in audizione sia Terna che le società parti del procedimento.

Repower e Tirreno Power nel corso delle audizioni hanno presentato considerazioni ed elaborazioni volte a mostrare come sia la definizione del mercato rilevante, sia le quote attribuite alle Parti, sia la presunta turnazione siano infondate.

EGL ha svolto argomenti diretti alle medesime conclusioni nel corso dell'audizione e ha successivamente presentato una memoria difensiva.

16. Nello stesso periodo sono state inoltre richieste informazioni al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME), volte ad ottenere in forma più facilmente fruibile le informazioni pubbliche disponibili sul suo sito.

17. Nel mese di maggio 2011, EGL, Repower e Tirreno Power sono state destinatarie di una richiesta di informazioni riguardante i costi di generazione e i rapporti di fornitura bilaterali, alla quale hanno regolarmente risposto.

Tirreno Power ha accluso alla propria risposta una memoria volta ad analizzare in dettaglio gli oneri che un produttore deve considerare nella definizione delle proprie offerte su MSD.

18. Tra giugno e luglio 2011, sopravvenute esigenze organizzative della Direzione Generale Concorrenza hanno rallentato l'attività istruttoria.

Come conseguenza, nella riunione del 22 giugno 2011 l'Autorità ha deliberato una proroga del termine di chiusura del procedimento, originariamente previsto al 30 novembre 2011, sino al 9 gennaio 2012.

19. In data 28 novembre 2011 è stata notificata a Repower, EGL e Tirreno Power – società cui compete la predisposizione delle offerte per il mercato dei servizi di dispacciamento – la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie ("CRI").

Al fine di permettere alle Parti di rispondere agli addebiti contenuti nella suddetta Comunicazione, con delibera del 23 novembre 2011 l'Autorità ha prorogato il termine di chiusura dell'istruttoria al 30 marzo 2012. In tal modo, è stato possibile fissare il nuovo termine per l'acquisizione degli elementi probatori al 3 febbraio 2012.

20. Su istanza di Repower, l'Autorità ha disposto una nuova proroga del termine di chiusura dell'istruttoria al 31 maggio 2012.

Di conseguenza, il nuovo termine per l'acquisizione degli elementi probatori è stato fissato al 30 marzo 2012.

21. Il 28 marzo 2012 si è svolta l'audizione finale delle Parti di fronte al Collegio.

22. Le Parti hanno avuto accesso al fascicolo in numerose occasioni, sia prima delle audizioni richieste dagli Uffici, sia nel periodo precedente la notifica della CRI.

Contestualmente alla notifica della CRI, le Parti hanno acceduto ai documenti e ai dati contenuti nel fascicolo, nella forma resa possibile dalla definitiva risposta alle richieste di riservatezza formulate dalle Parti e dalle altre società sentite nel corso del procedimento.

Le Parti richiedenti hanno avuto tempestivamente accesso al fascicolo in tutte le occasioni in cui hanno richiesto l'accesso agli atti del procedimento.

IV. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

IV.1: il ruolo di SET e Calenia

23. Nel corso del procedimento è emerso il ruolo puramente tecnico-operativo svolto da Calenia e SET.

24. Per quanto riguarda Calenia Energia, EGL in audizione ha dichiarato che Calenia Energia “*si occupa solo della gestione tecnica dell'impianto di Sparanise e dispone quindi solo di dipendenti tecnici. Nessuno di essi partecipa alla formulazione delle offerte su IPEX [la Borsa elettrica italiana]. EGL Italia opera come utente del dispacciamento per l'impianto di Sparanise sulla base di un mandato senza rappresentanza conferitole da Calenia Energia. Le offerte sono decise da EGL in piena autonomia. HERA è soltanto un socio finanziario, che non ha alcun ruolo nella definizione delle offerte di Sparanise*”⁶.

In ispezione non sono peraltro emersi elementi che indicassero un coinvolgimento di HERA nella definizione delle offerte relative all'impianto di Sparanise.

25. Per quanto riguarda invece SET, in ispezione i rappresentanti di Repower hanno dichiarato che “*SET è una società “veicolo” responsabile dell'aspetto*

⁶ Verbale di audizione EGL (doc. 135) e memoria EGL (doc. 148).

*prettamente operativo dell'impianto di Teverola. SET non ha una propria struttura amministrativa o commerciale: entrambe le funzioni sono gestite direttamente da Repower Italia"*⁷. La formulazione delle offerte è demandata a Repower e Hera Trading, nonostante SET sia utente del dispacciamento e quindi sia formalmente responsabile nei confronti di Terna⁸.

La procedura di formulazione delle offerte prevede che, dopo una fase di contatti telefonici, Repower predisponga una bozza di offerta, che viene sottoposta ad Hera Trading per l'approvazione.

Per ciò che concerne i rapporti tra HERA S.p.A. e Repower, i rappresentanti di Repower hanno affermato in audizione che *"HERA è un partner commerciale in quanto azionista, insieme a Repower Italia, di SET. [omissis]*. Hera Trading e Repower Italia (i cd. "buyer") [omissis] sono operatori di mercato che operano su MGP/MI con offerte distinte, mentre su MSD elaborano un'unica offerta che viene presentata da SET in qualità di utente del dispacciamento. [Omissis]"*⁹.

26. Sulla base di questi elementi, risulta evidente che Calenia e SET non hanno alcuna responsabilità nella predisposizione delle offerte a valere sugli impianti di Spananise e Teverola.

IV.2. Il mercato dei servizi di dispacciamento

27. Gli eventi oggetto della presente istruttoria sono avvenuti in vigenza di una organizzazione dei mercati a pronti dell'energia elettrica operativa tra il 1° gennaio e la fine di dicembre 2010.

Perciò, la descrizione dei mercati che segue fa riferimento a quella organizzazione, e non a quella attualmente vigente.

28. Il mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") si apre dopo la chiusura del Mercato del Giorno Prima ("MGP")¹⁰ e al termine degli aggiustamenti effettuati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero ("MI")¹¹.

⁷ Allegato al verbale dell'ispezione presso Repower, doc. 5.

⁸ Allegato al verbale dell'ispezione presso Repower, doc. 5.

* Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

⁹ Verbale audizione Repower, doc. 137.

¹⁰ MGP chiude alle 9 del giorno precedente l'esecuzione dei piani di prelievo ed immissione. La prima sessione del MI apre alle 9.30 e la seconda chiude alle 15. MSD apre alle 15.30 del giorno precedente l'esecuzione dei piani di prelievo ed immissione. A partire dal 1/1/2011, nel quadro della progressiva integrazione tra MI e MSD, sono state introdotte due ulteriori sessioni del MI.

¹¹ Nel Mercato Infragiornaliero di aggiustamento i generatori intervengono per ottimizzare i programmi di produzione delle proprie unità di generazione, evitando che alcune unità funzionino al di sotto del minimo tecnico o siano chiamate a produrre in maniera intermittente durante le ore di picco o fuori picco. Gli acquirenti all'ingrosso di energia elettrica possono partecipare a questo mercato per aggiustare i propri acquisti sulla base di informazioni aggiornate. Il Mercato Infragiornaliero si svolge su due sessioni, MI1 e

Su MSD il gestore della rete di trasmissione nazionale – Terna – (i) si approvvigiona delle risorse (aggiuntive rispetto a quelle disponibili in esito a MGP) necessarie a costituire i margini di riserva¹² per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, (ii) acquista e vende energia al fine di risolvere le congestioni “a programma”, cioè quelle che si determinano ad esito dei programmi di produzione determinati dalle offerte accettate su MGP, come modificati dal Mercato Infragiornaliero di aggiustamento, (iii) si approvvigiona delle risorse necessarie per garantire adeguati profili di tensione sulla rete.

29. Sono abilitati a partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento solo gli impianti il cui livello di produzione sia controllabile e modificabile a seconda delle necessità individuate da Terna.

30. Il mercato dei servizi di dispacciamento è articolato in (i) una sessione di programmazione (MSD *ex-ante*)¹³ - nella quale Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a costituire i margini di riserva secondaria e terziaria, 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 (ii) 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 (attraverso la riserva terziaria) la riserva secondaria via via che essa viene utilizzata.

31. MGP/MI e MSD sono mercati sequenziali. La capacità di generazione non venduta su MGP/MI può essere offerta su MSD, purché qualificata per tale mercato.

MI2, che hanno luogo la mattina del giorno precedente quello di esecuzione dei programmi, subito dopo la comunicazione dei risultati di MGP.

¹² Si distinguono tre tipi di riserva: primaria, secondaria e terziaria. La *riserva primaria* è destinata a correggere automaticamente gli squilibri istantanei tra produzione totale e fabbisogno totale dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso - e le conseguenti variazioni di frequenza della corrente elettrica – attraverso la variazione della velocità delle turbine degli impianti di generazione. La *riserva secondaria* di potenza serve per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema elettrico nazionale ed è fornita automaticamente sulla base di segnali inviati da Terna ad appositi regolatori installati sugli impianti. La *riserva terziaria* serve a costituire opportuni margini di potenza per poter variare i programmi cumulati di immissione e prelievo senza creare congestioni e mantenendo l'equilibrio del sistema, anche in presenza di avarie inattese a unità di generazione o a elementi della rete di trasmissione nazionale; la fornitura di tale riserva avviene non in automatico ma attraverso appositi ordini di dispacciamento inviati da Terna; si distinguono una riserva terziaria “*a salire di sostituzione*”, una riserva terziaria “*a salire pronta*” e una riserva terziaria “*a scendere*” (salire / scendere = per aumentare / diminuire la produzione). Solo gli impianti più flessibili sono in grado di fornire riserva secondaria, mentre tutti quelli che partecipano al Mercato dei Servizi di Dispacciamento sono in grado di fornire riserva terziaria. Ad esempio, i turbogas di Maddaloni (CE) e Giugliano (NA), ancorché possano partecipare al MSD, non sono abilitati a fornire il servizio di riserva secondaria.

¹³ Fino alla fine del 2010, tale sessione era unica, con inizio alle 15.30 e termine alle 17. A partire dal 1/1/2011, la progressiva integrazione tra MI e MSD ha portato all'introduzione di altre due sessioni di programmazione.

Ciò implica che la strategia di offerta su MGP di un generatore dipenderà anche dalle opportunità di guadagno conseguibili offrendo parte della propria capacità su MSD. Tali opportunità di guadagno sono connesse o alla capacità di specifiche unità di generazione di risolvere vincoli di rete locali, oppure alla qualità delle unità di generazione – per esempio, dalla prontezza di risposta agli ordini impartiti da Terna.

I prezzi su MSD si sono sempre mantenuti a livelli significativamente più elevati di quelli registrati su MGP. Ciò riflette, tra l'altro, la maggiore qualità delle risorse abilitate a MSD e i maggiori costi dovuti ad un andamento della produzione oraria più variabile di quello ottimale.

32. Il 1° gennaio 2010 è entrata in vigore una riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento¹⁴, volta a differenziare la remunerazione dei servizi offerti dai generatori su MSD e a conseguire una maggiore integrazione tra MI, MSD *ex-ante* ed MB, permettendo sia alla domanda che all'offerta di modificare i propri piani in momenti più vicini al tempo reale. Ai presenti fini, gli aspetti salienti di tale riforma sono:

- l'introduzione, per le unità termoelettriche diverse dai turbogas a cielo aperto, di offerte di "accensione" al minimo tecnico e di "spegnimento", che esprimono il prezzo richiesto per ogni singolo avviamento (o spegnimento) effettuato su MSD di una unità che figuri "spenta" (rispettivamente, "accesa") ad esito dei Mercati di aggiustamento infragiornalieri (cosiddette "offerte A/S");
- la possibilità per Terna di approvvigionarsi separatamente di risorse per la costituzione della riserva secondaria, del servizio di accensione al minimo tecnico / spegnimento e di risorse per gli "altri servizi" (risorse per la risoluzione delle congestioni; risorse per la riserva terziaria di potenza; risorse per il bilanciamento) e per i produttori di offrire tali risorse a prezzi differenziati¹⁵, sia su MSD *ex-ante* che su MB;
- l'introduzione di offerte su base oraria, invece che per fascia oraria.

Tale riforma del funzionamento di MSD permette una più accurata valorizzazione delle risorse acquistate da Terna e dunque un approvvigionamento più efficiente da parte di quest'ultima.

33. L'algoritmo di selezione delle offerte da parte di Terna mira a

¹⁴ 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.

¹⁵ Tutte le unità di produzione sono soggette all'obbligo di fornire una banda predefinita di potenza quale "riserva primaria". Tale obbligo è remunerato solo per le unità sarde e siciliane, in virtù del fatto che esse devono mettere a disposizione una banda assai più ampia di quella richiesta alle unità continentali.

*minimizzare il costo complessivo di acquisizione delle risorse per il dispacciamento*¹⁶ ed è basato sull'ordine di merito economico e su una pluralità di vincoli di carattere tecnico (cfr. *infra*).

Le offerte selezionate sono remunerate al prezzo richiesto (*pay-as-bid*).

IV.3 Il livello di trasparenza nei mercati a pronti dell'energia elettrica

34. Il livello di trasparenza di MSD e MGP/MI è piuttosto elevato.

I prezzi zionali di MGP sono comunicati entro le 11,30 del giorno precedente a quello in cui l'energia dovrà essere immessa e prelevata, due ore dopo la chiusura di MGP e prima dell'apertura di MSD.

I prezzi zionali aggregati medi e i prezzi zionali minimi e massimi pagati da Terna su MSD *ex-ante*, nonché le quantità aggregate a livello zonale acquistate da Terna su MSD *ex-ante* sono disponibili il giorno successivo a quello al quale si riferiscono le contrattazioni.

In ottemperanza a quanto prescritto dalla legge 2/2009, il GME mantiene per 7 giorni la riservatezza sui dati *disaggregati* relativi alle offerte di ciascun operatore sia su MGP che su MSD *ex-ante*. L'ottavo giorno successivo a quello preso a riferimento tali dati sono liberamente scaricabili dal sito Internet del GME.

Dopo 8 giorni risultano altresì scaricabili dal sito Internet di Terna i dati relativi alla capacità disponibile effettiva comunicata dagli operatori entro la chiusura di MSD.

Per quanto riguarda MB, invece, nel corso del 2010 i dati relativi alle offerte di ciascun operatore erano resi disponibili da Terna con oltre due mesi di ritardo rispetto al giorno di presentazione ed eventuale accettazione.

35. Fino all'aprile 2009 i dati disaggregati sulle offerte erano resi pubblici dal GME solo dopo 12 mesi.

L'Autorità aveva già espresso in una segnalazione del 29 aprile 2009 al Ministero dello Sviluppo Economico (AS632, *Riforma del Mercato Elettrico in materia di trasparenza delle informazioni*) i propri timori relativamente ai rischi collusivi indotti dalla riduzione da 12 mesi a 7 giorni dell'intervallo di tempo dopo il quale i dati di offerta dettagliati potevano essere resi pubblici dal GME.

¹⁶ Cfr. Allegato A22 del Codice di Rete, par. 6 relativo alla "Selezione delle offerte": "*Terna seleziona le offerte valide ai fini della fase di programmazione (...) minimizzando il costo di selezione delle offerte, rappresentativo del costo di approvvigionamento e dell'eventuale costo atteso di utilizzo delle risorse per il dispacciamento*". P.es., se l'impianto A – con minimo tecnico di 200 - presentasse un'offerta di accensione al minimo tecnico di 212 €/MWh, mentre l'impianto B – con minimo tecnico di 225 - presentasse un'offerta di accensione al minimo tecnico di 195 €/MWh, Terna potrebbe scegliere di accendere l'impianto A (che offre un prezzo unitario più elevato), perché la spesa totale è minore (42.400 €/h invece di 42.900 €/h).

36. A partire dal gennaio 2010, in ottemperanza a quanto prescritto dal “*Report on Transparency*” adottato dai regolatori del settore dell’energia elettrica dell’Europa Centro-Meridionale nell’ambito delle iniziative regionali dell’ERGEG (l’associazione dei Regolatori europei) con l’obiettivo di favorire l’armonizzazione della pubblicazione dei dati che i vari gestori di rete sono tenuti a rendere disponibili in virtù del Regolamento CE 1228/2003 e delle *Congestion Management Guidelines* della Commissione Europea, Terna pubblica sul proprio sito, nella sezione “*Transparency Report – Generation*”, il programma delle indisponibilità pianificate nell’anno delle unità di generazione di potenza superiore ai 100 MW, aggiornandolo regolarmente.

Terna inoltre pubblica sul suo sito l’elenco delle indisponibilità di rete, anch’esso regolarmente aggiornato.

IV.4 Avviamenti a programma su MSD ex-ante, cluster e controllo della tensione

Oggetto del presente procedimento sono le offerte di accensione al minimo tecnico degli impianti del *cluster* campano presentate su MSD *ex-ante*.

Rilevano quindi sia il contenuto che le modalità di selezione di tali offerte, nonché il ruolo svolto nella risoluzione dei problemi di tensione evidenziati da Terna e la rilevanza di tali problemi di tensione.

IV.4.1 I criteri di selezione delle offerte AS da parte di Terna

37. Come spiegato da Terna, “[l]e caratteristiche della rete di trasmissione, unitamente alla distribuzione e all’entità dei prelievi di energia elettrica sulla medesima, richied[ono] in alcuni casi il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale”¹⁷.

In relazioni a vincoli di rete di carattere permanente (rispetto all’attuale configurazione della rete di trasmissione nazionale), l’insieme di impianti che sono resi dalla propria localizzazione geografica particolarmente efficaci ai fini della risoluzione di uno specifico vincolo di rete locale è detto “*cluster*”.

38. “*Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza*

¹⁷ Terna, Piano di Sviluppo 2011, p. 33.

in servizio oppure, meno frequentemente, riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, programmando un avviamento o una riduzione/spengimento della centrale”¹⁸.

In linea generale, le “motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento sono:

- *l’approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;*
- *vincoli di produzione generati dall’indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla rete di trasmissione nazionale;*
- *la risoluzione di congestioni a programma;*
- ***la verifica del mantenimento di adeguati profili di tensione sulla rete di trasmissione nazionale”¹⁹*** (enfasi aggiunta).

39. I rappresentanti di Terna sentiti in audizione hanno inoltre precisato che la quantità accettata per le offerte di accensione è pari al minimo tecnico²⁰. Tale minimo tecnico è quello risultante dal c.d. “RUP dinamico”²¹ e quindi può subire variazioni a seconda di particolari condizioni tecniche o ambientali.

40. La selezione delle offerte di accensione/spengimento da parte di Terna avviene “*di norma nel rispetto dell’ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull’MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati”²².*

È possibile quindi che Terna selezioni offerte “al di fuori dell’ordine di merito”, qualora l’impianto che le ha formulate sia meglio posizionato per risolvere il vincolo o abbia altre caratteristiche che lo rendono più efficace nel contribuire a tale risoluzione.

¹⁸ Terna, Piano di Sviluppo 2011, p. 33.

¹⁹ Terna, Piano di Sviluppo 2011, p. 33.

²⁰ O alla differenza tra il minimo tecnico e la quantità accettata ad esito di MGP/MI.

²¹ Terna gestisce un Registro delle Unità Produttive (“RUP”), contenente una serie di informazioni di carattere tecnico sulle unità produttive connesse alla rete di trasmissione nazionale. Alcune di queste informazioni (p.es., la potenza minima e massima) possono variare in base a condizioni contingenti (avarie, temperatura esterna ecc.). Gli operatori sono tenuti a darne comunicazione a Terna, che aggiorna in tempo reale le informazioni contenute nel RUP. Per indicare le informazioni tecniche aggiornate si parla di “RUP dinamico”, in alternativa al “RUP statico” (o semplicemente RUP), che contiene i dati tecnici riferiti a condizioni normali di funzionamento.

²² Terna, Piano di Sviluppo 2011, p. 33.

41. La scelta dell'impianto "più efficace" per la risoluzione di un vincolo appare una manifestazione della discrezionalità concessa dal Codice di Rete alle selezioni di Terna.

Il Codice di Rete prescrive infatti che la selezione avvenga "*minimizzando il costo di selezione delle offerte, rappresentativo del costo di approvvigionamento e dell'eventuale costo atteso di utilizzo delle risorse per il dispacciamento*")²³.

Come precisato da Terna in audizione, il criterio di selezione seguito è quello del "*minimo costo che permette di risolvere tutti i vincoli di rete e costituire la riserva necessaria ed effettuare l'attività propria di bilanciamento. Nella valutazione del minimo costo il prezzo per MWh offerto a salire o a scendere è solo uno degli elementi che concorrono alla scelta da parte di Terna. Sono altrettanto importanti, ai fini dell'economicità della soluzione, il valore del minimo tecnico, il fabbisogno di riserva locale, il periodo per cui è necessario un certo servizio. Sono altresì importanti, ai fini della fattibilità pratica di un programma, le caratteristiche tecniche dichiarate dai Produttori quali i tempi di avviamento e il gradiente di carico*".

42. L'identificazione della soluzione che porta alla minimizzazione della spesa al tempo dei fatti esaminati non avveniva risolvendo in maniera simultanea tutti i vincoli di rete e provvedendo nel contempo a soddisfare il fabbisogno di riserva. "*Piuttosto, i diversi vincoli vengono risolti in maniera sequenziale: sostanzialmente, si verifica prima che la soluzione uscita da MGP/MI garantisca il sostegno di tensione e che non comporti congestioni locali; poi si verifica che sia assicurato un margine di riserva adeguato*"²⁴.

In questo processo sequenziale, la minimizzazione del costo dei servizi di dispacciamento era ottenuta anche attraverso l'applicazione di un criterio di "*unit commitment*", vale a dire: *una volta che un impianto sia stato acceso (accettando una offerta di accensione/spegnimento), l'energia fornita verrà utilizzata per soddisfare anche altri vincoli; ove necessario, l'energia destinata a fornire altri servizi di dispacciamento verrà richiesta a questi impianti o ad altri che erano già accesi*"²⁵.

43. La (inevitabile) discrezionalità di Terna può condurre ad esiti di mercato che appaiono poco trasparenti, in quanto una parte delle informazioni sulle quali Terna basa le selezioni sono ignote al mercato.

Va tuttavia osservato che l'esperienza, la conoscenza delle condizioni della rete in corrispondenza di specifici nodi, nonché le informazioni rese

²³ Cfr. Allegato A22 del Codice di Rete, par. 6 relativo alla "Selezione delle offerte".

²⁴ Cfr. verbale audizione di Terna (doc. 130).

²⁵ Cfr. verbale audizione di Terna (doc. 130).

pubbliche da Terna attraverso i Piani di Sviluppo e in generale il proprio sito Internet, possono permettere agli operatori di prevedere con buona approssimazione la probabilità che tali selezioni al di fuori dell'ordine di merito avvengano.

44. In prima approssimazione, quindi, nel caso degli avviamenti a programma il “costo minimo” si riferisce alla spesa determinata moltiplicando il prezzo di offerta per la quantità di minimo tecnico offerta in ciascuna ora e sommando tali prodotti per il numero di ore in cui Terna acquisterà il servizio da un dato gruppo di generazione.

Nel caso vi sia una differenza nell'efficacia con cui due impianti possono risolvere un certo vincolo – come accade quando si confrontano un impianto appartenente ad un *cluster* ed uno escluso, oppure quando, all'interno di un *cluster*, le cause del vincolo possono essere molteplici – Terna potrà scegliere “al di fuori dell'ordine di merito” l'impianto più efficace per la risoluzione del vincolo²⁶.

45. Tra il 2009 e il 2010 l'uso di più accurate procedure di selezione delle offerte ha consentito a Terna di approvvigionarsi di risorse in maniera più efficiente²⁷, riducendo gli avviamenti a programma – ossia, delle accensioni al minimo tecnico – del 40%²⁸, mentre esse erano rimaste costanti tra il 2008 e il 2009.

46. Nel corso del 2010, gli avviamenti a programma hanno rappresentato circa 2/3 dell'energia acquistata a salire da Terna su MSD *ex-ante*.

IV.4.2 La regolazione della tensione

47. Come affermato da Terna in audizione, “*la regolazione della tensione si fa a livello locale. Per questo motivo, devono essere utilizzati impianti localizzati in prossimità dei nodi coinvolti*”²⁹. In ciò la regolazione della tensione si differenzia dalla regolazione della frequenza, che avviene invece a livello di sistema.

²⁶ In risposta ad una richiesta di chiarimenti di Repower in relazione alle chiamate fuori ordine di merito del 4 settembre 2011, Terna ha affermato che “[a]i fini del miglioramento dell'efficienza, si tiene conto, in particolare, della sinergia tra il soddisfacimento dei vincoli di rete e degli altri vincoli da soddisfare, quali energia, riserva secondaria e riserva terziaria” e ha fatto presente che la chiamata al di fuori dell'ordine di merito le ha permesso un risparmio di oltre 40.000 euro (cfr. doc. 180).

²⁷ Terna dichiara espressamente nel Piano di Sviluppo 2011 (p. 34) che la riduzione della spesa su MSD è dovuta alle “azioni messe in campo da Terna per minimizzare i volumi scambiati sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento, come da delibera AEEG 213/09”.

²⁸ Terna, Piano di Sviluppo 2011, fig. 17, p.34. Il raffronto è sui primi semestri 2009 e 2010.

²⁹ Cfr. doc. 130. Il sostegno della tensione è strettamente connesso al controllo della potenza reattiva, la quale non può essere trasmessa su lunghe distanze.

La disponibilità di unità di generazione in servizio appropriatamente distribuite sulla rete rappresenta il sistema basilare di controllo della tensione, cui si aggiunge l'installazione di appositi dispositivi.

48. Come rilevato da Terna in diverse edizioni dei propri Piani di Sviluppo, *“il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi)”*.

Le offerte di accensione vengono quindi accettate più spesso al ridursi del carico sulla rete, perché in tale situazione *“la regolazione della tensione diventa più critica”*³⁰.

In particolare, la riduzione del fabbisogno dovuto all'effetto della crisi economica ha portato *“gran parte delle ore “mediamente critiche” per problemi di tensione a diventare “molto critiche”. Ciò è avvenuto in particolar modo nelle domeniche”*³¹.

49. In queste situazioni Terna interviene per assicurare una appropriata distribuzione delle immissioni (e quindi di impianti accesi) sulla rete, al fine di evitare un eccessivo scaricamento degli elettrodotti³² e assicurare un adeguato assorbimento di potenza reattiva a livello locale³³.

In alcuni casi, gli elettrodotti a 380 kV devono essere aperti, con la conseguenza che alcuni impianti di generazione devono essere chiamati in servizio per assicurare la fornitura di determinati carichi – p.es., grandi città – in condizioni di sicurezza.

Nelle situazioni di bassissimo carico, nelle aree in cui il sostegno della tensione era maggiormente critico, Terna ha accettato le offerte di accensione di più gruppi³⁴.

³⁰ Cfr. verbale audizione di Terna (doc. 130).

³¹ Cfr. verbale audizione di Terna (doc. 130).

³² Da un punto di vista tecnico, *“la disponibilità di potenza reattiva di tipo induttivo è necessaria soprattutto durante le ore notturne ed in generale nelle situazioni di basso carico per compensare il fenomeno dell'innalzamento delle tensioni dovuto alla potenza reattiva di tipo capacitivo generata dagli elettrodotti particolarmente scarichi”* (cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2010, p. 68).

³³ Secondo Terna, *l'“accensione di più impianti può essere necessaria anche per aumentare la capacità di assorbimento di potenza reattiva, necessario per poter regolare la tensione in queste situazioni di bassissimo carico”*.

³⁴ Secondo Terna, *l'“accensione di più impianti può essere necessaria anche per aumentare la capacità di assorbimento di potenza reattiva, necessario per poter regolare la tensione in queste situazioni di bassissimo carico”*.

IV.5 Il cluster campano

IV.5.1. Gli impianti presenti nella zona Centro-Sud

50. I fatto oggetto di esame sono avvenuti nella zona Centro Sud, che comprende Lazio, Abruzzo e Campania, secondo la configurazione zonale adottata da Terna a partire dal 1° gennaio 2009.

La tabella seguente riporta l'elenco delle unità di generazione abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento presenti nella zona Centro-Sud, suddivise per regione, operatore, abilitazione a fornire o meno riserva secondaria, tipologia e appartenenza o meno ad un *cluster*.

Tab. 2: unità di generazione abilitate a MSD nella zona Centro-Sud nel 2010

CENTRALE	UNITA'	PROPRIETARIO	TIPO	SOTTOTIPO	REGIONE	CLUSTER	ABILIT. RISERVA SECONDARIA	P MAX (MW)
Montalto	UP_MONTALTO_1	ENEL Produzione	Termico	Ripotenziato (olio combustibile)	Lazio	Alto Lazio	SI	870
Montalto	UP_MONTALTO_2	ENEL Produzione	Termico	Ripotenziato (olio combustibile)	Lazio	Alto Lazio	SI	874
Montalto	UP_MONTALTO_3	ENEL Produzione	Termico	Ripotenziato (olio combustibile)	Lazio	Alto Lazio	SI	846
Montalto	UP_MONTALTO_4	ENEL Produzione	Termico	Ripotenziato (olio combustibile)	Lazio	Alto Lazio	SI	856
Torrevaldaliga	UP_TORREVALD_4	Tirreno Power	Termico	Tradizionale (olio combustibile)	Lazio	Alto Lazio	SI	308
Torrevaldaliga	UP_TORREVALD_5	Tirreno Power	Termico	CCGT	Lazio	Alto Lazio	SI	790
Torrevaldaliga	UP_TORREVALD_6	Tirreno Power	Termico	CCGT	Lazio	Alto Lazio	SI	378
Torrevaldaliga Nord	UP_TORREVALN_3	ENEL Produzione	Termico	Tradizionale (carbone)	Lazio		NO	625
Torrevaldaliga Nord	UP_TORREVALN_4	ENEL Produzione	Termico	Tradizionale (carbone)	Lazio		NO	625
Tor di Valle	UP_TOR_DI_VA_1	AceaElectrabel	Termico	CCGT	Lazio		NO	108,6
Montemartini	UP_MONTEMART_1	AceaElectrabel	Termico	Turbogas	Lazio		NO	79,8
Tor di Valle	UP_TOR_DI_VA_2	AceaElectrabel	Termico	Turbogas	Lazio		NO	22,5
Sparanise	UP_SPARANISE_1	Calenia Energia	Termico	CCGT	Campania	Campania	SI	384,2
Sparanise	UP_SPARANISE_2	Calenia Energia	Termico	CCGT	Campania	Campania	SI	384,2
Teverola	UP_CNTRLDTVRL_1	SET	Termico	CCGT	Campania	Campania	SI	405
Napoli Levante	UP_NAPOLIL_4	Tirreno Power	Termico	CCGT	Campania	Campania	SI	380
Presenzano	UP_PRESENZAN_1	ENEL Produzione	Pompaggio	Puro	Campania		SI	1005
Capriati	UP_CAPRIATI_1	ENEL Produzione	Pompaggio	Serbatoio	Campania		NO	113
Giugliano	UP_GIUGLIANO_1	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,3
Giugliano	UP_GIUGLIANO_2	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,3
Giugliano	UP_GIUGLIANO_3	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,3
Giugliano	UP_GIUGLIANO_4	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,3
Maddaloni	UP_MADDALONI_1	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,5
Maddaloni	UP_MADDALONI_2	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,5
Maddaloni	UP_MADDALONI_3	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,5
Maddaloni	UP_MADDALONI_4	ENEL Produzione	Termico	Turbogas	Campania		NO	87,5
Matese	UP_MATESE_IS_1	ENEL Produzione	Idrico	Serbatoio	Campania		NO	24
Busseto	UP_BUSSETO_1	EDIPOWER	Idrico	Bacino	Campania		NO	55
Sant' Angelo	UP_S_ANGELO_1	AceaElectrabel	Idrico	Serbatoio	Abruzzo		NO	43,8
Bussi	UP_BUSSI_1	EDISON	Termico	Combinato	Abruzzo		NO	133
Montorio	UP_MONTORIO_1	ENEL Produzione	Idrico	Bacino	Abruzzo		NO	110
Provvidenza	UP_PROVVIDEN_1	ENEL Produzione	Pompaggio	Serbatoio	Abruzzo		NO	139
S. Giacomo	UP_SGIACOMO_3	ENEL Produzione	Pompaggio	Serbatoio	Abruzzo		NO	495
Capodiponte	UP_CPODIPONTE_2	ENEL Produzione	Idrico	Serbatoio	Marche		NO	24,4

N.B.: Un impianto idrico localizzato nelle Marche è stato incluso da Terna nella zona Centro-Sud non perché le Marche ne facciano parte, ma perché tale impianto è collegato alla rete di tale zona.

Fonte: informazioni fornite da Terna

51. Dalla tabella emerge chiaramente il peso di ENEL Produzione nella zona Centro Sud nel suo complesso (circa 67% della capacità produttiva), grazie agli impianti di pompaggio campani (tra i quali quello di Presenzano, che da solo rappresenta oltre il 9% della capacità della zona), alle centrali laziali di Torrevaldaliga Nord (presso Civitavecchia (VT)) e Montalto di Castro (VT) e ai turbogas campani di Maddaloni (CE) e Giugliano (NA).

Il secondo operatore è Tirreno Power (17,3%), con le centrali di Torrevaldaliga e di Napoli Levante³⁵.

52. A livello regionale, mentre il Lazio si presenta come un duopolio fortemente asimmetrico a favore di ENEL – sia considerando tutti gli impianti ammessi a MSD che i soli ammessi a fornire riserva secondaria – la Campania mostra la presenza di 4 operatori, il maggiore dei quali è ancora ENEL.

53. A livello di *cluster*, mentre quello dell’Alto Lazio si conferma un duopolio asimmetrico ENEL / Tirreno Power, nel *cluster* campano ENEL appare assente e la capacità è ripartita tra i CCGT di Tirreno Power, Repower e EGL.

I CCGT di EGL e Tirreno Power hanno la stessa potenza massima e usano turbine della medesima tecnologia fornite e mantenute da Ansaldo Energia, mentre il CCGT di Teverola ha potenza leggermente superiore e usa tecnologia General Electric.

IV.5.2 I problemi di tensione in Campania e il cluster campano

54. Sin dal 2009, i Piani di Sviluppo di Terna hanno descritto i problemi relativi al controllo della tensione sulla rete di trasmissione campana, evidenziando il contributo fornito dagli impianti di Teverola e Sparanise³⁶ e le difficoltà relative alla rete a 220 kV nell’area di Napoli³⁷.

Tutti i Piani di Sviluppo menzionano i problemi di controllo della tensione nelle ore di basso carico in quest’area, affermando che i “*profili di tensione sui nodi principali rientrano mediamente nel range prescritto dal Codice di Rete. Tuttavia in condizioni di basso carico (ore notturne e festivi) risulta spesso necessario aprire collegamenti a 380 kV per rientrare nei valori*

³⁵ L’impianto di Napoli Levante è entrato in servizio nell’aprile 2009 dopo un processo di repowering.

³⁶ Cfr. Piano di Sviluppo 2009, p. 23, e Piano di Sviluppo 2010, p. 24, relativamente al contributo offerto al sostegno della tensione da Sparanise e Teverola. ().

³⁷ Cfr. Piano di Sviluppo 2009, p. 160, e il piano di *riassetto della rete a 220 kV città di Napoli* descritto nel Piano 2009 e in quelli successivi.

*massimi di esercibilità”*³⁸.

55. I problemi di controllo della tensione nelle ore di basso carico in Campania è peggiorato nel tempo.

Mentre nel periodo luglio 2008-giugno 2009 la frequenza dei valori di tensione superiori a 410 kV nelle ore *off-peak*, era compresa tra il 10% e il 20% nell'area di Napoli e in quella di Salerno e inferiore al 10% in quella di Caserta³⁹, nel successivo periodo luglio 2009-giugno 2010 tale valore è risultato compreso tra il 16% e il 26% nell'area di Napoli, a fronte di una approssimativa costanza nelle aree di Caserta e Salerno⁴⁰.

Nel periodo luglio 2010-giugno 2011 la frequenza dei valori di tensione superiori a 410 kV nelle ore *off-peak* ha registrato un significativo aumento nelle aree di Caserta e Salerno, portandosi nella fascia tra il 16% e il 26%, mentre nell'area di Napoli si è mantenuta in questo intervallo⁴¹.

56. Nel Piano 2011 Terna rilevava che *“recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione localizzati nell'area di Napoli, hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e quindi la necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva nell'area campana”*.

Il deterioramento del controllo della tensione nelle ore di basso carico nell'area di Napoli ha spinto Terna a programmare, nel Piano di Sviluppo 2012, l'installazione in tale area di almeno due reattori⁴². A tale installazione è stata attribuita la massima priorità da Terna, nell'ambito degli interventi di questo tipo programmati sulla rete di trasmissione nazionale⁴³.

57. La relazione tra gli impianti del *cluster* campano e la regolazione della tensione in quest'area è stata chiarita in audizione dai rappresentanti di Terna, che hanno affermato che *“nelle ore di basso carico si manifesta la necessità di ridurre la tensione nei nodi della Campania. Tale necessità*

³⁸ Piano di Sviluppo 2009, p. 161; Piano di Sviluppo 2010, p. 106; Piano di Sviluppo 2011, p. 122. In altri termini, in presenza di bassa domanda in alcuni nodi gli elettrodotti ad essi collegati possono risultare eccessivamente “scarichi”; ciò determina un innalzamento del livello della tensione su di essi. Per riportare la tensione entro i limiti di sicurezza previsti dal Codice di Rete alcuni elettrodotti vengono “scollegati” (ossia, “aperti”) e i flussi di energia sono deviati sul resto della rete (c.d. “smagliatura della rete”); in questo modo, gli elettrodotti che rimangono collegati risulteranno “più carichi” e la tensione su di essi verrà riportata nella norma. La disalimentazione di alcuni elettrodotti può peraltro richiedere l'alimentazione diretta di alcune aree di consumo (“carichi”) attraverso le centrali più vicine, che dovranno essere avviate a programma se non risultanti accese ad esito di MGP/MI.

³⁹ Cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2010, fig. 8.

⁴⁰ Cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2011, fig. 6.

⁴¹ Cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2012, fig. 6.

⁴² Impianti che forniscono quella potenza reattiva che in condizioni di basso carico viene a mancare e provoca l'innalzamento delle tensioni. Tali impianti dovrebbero essere installati nelle stazioni di Patria (NA) (380 kV) e Castelluccia (NA) (220 kV).

⁴³ Cfr. Terna, Piano di Sviluppo 2012, p.98.

determina un vincolo di rete locale che coinvolge, in genere, fino ad un massimo di due unità. Le unità che possono risolvere tale vincolo sono quelle di Sparanise (gruppi 1 e 2), di Teverola e di Napoli Levante (“cluster campano”[...]). Per risolvere tale vincolo viene acceso almeno un gruppo tra i quattro suddetti accettando l’offerta di accensione meno costosa, a meno che uno o più di essi risultino accesi almeno al minimo tecnico in esito di MGP/MI. [...] Gli impianti del cluster campano sono in linea di principio sostituibili tra loro. Tuttavia, possono darsi situazioni in cui uno di essi è meglio collocato per risolvere un problema di rete. Per esempio, l’impianto di Napoli Levante, che si collega direttamente alla rete a 220 kV, è “più vicino” alla distribuzione e quindi può essere più efficace per risolvere squilibri locali, spesso originati nell’area metropolitana di Napoli, dove si concentra gran parte del consumo. Se invece la necessità di regolazione si avverte sulla rete a 380 kV, gli impianti di Teverola e di Sparanise possono risultare più efficaci”⁴⁴.

Nonostante la minore “efficacia” nella risoluzione delle problematiche nascenti sulla rete a 220 kV nell’area di Napoli, gli impianti di Sparanise e Teverola sono in grado di mitigare tali problemi, come è avvenuto il 18/4/2010, quando l’indisponibilità di Napoli Levante ha spinto Terna ad avviare Teverola e uno dei gruppi di Sparanise per “mitigare i problemi di tensione sul 220 kV”.

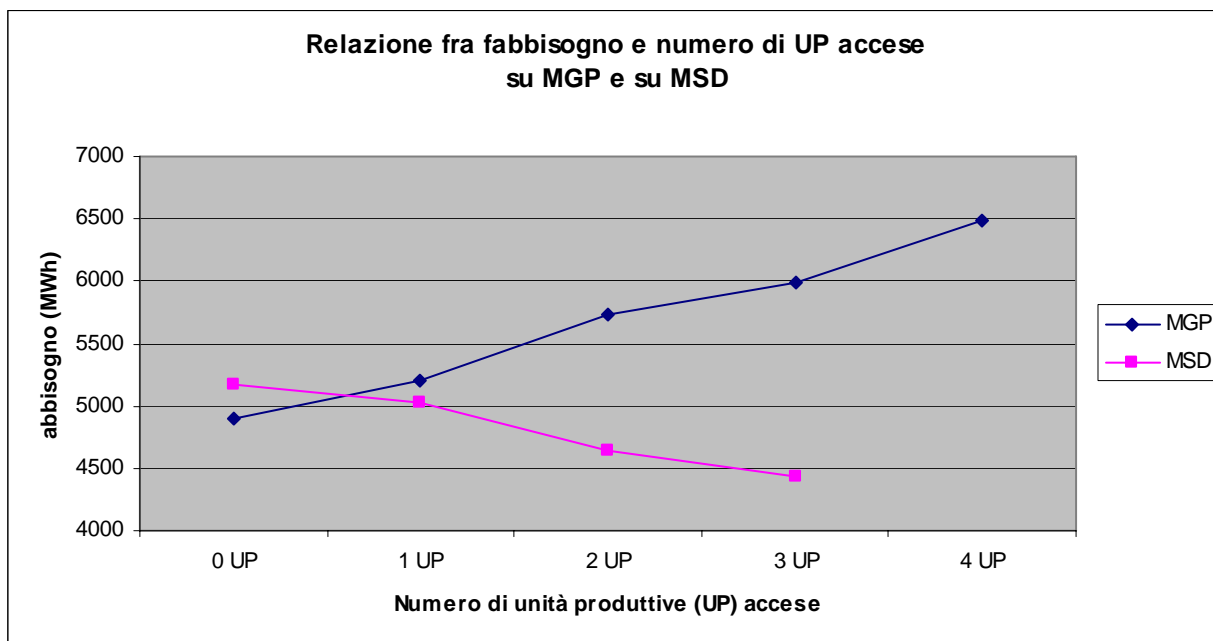
IV.5.3 La relazione tra fabbisogno e accensioni degli impianti del cluster campano

58. Come affermato da Terna, il vincolo di rete risolto dal *cluster* campano si manifesterebbe nelle ore di basso carico. Perciò ci si attende che minore è il carico, maggiore è l’incisività del vincolo e quindi maggiore la necessità di Terna di accendere una o più unità localizzate nel *cluster*.

I dati riportati nella figura 1 mostrano come effettivamente il numero di unità produttive del *cluster* campano avviate da Terna su MSD *ex-ante* nel 2010, sulla base della domanda prevista, sia decrescente rispetto al fabbisogno medio, contrariamente a quanto avviene su MGP.

⁴⁴ Cfr. verbale audizione di Terna, doc. 130.

Fig. 1: relazione tra fabbisogno su MGP e numero di Unità Produttive accese su MSD e MGP



Fonte: elaborazioni su dati pubblici Gestore dei Mercati Energetici

59. Tale opposto comportamento è esattamente quello atteso: la quantità venduta su MGP dipende dal fabbisogno finale e al crescere di questo crescerà anche il numero di unità produttive che conviene avere in funzione per minimizzare il costo di servire quella domanda; i servizi di cui si approvvigiona Terna su MSD mirano invece a mantenere la tensione sulla rete, a risolvere le congestioni locali, a costituire riserva e, quindi, ad assicurare il dispacciamento in sicurezza dell'energia prodotta e richiesta.

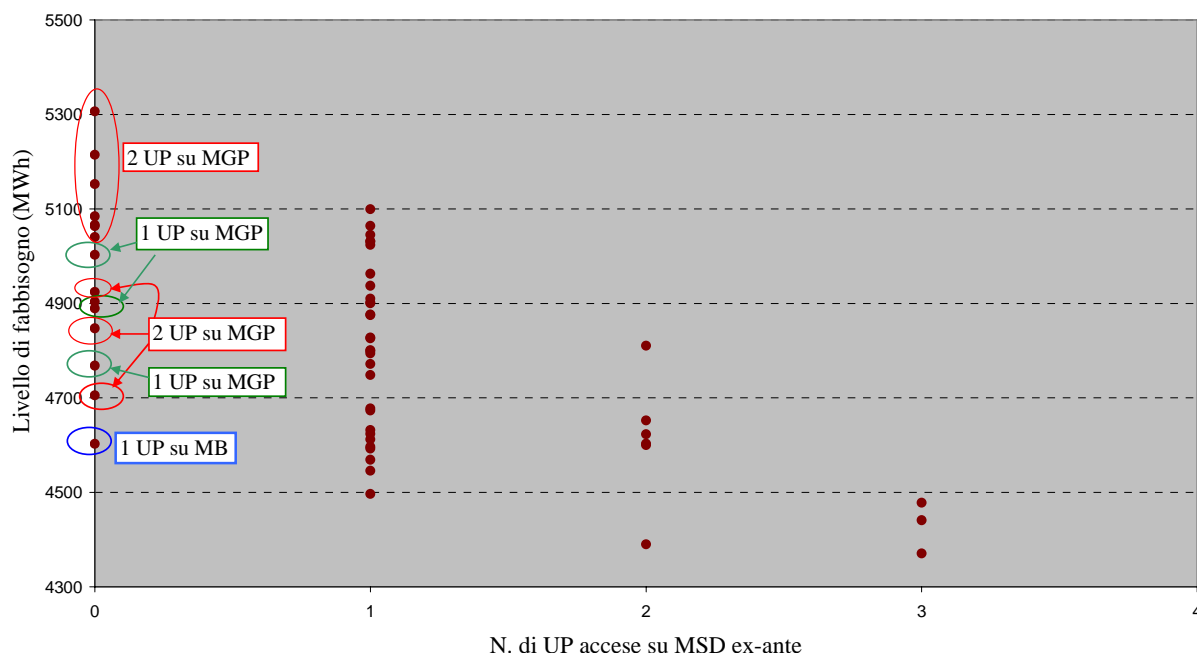
Come sostenuto da Terna in audizione, l'esigenza di garantire la presenza in servizio al minimo tecnico di almeno un impianto è tanto maggiore quanto più la domanda di energia è ridotta, perché è nelle ore di basso carico che si avverte maggiormente la necessità di modificare i piani di produzione usciti da MGP per assicurare il mantenimento della tensione sulla rete attraverso l'immissione dell'energia elettrica da più unità produttive⁴⁵. Perciò, ci si attende che Terna chiami in servizio più unità nelle ore di basso carico, al contrario di quanto accade su MGP.

Questo è esattamente quanto emerge dalla precedente figura 1.

60. La relazione decrescente tra fabbisogno e numero di unità produttive del *cluster* campano avviate da Terna su MSD *ex-ante* è particolarmente evidente nel caso dei giorni festivi, come mostra la figura 2 seguente.

⁴⁵ Cfr. verbale audizione di Terna (doc. 130).

Figura 2 Numero di UP accese su MSD ex-ante nei giorni festivi e livello di fabbisogno



Fonte: elaborazioni su dati pubblici GME

Terna non ha avviato impianti su MSD *ex-ante* in presenza di impianti accesi su MGP.

In assenza di impianti accesi su MGP nei giorni festivi, Terna ha sempre avviato almeno una unità del *cluster* campano su MSD *ex-ante*, tranne che il 6/6 (cfr. *infra*, quando ha avviato una unità su MB).

Per livelli di fabbisogno orario superiori a 4700 MWh, è stato chiamato un solo impianto (con un'unica eccezione). Per livelli inferiori a 4500 MWh, sono state avviate tre unità in 3 casi su quattro, e due unità nel caso restante. Per livelli di fabbisogno compreso tra 4500 e 4700 MWh, Terna ha avviato un solo impianto tranne che in 4 domeniche (18/4, 25/4, 15/8, 31/10), nelle quali sono occorse circostanze specifiche (cfr. §80 *infra*).

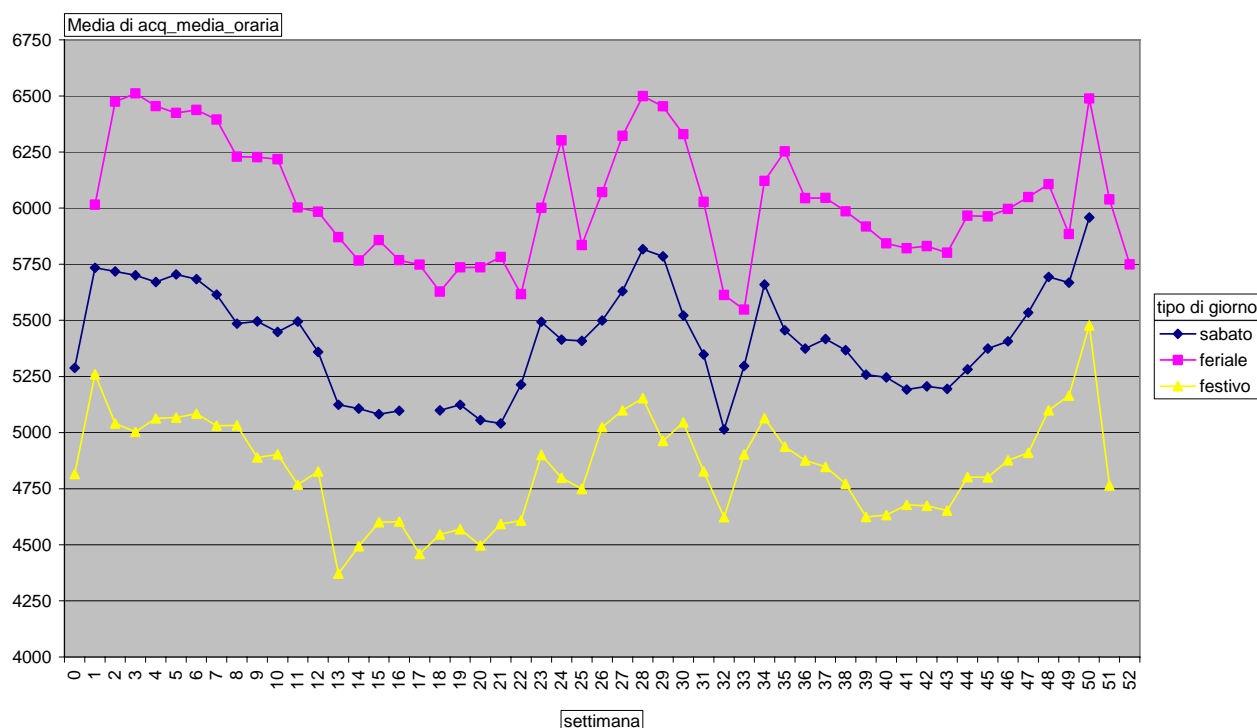
61. Dai dati è emerso che Terna ha avviato raramente gli impianti del *cluster* campano su MSD *ex-ante* nei sabati non festivi. Terna ha richiesto infatti la presenza in servizio di un impianto del *cluster* campano, accettando su MSD *ex-ante* la corrispondente offerta di accensione, in soli 3 sabati non festivi del 2010 su 15 in cui nessun gruppo del *cluster* campano risultava acceso ad esito di MGP: il 27/2, il 14/8 e il 2/10.

Nel primo caso, per risolvere specifici problemi di tensione è stato chiamato Napoli Levante. Negli altri due casi, l'avviamento è stato dovuto ad un livello di domanda particolarmente basso - compreso nell'ultimo quartile

della distribuzione di domanda dei giorni festivi.

In linea generale, in realtà, i sabati non festivi presentano un livello di domanda significativamente superiore a quello dei festivi, come emerge dalla successiva figura 3, che riporta gli acquisti medi orari settimanali su MGP nella zona Centro-Sud per le tre tipologie di giorno (feriale, festivo, sabato), i giorni festivi si collocano su un livello di domanda chiaramente più basso degli altri giorni, ivi inclusi i sabati.

Fig. 3: andamento della domanda di energia (in MW) nella zona Centro-Sud su MGP nel 2010, per tipologia di giorno – medie settimanali



Fonte: elaborazioni su dati pubblici Gestore dei Mercati Energetici

In particolare, il 71% dei giorni festivi ha registrato una domanda inferiore al minimo valore registrato nei sabati (occorso il 14 agosto).

Ciò spiega come mai Terna abbia stabilmente avviato a programma gli impianti del *cluster* campano nei festivi, ma non nei sabati non festivi.

IV.6 La sostituibilità tra gli impianti del cluster campano e gli altri impianti della zona Centro-Sud

IV.6.1 La sostituibilità tra gli impianti campani

62. In Campania sono abilitati a partecipare a MSD sia gli impianti a

turbogas di Maddaloni e Giugliano, che l'impianto di pompaggio di Presenzano (tutti di ENEL S.p.A.).

Per motivi diversi, Terna in audizione ha escluso che essi possano essere considerati sostituibili degli impianti del *cluster* campano ai fini della regolazione della tensione.

63. Per quanto riguarda i turbogas di Maddaloni e Giugliano, i rappresentanti di Terna hanno affermato in audizione che essi non “*sono sostituibili [con gli impianti del cluster campano], in quanto “elettricamente lontani” dai centri di consumo e non dotati della necessaria capacità reattiva*”⁴⁶.

64. I dati mostrano che tra gennaio 2009 e novembre 2010 tali turbogas non sono mai stati chiamati su MGP – con l'unica eccezione di quello di Giugliano 2 alle ore 10 del 24/11/2010 –, mentre le loro offerte non sono mai state accettate su MSD ex ante, né per quanto riguarda il servizio di accensione, né per quanto riguarda gli altri servizi. Le offerte di accensione di tali unità turbogas sono state invece accettate da Terna su MB con una certa frequenza.

Ciò appare il riflesso della scarsa sostituibilità economica tra tali impianti e quelli del *cluster* campano sia in fase di programmazione, sia nel tempo reale.

In fase di programmazione, la differenza di circa 100 € tra le offerte accettate degli impianti del *cluster* campano e quelle dei turbogas e il fatto che, per ottenere la disponibilità di una capacità pari al minimo tecnico di uno degli impianti del *cluster* (che sono tutti impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale), occorrerebbe avviare almeno 3 gruppi turbogas, indicano che utilizzare i turbogas implicherebbe una spesa enormemente superiore per Terna.

Nel tempo reale (cioè, su MB), invece, Terna preferirà l'accensione di un gruppo turbogas a causa dei brevi tempi di avviamento necessari anche in caso di avvio “a freddo”, perché tale rapidità di risposta rende i turbogas una risorsa preziosa per il bilanciamento in tempo reale del sistema elettrico.

65. Per ciò che concerne l'impianto campano di pompaggio di Presenzano, in risposta ad una richiesta di informazioni inviata dagli Uffici, Terna ha dichiarato che “*il suo utilizzo non è sostitutivo della presenza in servizio di unità termoelettriche appartenenti al cluster Campania ma aggiuntivo rispetto ad esse, al fine di mitigare, mediante l'attivazione diretta in tempo reale, escursioni particolarmente rilevanti dei profili di tensione*”⁴⁷.

⁴⁶ Cfr. verbale audizione di Terna, doc. 130.

⁴⁷ Cfr. doc. 172, risposta alla richiesta di informazioni del 16/9/2011.

66. I dati mostrano che l'intervento di Presenzano è stato richiesto su MSD *ex-ante* in numerosi giorni non festivi e in 7 giorni festivi. L'intervento nei giorni festivi non appare sostitutivo di quello degli impianti del *cluster*, dato che in sei dei sette giorni festivi in cui Presenzano è stato chiamato su MSD *ex-ante* una unità del *cluster* campano è stata accesa.

D'altro canto, la presenza in servizio di Presenzano ad esito di MGP/MI non è stata generalmente ritenuta da Terna sufficiente per risolvere i problemi di tensione dell'area di Napoli, dato che in tutti i festivi in cui ciò è avvenuto – e non vi erano impianti del *cluster* accesi ad esito di MGP/MI – Terna ha accettato su MSD *ex-ante* le offerte AS di uno o più impianti del *cluster* campano⁴⁸.

IV.6.2 La sostituibilità con gli impianti del cluster Alto Lazio

67. Sulla base del “principio di prossimità” su cui si basa il controllo della tensione, i rappresentanti di Terna hanno affermato che “*gli impianti localizzati nell’Alto Lazio non sono dei validi sostituti degli impianti campani summenzionati. Neppure i turbogas di Maddaloni e Giugliano sono sostituibili, in quanto “elettricamente lontani” dai centri di consumo e non dotati della necessaria capacità reattiva*”⁴⁹.

La sostituibilità tra gli impianti del *cluster* campano e quelli del *cluster* Alto Lazio è stata peraltro negata anche da Tirreno Power nella sua memoria finale⁵⁰.

68. L'analisi dello stato di funzionamento dei suddetti impianti su MGP ed MSD nel corso del periodo gennaio-ottobre 2010 ha confermato l'indipendenza tra gli avviamenti a programma degli impianti del *cluster* Alto Lazio e quelli del *cluster* campano richiesti da Terna nei giorni festivi. In particolare, è emerso che in tutte le ore in cui almeno un impianto campano è stato acceso al minimo tecnico su MSD, almeno un impianto dell'Alto Lazio risultava in funzione ad esito di MGP o di MSD - e quasi

⁴⁸ Contrariamente a quanto sostenuto da Tirreno Power nella memoria finale (doc. 215), l'impianto di Presenzano non è uscito acceso ad esito di MGP il 6/6/2010. Ad esito di MI2, l'impianto risultava acceso nei periodi 10, 11, 22 e 23. Terna ha richiesto su MSD *ex-ante* la produzione di energia elettrica da parte di Presenzano nei periodi orari 13, 21 e 22. L'andamento della produzione di Presenzano è quindi coerente con l'esigenza di sostenere il carico nelle rampe mattutine e serali e non può essere considerato direttamente collegato alle esigenze di controllo della tensione nei nodi campani.

⁴⁹ Cfr. verbale audizione di Terna, doc. 130.

⁵⁰ Cfr. doc. 215, p.9.

sempre solamente ad esito di MGP⁵¹. Le chiamate di Terna per la fornitura del servizio di accensione su MSD nel *cluster* campano non appaiono quindi “aver sostituito” gli impianti dell’Alto Lazio che, al contrario, sono sempre risultati in esercizio ad esito di MGP ed MSD.

69. I dati a disposizione non permettono neppure di sostenere che l’incidente occorso nell’impianto ENEL di Torrevaldaliga Nord – che ha provocato la chiusura dell’impianto nel mese di aprile 2010 – abbia indotto una maggiore sostituibilità tra tali impianti.

Infatti, il maggior numero di avviamenti richiesti da Terna nei festivi del mese di aprile 2010 rispetto all’aprile 2009 (in media, 2 contro 1,5 dell’anno precedente) appare spiegato dal fatto che nel 2010 nessun impianto era uscito acceso ad esito di MGP nei festivi di aprile, a differenza del 2009 – quando almeno un impianto era uscito acceso da MGP⁵².

70. Peraltro, la stessa Tirreno Power in audizione ha descritto l’esistenza di meccanismi concorrenziali differenti nei due *cluster* - concorrenza di prezzo nel *cluster* campano a fronte di una competizione basata “*soprattutto sulla differenziazione del servizio*” nell’area dell’Alto Lazio. Ciò conferma che i due *cluster* costituiscono mercati rilevanti distinti.

IV.7. I contatti tra le società e l’attività di monitoraggio reciproco

IV.7.1 I contatti tra EGL e Repower

71. Nel corso delle ispezioni è stata acquisita evidenza di contatti tra le società EGL e Repower – che, si ricorda, sono due società tra loro collegate⁵³ - riguardanti le offerte accettate da Terna tra la fine di marzo e l’inizio di aprile 2010 (doc. 10). In particolare, lunedì 12/4 il responsabile della predisposizione delle offerte per l’impianto di Teverola di Repower scrive ad una dipendente di Repower che in seguito ad alcune discussioni con il responsabile Trading di Repower - esplicitamente indicato come l’organizzatore del cartello nella denuncia anonima – “*sono emerse alcune necessità di conoscere i dati delle offerte di alcuni nostri competitors negli*

⁵¹ Più precisamente, nel 97,5% delle ore festive in cui un impianto del *cluster* campano è stato avviato da Terna su MSD *ex-ante*, un impianto del *cluster* Alto Lazio risultava acceso ad esito di MGP. Le ore in cui ciò non è accaduto sono concentrate nel mese di aprile 2010.

⁵² Complessivamente, il numero di unità del *cluster* campano accese nei giorni festivi (ad esito di MGP e/o di MSD *ex-ante*) si *riduce* tra il 2009 e il 2010, passando in media da 2,7 a 2, a causa verosimilmente dell’aumento della domanda di energia elettrica, che ha reso meno gravi i problemi di controllo della tensione.

⁵³ EGL AG (a capo del gruppo EGL) è, con il 21% circa delle azioni, uno dei tre maggiori azionisti di Repower AG, a capo del gruppo Repower. EGL, tuttavia, non controlla Repower.

*ultimi week end. [...] In particolare, avremmo bisogno di sapere come hanno offerto su MGP, MI e MSD Napoli Levante (UP_napoli_4 di Tirreno Power) e Sparanise (1&2), con i relativi risultati. I week-end di interesse sono quelli del 27-28 marzo; 3-4-5 Aprile (pasqua); 10-11 Aprile*⁵⁴; Il responsabile delle offerte indica anche che i *“dati dovrebbero essere disponibili nella sezione delle “offerte Pubbliche””* del sito del GME. Le elaborazioni richieste si riferiscono quindi a dati pubblici. Nella serata del 12/4, il responsabile Trading di Repower scrive al responsabile delle offerte ed alla dipendente che si deve occupare dei dati per sollecitare un lavoro rapido, perché *“io e [il responsabile delle offerte] dovremmo discutere questi dati mercoledì sera [il 14/4] con egl”*⁵⁵. Martedì sera (13/4) la dipendente mette a disposizione dei due responsabili di Repower i dati.

Giovedì 15 il direttore strategie e market analysis di Repower - l'ufficio che ha elaborato i dati - chiede informazioni sull'incontro (*“che conclusioni o logiche sottostanti avete distillato [?]”*, riferendosi ai dati sulle offerte). Il responsabile Trading risponde tra il serio e il faceto: *“Mai ! Se ve lo dicessimo, dovremmo poi uccidervi ! (Ne parliamo...)”*⁵⁶.

72. Repower ed EGL hanno confermato in audizione l'incontro del 14/4. EGL ha poi precisato (doc. 141) che l'incontro ha avuto ad oggetto le problematiche collegate a contratti di fornitura bilaterali in essere tra Repower e EGL nonché le anomalie ravvisate nelle chiamate sul mercato MSD da parte di Terna. Repower ha affermato che *“EGL è un'importante controparte commerciale di Repower sulle piattaforme di trading e i contatti con EGL, tra cui quelli agli atti dell'aprile 2010, riguardano generalmente tale attività di trading di energia elettrica. Nel corso degli incontri di aprile se ne è approfittato per uno scambio di valutazioni su alcune anomalie relative agli esiti di MSD osservati in quel periodo. In particolare, Repower Italia non si spiegava come mai Terna in alcune situazioni avesse accettato le offerte formulate su Napoli Levante, in luogo di quelle formulate su Teverola, ancorché le prime risultassero meno competitive delle seconde”*⁵⁷. Repower non si sarebbe rivolta direttamente a Terna perché *“Repower voleva essere innanzitutto certa di aver compreso il meccanismo di selezione delle offerte su MSD e per questo si è confrontata con EGL”*⁵⁸.

73. Altri documenti (doc. 12 rinvenuto presso Repower, doc. 77 rinvenuto

⁵⁴ Cfr. doc. 10, e-mail interna di Repower

⁵⁵ Cfr. doc. 10, e-mail interna di Repower

⁵⁶ Cfr. doc. 10, e-mail interna di Repower

⁵⁷ Cfr. verbale audizione Repower (doc. 137).

⁵⁸ Cfr. verbale audizione Repower (doc. 137).

presso EGL) riportano ulteriori contatti tra Repower ed EGL. In particolare, il doc. 77 riporta traccia di telefonate tra il personale di EGL interessato dalle offerte, il responsabile della formulazione delle offerte di Repower e – verosimilmente – il responsabile Trading di Repower domenica 4 aprile 2010. Il direttore Energy Management and Trading di EGL scrive al suo sottoposto incaricato di effettuare le offerte su MSD che “[diminutivo con cui in molte mail interne di Repower viene indicato il responsabile Trading di Repower] *mi ha scritto “dalle 22 di ieri alle 24 di oggi. Per ora”*”; il sottoposto risponde “[il responsabile della formulazione delle offerte di Repower] *mi ha telefonato...*”. Secondo EGL, la chiamata del responsabile della formulazione delle offerte di Repower “*ebbe ad oggetto le problematiche di rete generate dall’incertezza creata dall’incidente mortale occorso all’impianto di Torre Valdaliga Nord di ENEL – che ha portato alla fermata dell’impianto per un certo tempo - e delle prevedibili risposte di Terna*” (doc. 135).

74. Nel doc. 12, del giugno 2010, nel contesto di una discussione che riguarda informazioni richieste a EGL riguardo al trading di gas, il responsabile Trading di Repower definisce EGL “*un competitor amico*”. In audizione Repower ha affermato che “*tale definizione si riferisce a quei casi in cui, esistendo un rapporto commerciale consolidato tra due aziende, si creano possibilità di contatti meno formali tra le persone*” (doc. 137).

IV.7.2 I contatti tra EGL e Tirreno Power

75. La documentazione acquisita in ispezione reca qualche traccia di contatti tra Tirreno Power ed EGL. Si tratta in particolare di un pranzo tra un dirigente di EGL e due dirigenti di Tirreno Power, tra cui il Direttore Energy Management, l’11 febbraio 2010, al quale segue la ricerca di un incontro tra un dirigente di EGL – e il Direttore Energy Management di Tirreno Power (doc. 94). Secondo quanto dichiarato da Tirreno Power ed EGL, l’incontro tra tali dirigenti non si sarebbe mai verificato; l’incontro in ogni caso avrebbe dovuto riguardare la stipula di contratti di *hedging* tra Tirreno Power ed EGL (doc. 139). Tirreno Power ed EGL hanno anche scambiato energia attraverso contratti bilaterali, con un picco il 22/4, con la vendita di un contratto settimanale da 220 MW baseload più 150 MW peak per la settimana 17 (26 aprile – 2 maggio 2010).

IV.7.3 Il monitoraggio reciproco

76. Tutte le Parti del presente procedimento, al momento delle ispezioni, svolgevano proprie analisi sulle offerte dei concorrenti, utilizzando i dati pubblicati dal GME. Repower, ad esempio, ha svolto analisi sulle offerte dei concorrenti (relative agli impianti di Napoli Levante e Sparanise) alla fine di gennaio 2010 (docc. 8 e 63) e ad aprile 2010 e nel mese di giugno 2010 ha messo in piedi uno strumento (in SAS e Excel) volto ad analizzare le offerte dei concorrenti (doc. 7 e 10). Repower in audizione ha minimizzato l'importanza di tale strumento e ha affermato che esso doveva servire a guidare gli investimenti. A tal proposito, non si può non rilevare che il documento acquisito in ispezione che contiene tale confronto (doc. 7) è una mail indirizzata dal Responsabile Trading di Repower al Responsabile della formulazione delle offerte sulla Borsa Elettrica di Repower – dirigenti che non si occupano di investimenti ma di offerte sui mercati elettrici.

77. EGL aggiornava periodicamente un file excel contenente le quantità vendute dai suoi concorrenti (impianti ENEL di Presenzano e TorreValdaliga Nord, impianti Tirreno Power di Napoli Levante e TorreValdaliga (unità 5 e 6) su MGP e MSD (doc. 82 e 83). L'aggiornamento a domenica 1° agosto di tale file, avvenuto il 10 agosto, formava la base di una discussione interna sulle offerte da presentare sabato 14 e domenica 15 agosto su MSD, riguardante l'opportunità di fermare l'impianto di Sparanise anche il sabato - evidentemente non offrendolo su MGP – e il prezzo al quale offrire l'impianto la domenica.

78. Tirreno Power ha effettuato analisi delle offerte degli impianti concorrenti nella zona Centro-Sud sia a sia metà marzo (doc. 97, con una richiesta specifica riguardante gli impianti chiamati su MSD nella zona Centro-Sud; doc. 100, riguardante MB; doc. 103, riguardante le offerte su MSD degli impianti dell'“area di Napoli”, comprendente gli impianti di Teverola, Sparanise, Napoli Levante e Presenzano (ENEL)), sia a luglio (doc. 104, relativo a MSD), agosto (doc. 102 MSD) e a settembre 2010 (docc. 96 su MSD, docc. 99 e 101 su MGP).

IV.8: l'andamento delle offerte di accensione presentate dagli impianti del cluster campano

IV.8.1 Le offerte accettate da Terna nel cluster campano nei giorni festivi

79. La tabella seguente riporta la distribuzione tra le unità di Teverola, Napoli Levante e Sparanise delle offerte di accensione accettate da Terna nei giorni festivi del 2010 nel *cluster* campano, con indicazione dell'esborso corrispondente (caselle azzurre). Vengono riportate anche le indisponibilità di tali unità (caselle nere), nonché le situazioni in cui le offerte di alcune unità sono state accettate sul MGP (caselle "MGP"); sono state inoltre evidenziati casi in cui l'offerta selezionata da Terna non era quella corrispondente alla minima spesa per il servizio di accensione.

Per confronto, la tabella riporta anche la situazione nei giorni festivi del 2009. In questo caso, le caselle azzurre con l'indicazione "msd" corrispondono ai casi in cui Terna ha acquistato una quantità almeno pari a quella corrispondente al minimo tecnico risultante dal RUP statico.

Tab. 3: Accensioni degli impianti del cluster campano su MGP e MSD ex-ante nei giorni festivi, 2010 e 2009, ed esborso risultante dalle offerte di accensione presentate nel 2010.

2010					2009				
data (mm gg)	Teverola	Napoli Lev.	Sparanise 1	Sparanise 2	data (mm gg)	Teverola	Napoli Lev.	Sparanise 1	Sparanise 2
1 / 1	622.512	567.120	MGP	MGP	1 / 1		MGP	MGP	MGP
3 / 1	622.512	567.120	MGP	MGP	4 / 1		MGP	MGP	MGP
6 / 1	622.512	455.260	MGP	MGP	6 / 1			MGP	MGP
10 / 1	622.512	MGP	MGP	MGP	11 / 1			MGP	
17 / 1	302.400	336.480	MGP	MGP	18 / 1			MGP	
24 / 1	439.472	502.560	MGP	MGP	25 / 1		MGP	MGP	MGP
31 / 1	439.472	426.240	MGP	MGP	1 / 2			MGP	MGP
7 / 2	442.672	597.120	MGP	MGP	8 / 2			MGP	MGP
14 / 2	479.856	728.410	MGP	MGP	15 / 2		MGP	MGP	MGP
21 / 2	476.976	720.000	686.100	633.920	22 / 2		MGP	MGP	MGP
28 / 2	489.840	496.800		579.420	1 / 3			MGP	
7 / 3	593.648	921.600		MGP	8 / 3				MGP
14 / 3	593.648	1.504.800		MGP	15 / 3	msd	MGP	msd	
21 / 3	512.048	825.600		MGP	22 / 3	msd	MGP	msd	
28 / 3	941.998	1.352.400			29 / 3		MGP	msd	msd
4 / 4 Pasqua	979.824	2.016.000	1.280.400		5 / 4	msd	MGP		msd
5 / 4 Pasquetta	1.031.024	2.016.000			12 / 4 Pasqua	msd	MGP	msd	
11 / 4	1.179.824	1.219.200	1.040.490		13 / 4 Pasquetta	msd	MGP		
18 / 4	1.038.992		1.051.560		19 / 4			MGP	msd
25 / 4	1.124.080	1.612.800	1.479.360		25 / 4		MGP	msd	MGP
					26 / 4		MGP	msd	msd
1 / 5	1.424.112	1.555.200	1.195.080		1 / 5		msd	msd	msd
2 / 5	1.424.112	1.555.200	1.277.880		3 / 5		msd	msd	
9 / 5		1.425.600	1.319.280		10 / 5		msd		
16 / 5	1.915.200	1.296.000	1.429.680		17 / 5				msd
23 / 5	1.164.912	1.411.200			24 / 5	msd			
30 / 5	1.404.912	1.296.000	1.381.800	2.256.000	31 / 5				
2 / 6 Festa d. Repubblica	1.066.656	1.497.600	1.186.800	1.462.800	2 / 6 Festa d. Repubblica				MGP
6 / 6	1.385.712	1.497.600	1.186.800	1.352.400	7 / 6				msd
13 / 6	1.199.952	1.555.200	1.280.640	1.280.640	14 / 6				MGP
20 / 6	1.115.136	1.267.200	1.711.200	1.683.600	21 / 6			MGP	
27 / 6		1.267.200	1.219.500	1.355.000	28 / 6			MGP	
4 / 7	1.115.136	1.056.000	1.355.000	1.219.500	5 / 7			MGP	MGP
11 / 7	1.115.136	1.296.000	1.219.500	1.219.500	12 / 7				MGP
18 / 7	1.295.952	1.152.000	MGP	MGP	19 / 7			MGP	MGP
25 / 7	1.115.136	1.159.200	1.076.400	1.297.200	26 / 7			MGP	MGP
1 / 8		1.008.600	1.186.800	1.435.200	2 / 8			msd	msd
8 / 8	960.096	1.180.800	1.236.480	1.788.480	9 / 8	MGP	MGP		MGP
15 / 8 Ferragosto	992.338	1.057.800	1.029.600	1.478.400	15 / 8 Ferragosto	msd	msd		
22 / 8	1.066.656	1.180.800	1.108.800	1.320.000	16 / 8	msd	msd		
29 / 8	1.210.800	1.205.400	1.209.600	982.800	23 / 8	msd	MGP	MGP	
5 / 9	1.065.600	984.000	1.554.000	1.010.100	30 / 8	msd		MGP	MGP
12 / 9	960.000		1.485.000	1.089.000	6 / 9		MGP	MGP	MGP
19 / 9	1.065.600	1.279.200	MGP	MGP	13 / 9			MGP	MGP
26 / 9	1.156.800		1.478.400	1.057.800	20 / 9	msd		MGP	MGP
3 / 10	1.353.600	1.057.800	1.470.600		27 / 9			MGP	msd
10 / 10	1.173.216	1.170.960		1.161.000	4 / 10		MGP	MGP	MGP
17 / 10	1.680.000	1.107.000	1.419.000	3.096.000	11 / 10		MGP	MGP	MGP
24 / 10	1.056.000	1.149.120	1.419.000	1.496.400	18 / 10			MGP	MGP
31 / 10		1.108.800	1.128.750	1.478.125	25 / 10			MGP	MGP
1 / 11	1.065.600	1.108.800	1.083.600	1.419.000	1 / 11	msd	msd		
7 / 11	1.104.000	1.123.559	1.393.200	1.083.600	8 / 11			MGP	MGP
14 / 11	1.104.000	1.033.200	1.315.800	1.135.200	15 / 11	msd			MGP
21 / 11	1.046.976	1.008.600	1.334.160	1.135.200	22 / 11	msd		msd	
28 / 11		1.068.870	1.346.400	1.135.200	29 / 11			msd	msd
5 / 12	1.008.000		1.240.800	1.083.600	6 / 12			msd	msd
8 / 12 Immacolata	1.027.200	1.156.200	MGP	MGP	8 / 12 Immacolata			msd	msd
12 / 12	1.080.000	1.008.600	1.240.800	1.083.600	13 / 12	msd			msd
19 / 12	1.104.000	1.131.600	1.052.640	1.161.000	20 / 12			MGP	MGP
25 / 12	1.104.000	1.107.000	1.215.000	1.052.640	25 / 12		msd		msd
26 / 12	1.104.000	1.107.000	1.215.000	1.052.640	26 / 12		msd		msd
					27 / 12		msd		msd

msd	Offerta di accensione su MSD ex-ante accettata da Terna; per il 2010, è indicata la spesa corrispondente (ai valori offerti)
grassetto	Offerta di accensione su MSD ex-ante non accettata da Terna, pur rappresentando l'offerta corrispondente alla spesa minima (p* _q)
	Unità indisponibile
MGP	Offerta accettata su MGP
	Unità indisponibile per parte della giornata a causa di lavori di rete

N.B.: il 17/1 Terna ha accettato l'offerta di Napoli Levante dalle 5 alle 22; i valori in tabella si riferiscono a tale periodo

Fonte:elaborazioni su dati pubblici Gestore dei Mercati Energetici e tabella allegata al verbale dell'audizione di Terna (doc. 130)

80. In presenza di unità del *cluster* accese su MGP (15 festivi su 60), Terna nel 2010 non ha mai avviato unità su MSD *ex-ante*, in quanto il vincolo di rete rilevante era già soddisfatto. L'unica eccezione è dovuta a lavori sulla rete⁵⁹.

In assenza di impianti accesi ad esito di MGP (45 festivi), Terna ha invece avviato su MSD *ex-ante* almeno una unità del *cluster* campano, con una sola eccezione: il 6/6 non è stato avviato nessun impianto su MSD *ex-ante* in quanto il carico è stato ritenuto da Terna sufficiente a mantenere la tensione sulla rete⁶⁰.

81. Per quanto riguarda gli avviamenti su MSD *ex-ante*:

- nella maggior parte dei casi (29 su 44 festivi), Terna ha avviato a programma su MSD *ex-ante* una sola unità del *cluster* campano, selezionando l'offerta caratterizzata dalla minore spesa per la produzione al minimo tecnico;
- nei giorni festivi di minimo carico dell'anno sono stati avviati due (il 5/4) o tre impianti del *cluster* campano (nel 4/4, 1/5 e 2/5) per controllare la tensione;
- il 18/4 sono state avviate due unità (Teverola e una di Sparanise) per “*mitigare i problemi di tensione sul 220 kV*”, che avrebbero richiesto l'avvio di Napoli Levante, in avaria;
- in 8 festivi⁶¹, Terna ha selezionato una offerta “al di fuori dell'ordine di merito”, ossia non in base alla graduatoria basata sulla spesa che avrebbe dovuto sostenere per far produrre al minimo tecnico una delle unità del *cluster*. La tabella 4 seguente riporta i casi in cui ciò è avvenuto e le spiegazioni fornite al riguardo da Terna.

⁵⁹ Il 17 gennaio 2010 Terna ha avviato l'unità di Napoli Levante – nonostante ad esito di MGP fossero state già accese le unità di Sparanise – a causa dei lavori sulla linea 220 kV Castelluccia – San Sebastiano (cfr. doc. 172).

⁶⁰ Tuttavia, su MB è stato poi avviato Sparanise 1.

⁶¹ Le Parti hanno individuato violazioni del criterio del minimo esborso anche in alcuni sabati. Sabato 27/2 Terna ha chiamato Napoli Levante a causa delle tensioni elevate nelle ore di basso carico. Sabato 20/3 e il successivo sabato 27/3 Napoli Levante è stato chiamato su MB a causa di problemi di tensione nell'area 220 kV di Napoli. Sabato 3/4 Napoli Levante è stato chiamato su MB per assicurare il “*rispetto del vincolo a rete integra*”, ossia per assicurare un adeguato livello di tensione nei nodi campani. Per lo stesso motivo, Sparanise 1 è stato chiamato su MB sabato 17/4 (cfr. docc. 130, 172 e 179).

Tab. 4: Festivi del periodo gennaio – ottobre 2010 in cui Terna si è discostata dal criterio del minimo esborso nella selezione degli impianti nel *cluster* campano e relative motivazioni

Giorno	Unità selezionate	Unità chiamata “al di fuori dell’ordine di merito”	Motivazione fornita da Terna
Dom. 28/2	Napoli Levante	Napoli Levante	Rispetto del vincolo a rete integra imposto su Napoli, tensioni sul 220 kV
Dom. 28/3	Napoli Levante	Napoli Levante	Più efficace risoluzione del vincolo di rete (sostegno della tensione nell’area napoletana)
Lun. 5/4	Teverola Napoli Levante	Napoli Levante	Rispetto del vincolo a rete integra
Dom. 11/4	Napoli Levante	Napoli Levante	più efficace risoluzione del vincolo di rete_(sostegno della tensione nell’area napoletana)
Dom. 25/4	Teverola Napoli Levante	Napoli Levante	Rispetto del vincolo a rete integra
Dom. 13/6	Sparanise 1	Sparanise 1	Lavori di rete nei pressi della centrale di Teverola
Dom. 15/8	Teverola Napoli Levante	Napoli Levante	Più efficace risoluzione del vincolo di rete_(sostegno della tensione nell’area napoletana)
Dom. 1/11	Teverola Napoli Levante	Napoli Levante	

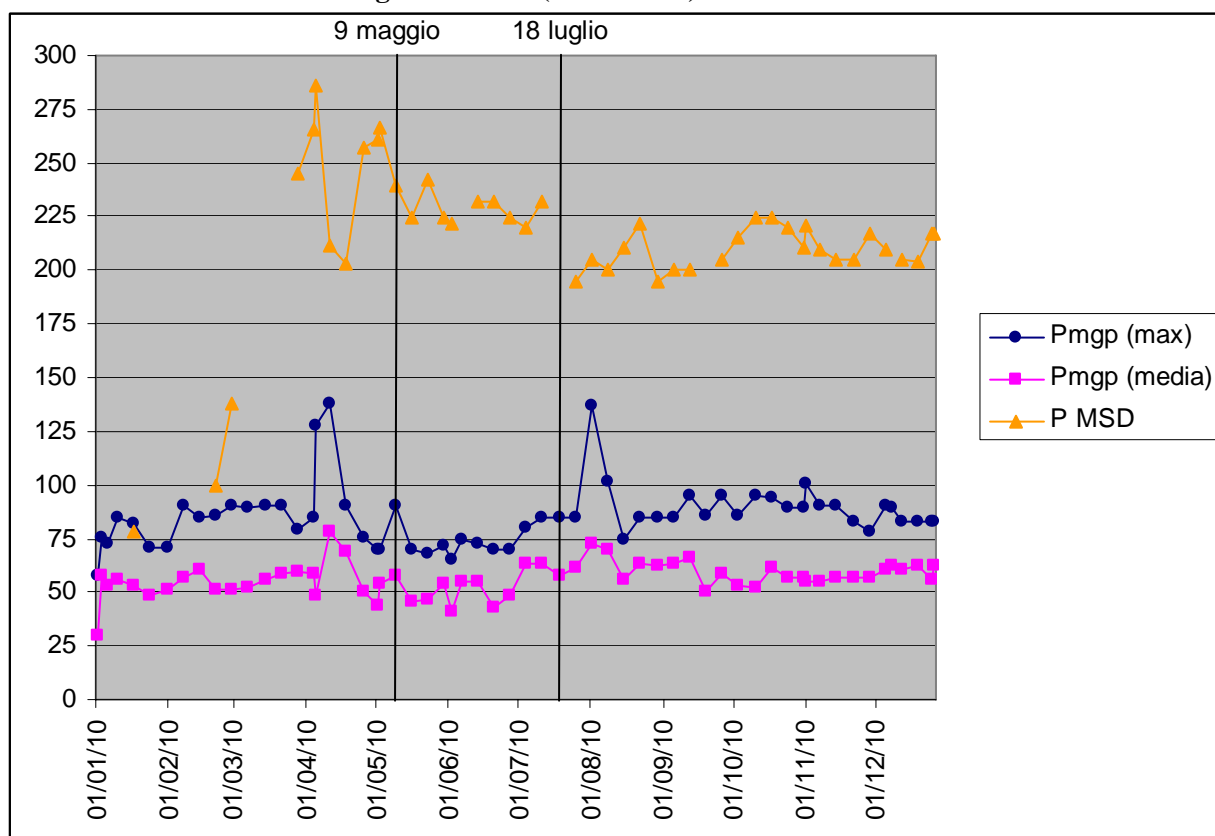
Fonte: risposte di Terna alle richieste di informazioni (docc. 172 e 179) e verbale dell’audizione di Terna (doc. 130)

Nella selezione degli impianti da avviare, quindi, Terna si è attenuta ai criteri previsti nel Codice di Rete, dando priorità in alcuni casi agli impianti che le permettevano di risolvere in maniera più efficace il vincolo di rete, pur sborsando apparentemente di più.

IV.8.2 Prezzi e margini

82. I prezzi delle offerte degli impianti del *cluster* campano accettate su MSD *ex-ante* nei giorni festivi del 2010 si sono mantenuti ad un livello pari ad oltre due volte e mezzo il livello medio raggiunto dal prezzo zonale di equilibrio registrato su MGP nella zona Centro-Sud (figura 4).

Fig. 4: Confronto tra i prezzi delle offerte accettate su MSD ex-ante e il prezzo zonale della zona Centro-Sud su MGP nei giorni festivi (euro/MWh)



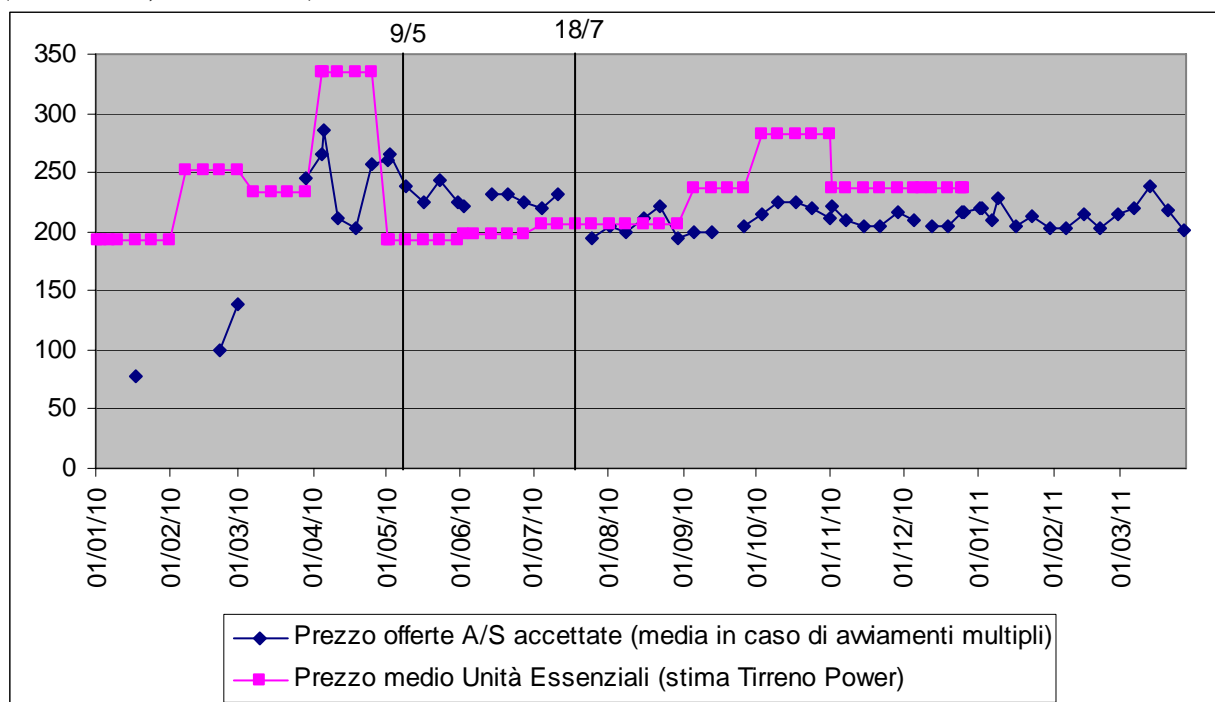
Fonte: elaborazioni su dati pubblici Gestore Mercati Energetici

83. I prezzi registrati per le offerte di accensione accettate da Terna nei giorni festivi nel *cluster* campano sono risultate superiori, a partire dal mese di aprile, al valore medio delle offerte per il servizio di accensione registrato nel corso del 2010 su MSD *ex-ante*, pari a circa 169 €/MWh. Tali prezzi, tranne che nel periodo compreso tra maggio e la prima metà di luglio 2010, si sono mantenuti al di sotto delle stime del prezzo variabile medio delle unità essenziali riconosciuto dall'AEEG fornite da Tirreno Power⁶², che le ha indicate come un utile benchmark per stabilire in che misura i prezzi osservati nel *cluster* campano siano stati "elevati".

Nel periodo maggio-prima metà di luglio 2010 i prezzi registrati nel *cluster* campano sono stati del 16% circa più elevati di tale benchmark.

⁶² Cfr. doc. 215, Memoria finale di Tirreno Power, p. 40.

Fig. 5: Confronto tra prezzi medi delle offerte di accensione accettate da Terna nei giorni festivi nel cluster campano e prezzo medio unità essenziali stimato da Tirreno Power (euro/MWh, 2010 e 2011)



Fonte: elaborazioni su dati pubblici Gestore Mercati Energetici e dati contenuti nella Memoria finale di Tirreno Power (doc. 215)

84. I dati a disposizione mostrano come – a partire dall’aprile 2010 – l’avviamento a programma degli impianti del *cluster* campano nei giorni festivi sia stato offerto dagli impianti CCGT del *cluster* campano a prezzi più elevati di quelli offerti dagli impianti CCGT localizzati sia nel *cluster* Alto Lazio, sia nel resto d’Italia (cfr. fig. 6).

Tale differenza non appare giustificata da un maggior minimo tecnico (e quindi da una maggiore efficienza⁶³) degli impianti al di fuori del *cluster* campano, atteso che oltre 2/3 delle offerte di accensione di unità al di fuori del *cluster* campano accettate nei giorni festivi del 2010 da Terna proveniva da impianti con minimo tecnico non superiore a quello degli impianti del *cluster* campano. In particolare, in tale periodo:

(i) le unità dell’impianto di Rizziconi (CS) (EGL, con minimo tecnico uguale a quello di Sparanise) sono state accettate quasi sempre a prezzi più bassi di quelli registrati nel *cluster* campano; le eccezioni del 29 agosto e del 10-17 ottobre sono collegate alle opportunità di esercizio del potere di mercato create dai lavori sulle linee di trasmissione⁶⁴ Scandale-Magisano (29 agosto)

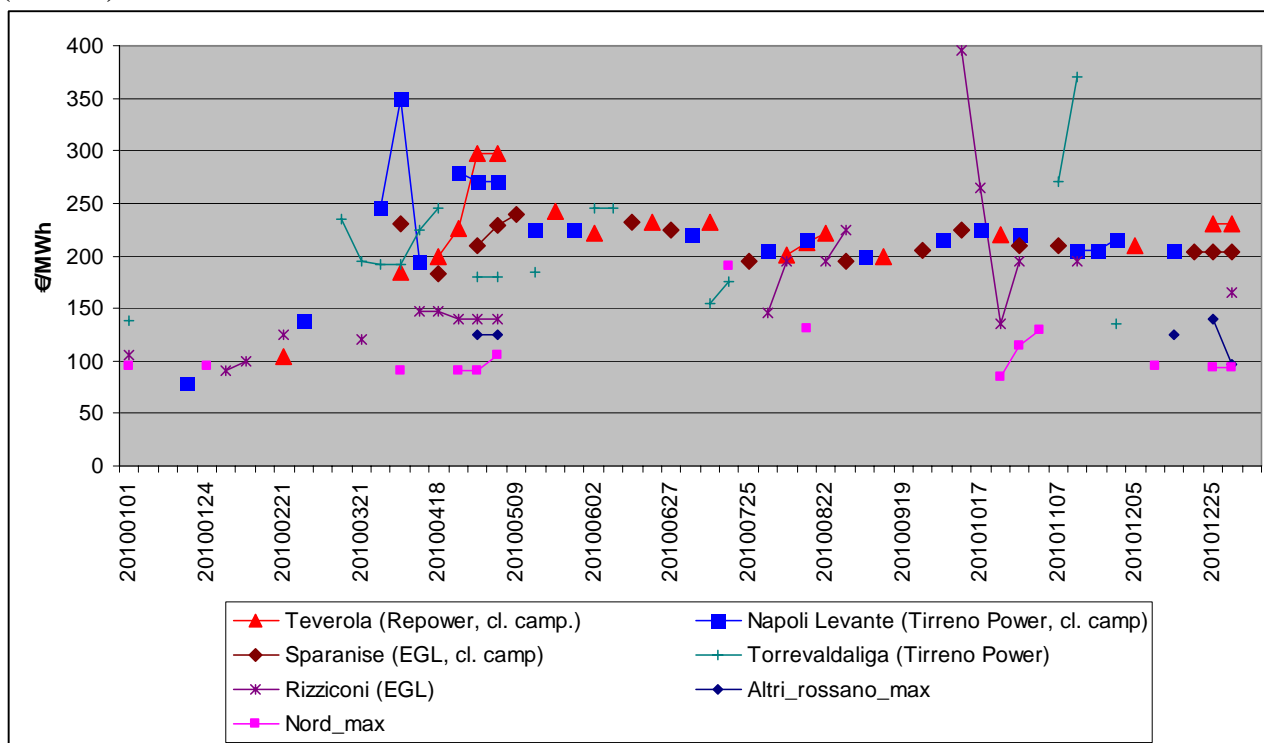
⁶³ Cfr. doc. 215, Memoria finale di Tirreno Power, p. 40.

⁶⁴ Tali lavori erano stati resi noti da Terna sul proprio sito attraverso gli aggiornamenti dei documenti previsti dal Transparency Report nella sezione “Planned outages in the transmission grid and on

e Rizziconi-Magisano (10-17 ottobre);

(ii) le unità di Torrevaldaliga (Tirreno Power, con minimo tecnico inferiore a quello di Napoli Levante) sono state accettate in oltre metà dei casi a prezzi minori di quelli registrati nel *cluster* campano.

Fig. 6: Confronto tra le offerte di accensione presentate dai CCGT su MSD ex-ante nel 2010 (€/MWh)



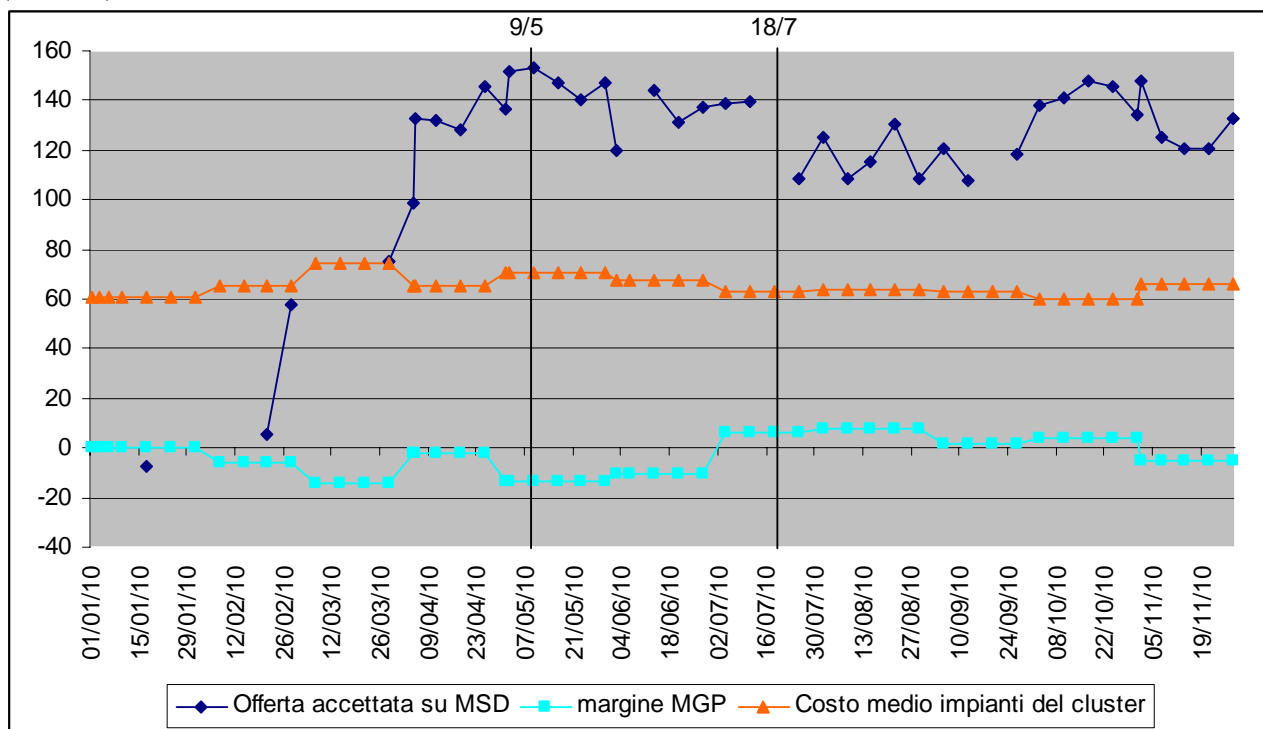
In ogni caso, il prezzo offerto dagli impianti campani per il servizio di accensione è stato fin da aprile 2010 su livelli superiori al livello medio delle offerte registrato su MSD *ex-ante* nel corso del 2010.

85. Sulla base dei dati di costo⁶⁵ forniti dalle Parti, è stato possibile stimare i margini sui costi realizzati dagli operatori nei giorni festivi del 2010 in cui le loro offerte sono state accettate da Terna su MSD *ex ante* e i margini realizzati rispetto al prezzo zonale Centro-Sud registrato su MGP. Tali margini sono riportati nella successiva figura 7.

interconnections”. In particolare, l’aggiornamento del 20 agosto conteneva alla linea 130 l’informazione relativa alla Scandale – Magisano e alla linea 1811 quella relativa ai lavori sulla Rizziconi – Magisano.

⁶⁵ Le Parti hanno fornito, per il periodo gennaio-novembre 2010, i dati di costo settimanali per la generazione al minimo tecnico e per gli avviamenti (inclusivi di costi variabili di combustibile, oneri ambientali, avviamento, sbilanciamento e manutenzione variabile), nonché i dati mensili relativi al costo di generazione dei propri impianti. Tali dati hanno permesso di stimare i margini realizzati sulle offerte di accensione e sulle offerte per MGP. In caso di incertezza, è stato sempre preso il maggior valore di costo (e quindi il minor margine) stimato.

Fig.7: Confronto tra il margine su costo di generazione al minimo tecnico per i gruppi del cluster campano avviati nei giorni festivi da Terna, il margine medio rispetto al prezzo zonale Centro-Sud su MGP e il costo medio di generazione degli impianti del cluster (€/MWh)



N.B.: nei festivi in cui Terna ha avviato più gruppi si è riportato il costo corrispondente all'offerta di minimo esborso; lo stesso criterio è stato seguito in caso di chiamate fuori ordine di merito

Fonte: elaborazioni su dati pubblici GME e dati forniti dalle Parti

86. Come si può osservare, il margine è piuttosto elevato e generalmente superiore a 100 €/MWh.

Esso raggiunge i livelli più elevati in corrispondenza del picco di domanda di Terna (aprile 2010), per poi stabilizzarsi intorno a 140 €/MWh nel periodo maggio – metà luglio 2010. Dopo una fase di riduzione, il margine si riporta al livello di 140 €/MWh nel mese di ottobre, per poi ridursi nuovamente. Alla luce dell'andamento dell'indice di costo ITEC CCGT – che mostra un progressivo aumento dalla fine del 2010 per gran parte del 2011 – e dell'andamento sostanzialmente costante dei prezzi accettati da Terna nella prima parte del 2011, si può stimare che i margini realizzati dalle Parti non siano ulteriormente aumentati tra il novembre 2010 e la prima metà del 2011. Per confronto, i margini conseguiti su MGP si sono mantenuti su livelli estremamente bassi, perfino negativi.

IV.8.3 Il mutamento delle strategie di offerta nel corso del 2010

87. Come evidenziato nella precedente tabella 3, nel 2010 le unità del cluster sono state offerte su MGP con frequenza assai minore che nel 2009.

Sia nel mese di aprile che da giugno a metà novembre, infatti, almeno una unità del *cluster* era stata offerta su MGP nel 2009.

Questo cambiamento delle politiche di offerta degli impianti campani nei giorni festivi appare particolarmente evidente nel confronto tra le estati del 2009 e del 2010: nella prima, prevale nettamente l'offerta su MGP, nella seconda vi è un predominio assoluto delle offerte su MSD *ex-ante*.

La differenza riguarda soprattutto EGL e, in misura minore, Tirreno Power, mentre Repower non ha mai offerto Teverola su MGP nei giorni festivi neppure nel 2009 (con l'eccezione dell'8/8).

Tale fenomeno, in presenza di una domanda inferiore, è da attribuire ai margini calanti su MGP, che hanno spinto le imprese a ridurre la loro partecipazione a tale mercato nei giorni di minor domanda e, quindi, di prezzi più bassi.

88. EGL ha infatti evidenziato che la decisione di non offrire più, nelle domeniche del 2010, la capacità disponibile delle unità di Sparanise su MGP è stata determinata, da un lato, dal deterioramento dei propri margini di profitto su tale mercato, e dall'altro dal grave incidente di Torrevaldaliga Nord nell'aprile 2010, che avrebbe aumentato la necessità di accensioni richieste da Terna su MSD.

In particolare, EGL ha sostenuto che *“a fronte di margini operativi in discesa sul MGP e la realizzazione della necessità da parte di Terna di avere impianti disponibili in MSD, l'offerta su MSD è emersa come una opportunità da sfruttare e EGL ha deciso di non offrire Sparanise nei weekend – e, in particolare, di domenica – in modo che venisse chiamato di domenica da Terna su MSD.”*⁶⁶

IV.8.4 Le regolarità riscontrate nelle offerte presentate nei giorni festivi

89. La tabella 5 seguente riporta la sequenza delle offerte presentate e di quelle accettate da Terna (caselle colorate) nei giorni festivi su MSD *ex ante* nel cd *cluster* campano nel 2010. Nella parte sinistra della tabella sono riportati gli esborsi orari risultanti dalle offerte accettate (prezzo offerto per quantità di minimo tecnico), mentre nella parte destra sono riportati prezzi offerti.

⁶⁶ Cfr. docc. 135, 148.

Tab. 5: controvalore orario offerte di accensione (euro) e prezzi (€/MWh) offerti su MSD ex-ante, cluster campano, genn. 2010-marzo 2011

		Teverola	Napoli Lev.	Sparanise 1	Sparanise 2			Teverola	Napoli Lev.	Sparanise 1	Sparanise 2
ven	01/01/2010	25.938	23.630	MGP	MGP	01/01/2010	129.69	139	MGP	MGP	
dom	3/1	25.938	23.630	MGP	MGP	3/1	129.69	139	MGP	MGP	
mer	6/1	25.938	18.969	MGP	MGP	6/1	129.69	111,58	MGP	MGP	
dom	10/1	25.938	MGP	MGP	MGP	10/1	129.69	MGP	MGP	MGP	
dom	17/1	16.800	18.693	MGP	MGP	17/1	84	78.55	MGP	MGP	
dom	24/1	18.311	20.940	MGP	MGP	24/1	91,56	87,25	MGP	MGP	
dom	31/1	18.311	17.760	MGP	MGP	31/1	91,56	74	MGP	MGP	
dom	7/2	18.445	24.880	MGP	MGP	7/2	92,22	103,67	MGP	MGP	
dom	14/2	19.994	30.350	MGP	MGP	14/2	99,97	126,46	MGP	MGP	
dom	21/2	19.874	30.000	28.588	26.413	21/2	99,78	125	131,49	121,49	
dom	28/2	20.414	20.700		24.143	28/2	102,05	138		108,75	
dom	7/3	24.735	38.400		MGP	7/3	123.68	160		MGP	
dom	14/3	24.735	62.700		MGP	14/3	123.68	261,25		MGP	
dom	21/3	21.335	34.400		MGP	21/3	106.68	143,33		MGP	
dom	28/3	40.956	58.800			28/3	204,78	245			
Pasqua	4/4	40.826	84.000	53.350		4/4	204,13	350	242,5		
Pasquetta	5/4	42.959	84.000			5/4	221,46	350			
dom	11/4	49.159	50.800	43.354		11/4	245,80	211,67	212,28		
dom	18/4	43.291		43.815		18/4	216,46		190,5		
dom	25/4	46.837	67.200	61.640		25/4	234,18	280	268		
sab	1/5	59.338	64.800	49.795		1/5	296.69	270	216,5		
dom	2/5	59.338	64.800	53.245		2/5	296.69	270	231,5		
DOM	9/5		59.400	54.970		9/5		270	239		
DOM	16/5	79.800	54.000	59.570		16/5	399	225	259		
DOM	23/5	48.538	58.800			23/5	242.69	245			
DOM	30/5	58.538	54.000	57.575	94.000	30/5	292.69	225	245	400	
MER	2/6	44.444	62.400	49.450	60.950	2/6	222,22	260	215	265	
DOM	6/6	57.738	62.400	49.450	56.350	6/6	288.69	260	215	245	
DOM	13/6	49.998	64.800	53.360	53.360	13/6	249.99	270	232	232	
DOM	20/6	46.464	52.800	71.300	70.150	20/6	232,32	220	310	305	
DOM	27/6		52.800	50.813	56.458	27/6		220	225	250	
DOM	4/7	46.464	44.000	56.458	50.813	4/7	232,32	220	250	225	
DOM	11/7	46.464	54.000	50.813	50.813	11/7	232,32	225	225	225	
DOM	18/7	53.998	48.000	13.200	13.200	18/7	269.99	240	MGP	MGP	
DOM	25/7	46.464	48.300	44.850	54.050	25/7	232,32	230	195	235	
DOM	1/8	82.828	42.025	49.450	59.800	1/8		205	215	260	
DOM	8/8	40.004	49.200	51.520	74.520	8/8	200,02	240	224	324	
DOM	15/8	41.347	44.075	42.900	61.600	15/8	206,74	215	195	280	
DOM	22/8	44.444	49.200	46.200	55.000	22/8	222,22	240	210	250	
DOM	29/8	50.450	50.225	50.400	40.950	29/8	252,25	245	240	195	
DOM	5/9	44.400	41.000	64.750	42.088	5/9	222	200	290,22	189,50	
DOM	12/9	40.000		61.875	45.375	12/9	200		300	220	
DOM	19/9	44.400	53.300	12.513	13.200	19/9	222	260	MGP	MGP	
DOM	26/9	48.200		61.600	44.075	26/9	241		280	205	
DOM	3/10	56.400	44.075	61.275		3/10	282	215	285		
DOM	10/10	48.884	48.790		48.375	10/10	244,42	238		225	
DOM	17/10	70.000	46.125	59.125	129.000	17/10	350	225	275	600	
DOM	24/10	44.000	47.880	59.125	62.350	24/10	220	228	275	290	
DOM	31/10		46.200	45.150	59.125	31/10		211,2	210	275	
DOM	1/11	44.400	46.200	45.150	59.125	1/11	222	220	210	275	
DOM	7/11	46.000	46.535	58.050	45.150	7/11	230	227	270	210	
DOM	14/11	46.000	43.050	54.825	47.300	14/11	230	205	255	220	
DOM	21/11	43.624	42.025	55.590	47.300	21/11	218,12	205	255	220	
DOM	28/11		44.075	56.100	47.300	28/11		217,25	255	220	
DOM	5/12	42.000		51.700	45.150	5/12	210		235	210	
Mer (Imm.)	8/12	42.800	48.175	MGP	MGP	8/12	214	235	MGP	MGP	
DOM	12/12	45.000	42.025	51.700	45.150	12/12	225	205	235	210	
DOM	19/12	46.000	47.150	43.860	48.375	19/12	230	230	204	225	
Natale	25/12	46.000	46.125	50.625	43.860	25/12	230	225	225	204	
DOM	26/12	46.000	46.125	50.625	43.860	26/12	230	225	225	204	
sab	01/01/2011	47.000	44.895	67.500	43.860	01/01/2011	235	219	300	204	
DOM	2/1	47.000	44.895	67.500	43.860	2/1	235	219	300	204	
gio	6/1	43.000	42.025	51.750	24.313	6/1	215	205	230	212,03	
DOM	9/1		46.125	54.000	47.300	9/1		225	240	220	
DOM	16/1	43.800	42.025	54.000	51.600	16/1	219	205	240	240	
DOM	23/1	42.600	42.025	45.000	51.600	23/1	213	205	200	240	
DOM	30/1	45.600	41.615	61.875	48.375	30/1	228	203	275	225	
DOM	6/2		41.615	54.000	46.225	6/2		203	240	215	
DOM	13/2	43.000	41.615	54.000	46.225	13/2	215	203	240	215	
DOM	20/2	43.400	41.615	54.000	46.225	20/2	217	203	240	215	
DOM	27/2	70.000	45.100	48.375	46.225	27/2	350	220	215	215	
DOM	6/3	43.800	47.150	47.300	53.900	6/3	219	230	215	245	
DOM	13/3	47.800	49.200	48.375	50.600	13/3	239	240	215	230	
DOM	20/3	51.400	44.690	54.000	46.200	20/3	257	218	240	210	
DOM	27/3	49.800	52.275	45.450	48.400	27/3	249	255	202	220	

Fonte: elaborazioni su dati pubblici GME e Terna (allegato doc. 130)

90. L'andamento delle offerte ha seguito un trend chiaramente crescente nella prima parte dell'anno, fino all'inizio di maggio. La crescita si intensifica a partire dalla fine di marzo, in concomitanza con la rinuncia di EGL ad offrire le proprie unità su MGP nei giorni festivi. Da questo momento, tranne in due occasioni, il livello dei prezzi offerti non scenderà mai più nel 2010 al di sotto dei 200 €/MWh, livello indicato da Tirreno Power come "livello minimo accettabile" per conseguire gli obiettivi di margine assegnati alla partecipazione a MSD⁶⁷.

Come emerge dal confronto con il grafico dei margini (fig. 6), alla crescita dei prezzi offerti corrisponde un significativo aumento dei margini, che raggiunge un massimo tra la fine di aprile e l'inizio di maggio 2010.

91. Nel periodo successivo, fino alla metà di luglio, le offerte si mantengono tra i 220 e il 240 €/MWh.

Dalla metà di luglio in poi, i prezzi accettati rimarranno ad un livello più basso, intorno ai 210 €/MWh, che permarrà fino alla metà del 2011.

I prezzi ai quali sono state accettate le offerte del *cluster* campano si sono mantenuti sempre al di sotto delle stime del prezzo medio delle unità essenziali riconosciuto dall'AEEG fornite da Tirreno Power, tranne che nel periodo maggio – luglio 2010.

92. A parte questo trend crescente, non si evidenziano particolari regolarità nella successione delle offerte accettate nei primi quattro mesi del 2010, anche a causa della frequenza con cui Terna ha avviato più di un impianto nel periodo tra Pasqua e il 2 maggio, dovuta al basso livello di fabbisogno.

In questa fase le offerte delle singole imprese seguono andamenti piuttosto indipendenti; le offerte di Tirreno Power sono costanti, tranne l'11/4, quando il prezzo risulta inferiore a quello degli impianti di EGL e Repower ma l'esborso per Terna risulta egualmente più elevato a causa del minimo tecnico più elevato; le offerte degli impianti di EGL e Repower sembrano molto variabili ed evidenziano il tentativo di EGL di veder accettate le proprie offerte con continuità: in termini di prezzo, le offerte di EGL risultano sempre le più competitive, ma il più elevato minimo tecnico delle unità di Sparanise le penalizza in termini di spesa rispetto a quelle relative all'impianto di Teverola, in particolare nel corso del mese di aprile.

Sia Repower che EGL utilizzano in questo periodo offerte differenziate durante le ore della giornata. Fino al 2/5, EGL ha presentato offerte differenziate per le ore 1-6, mentre Repower ha differenziato le offerte per le ore 23-6 fino al 1° maggio. Tirreno Power non differenzia invece le offerte.

⁶⁷ Cfr. memoria di Tirreno Power (doc. 161)

93. L'andamento delle offerte sembra invece assumere un andamento più regolare e interdipendente a partire dal mese di maggio, in corrispondenza peraltro di una loro semplificazione: a partire dal 9/5, nessuna impresa ha più presentato offerte differenziate per le varie ore della giornata.

94. In particolare, si osserva come, a partire dal 9/5 e almeno fino al 4/7, le offerte accettate su MSD *ex-ante* nei giorni festivi si presentano in “triplette” successive, in modo che nessun impianto, una volta avviato da Terna, venga nuovamente selezionato prima che gli altri due siano stati a loro volta selezionati da Terna.

In questo primo periodo, le offerte accettate si ripartiscono in maniera equa tra le tre imprese, che ottengono ciascuna tre turni.

Tab 6: cicli nell'aggiudicazione degli avviamenti a programma richiesti da Terna, maggio – ottobre 2010

Data	Giorno	Teverola	Napoli	Sparanise 1-2	
09/05/2010	dom			1	S
16/05/2010	dom		1		N
23/05/2010	dom	1			T
30/05/2010	dom		2		N
02/06/2010	mer (f.Repub)	2			T
06/06/2010	dom				
13/06/2010	dom			2	S
20/06/2010	dom	3			T
27/06/2010	dom			3	S
04/07/2010	dom		3		N
11/07/2010	dom	4			T
18/07/2010	dom			MGP	S (mgp)
25/07/2010	dom			4 + 1 mgp	S
01/08/2010	dom		4		N
08/08/2010	dom	5			T
15/08/2010	dom (ferrag.)	6	5		T, N
22/08/2010	dom	7			T
29/08/2010	dom			5 + 1 mgp	S
05/09/2010	dom		6		N
12/09/2010	dom	8			T
19/09/2010	dom			MGP	S (mgp)
26/09/2010	dom			6 + 2 mgp	S
03/10/2010	dom		7		N
10/10/2010	dom			7 + 2 mgp	S
17/10/2010	dom		8		N
24/10/2010	dom	9			T
31/10/2010	dom		9	8 + 2 mgp	N, S
01/11/2010	dom	10	10		T, N
07/11/2010	dom			9 + 2 mgp	S
14/11/2010	dom		11		N
21/11/2010	dom		12		N
28/11/2010	dom		13		N
05/12/2010	dom	11			T
08/12/2010	mer (Immac.)			MGP	S (mgp)
12/12/2010	dom		14		N
19/12/2010	dom			10 + 3 mgp	S
25/12/2010	Natale	12		11 + 3 mgp	T, S
26/12/2010	dom	13		12 + 3 mgp	T, S

“S”: impianto EGL di Sparanise, “N”: impianto Tirreno Power di Napoli Levante, “T” impianto Repower di Teverola
Fonte: elaborazioni su dati pubblici del Gestore dei Mercati Energetici

95. Nel periodo 11/7 – 1/8, si osserva ancora una tripletta su MSD *ex-ante*, ma emerge anche un “doppio turno” a favore di Sparanise, che viene offerto e dispacciato su MGP il 18/7. Terna il 18/7 non avvia nessun impianto su MSD *ex-ante*, essendo Sparanise già acceso ad esito di MGP.

Una nuova serie di triplette appare individuabile nel periodo 22/8 – 24/10. Anche tale serie comprende un “doppio turno” a favore di Sparanise, che viene offerto e dispacciato su MGP il 19/9 (impedendo quindi che Terna avvii altri impianti del *cluster* su MSD *ex-ante*) e è avviato da Terna su MSD *ex-ante* la domenica successiva.

Dalla fine di ottobre in poi, non appare possibile individuare nuove successioni di triplette.

96. Il susseguirsi delle triplette ha prodotto una ripartizione delle offerte di accensione accettate da Terna su MSD *ex-ante* nei giorni festivi tra le varie società praticamente perfetta fino al 4/7 – cioè per un periodo di 9 domeniche a partire dal 9/5 (cfr. tab. 6).

Nel periodo successivo emerge una disparità negli avviamenti su MSD *ex-ante* a sfavore di Sparanise, che appare controbilanciata dai doppi turni guadagnati nelle domeniche 18/7-25/7 e 19/9-26/9. Emerge inoltre un lieve vantaggio di Teverola, a causa delle tre domeniche consecutive in cui tale impianto è stato avviato ad agosto.

Tale disparità si annulla all’inizio di novembre: l’1/11 risulta che tutti gli impianti sono stati avviati su MSD *ex-ante* o hanno ottenuto un turno su MGP in totale 10 volte. Negli ultimi due mesi dell’anno una disparità tra gli avviamenti delle varie unità emerge nuovamente e si amplia nel corso del 2011.

97. A livello di ricavi cumulati, la quota di Tirreno Power – misurata in corrispondenza dei festivi in cui le proprie offerte sono state accettate - si mantiene una quota stabilmente tra il 33% e il 35%, mentre le quote di Repower e Sparanise appaiono maggiormente variabili, con valori compresi tra il 30% e il 41%.

In corrispondenza dei turni finali delle prime tre triplette, la ripartizione dei ricavi cumulati assume valori piuttosto stabili, pari al 30-31% per Repower, 33-35% per Tirreno Power e 34-35% per Sparanise.

98. In secondo luogo, emergono *alcune importanti regolarità* dall’osservazione dell’andamento delle offerte presentate.

La *prima regolarità* è la seguente: ogni volta che in un giorno festivo un’impresa è stata chiamata da Terna con un proprio impianto del *cluster* campano su MSD *ex-ante*, il giorno festivo successivo tale impresa ha

presentato un'offerta superiore a quella con cui aveva “vinto” la settimana prima e comunque non inferiore al prezzo di aggiudicazione relativo a due giorni festivi precedenti⁶⁸, in modo da minimizzare la probabilità di essere nuovamente presa. Una impresa che segua questa regola in linea di principio non verrà presa due volte di seguito sulla base del valore della propria offerta. Il rispetto di tale regola contribuisce alla creazione delle triplete riportate in tabella 6.

99. La *seconda regolarità* consiste nel fatto che l'offerta selezionata da Terna nel giorno festivo F appare spesso non superiore all'offerta selezionata nel giorno festivo F-2 (generalmente l'ultimo giorno per il quale sono pubblici i dati disaggregati delle offerte al momento della formulazione delle offerte per il giorno F)⁶⁹, come risulta dalla tabella seguente. Tale seconda regolarità determina come effetto un valore dell'offerta selezionata da Terna nei festivi nel *cluster* campano decrescente nel tempo. Tale andamento decrescente appare sicuramente coerente con l'andamento decrescente dei costi di generazione degli impianti del *cluster* campano nella seconda metà del 2010 (cfr. *supra* fig. 7).

100. La *terza regolarità* consiste nel fatto che le offerte che non risultano selezionate in un dato giorno festivo appaiono quasi sempre non inferiori all'offerta accettata nel secondo giorno festivo precedente (cioè, F-2)⁷⁰. Una simile regolarità non si verifica invece rispetto alle offerte accettate nel giorno festivo precedente (F-1), rispetto al quale le offerte non accettate del giorno F risultano talvolta più elevate, talvolta più basse.

Al riguardo, si osserva che, sulla base delle norme sulla trasparenza dei dati di offerta sui mercati elettrici, tranne nel caso di giorni festivi consecutivi, al momento della formulazione delle offerte per il festivo F (inteso come domenica) sono note le offerte formulate da tutti i concorrenti e quelle accettate da Terna nel giorno F-2, (due domeniche prima) ma non quelle del giorno festivo F-1 (la domenica precedente).

101. La tabella 7 mostra le eccezioni che si sono verificate a tali regolarità, indicando tra parentesi l'impianto responsabile del mancato rispetto della

⁶⁸ Più precisamente, non inferiore all'ultima offerta nota effettuata in un giorno festivo. Infatti, il GME rende note dopo otto giorni le offerte presentate da tutti gli operatori su MSD *ex-ante* – nonché il loro status di accettazione – per un dato giorno. Il 6 giugno, ad esempio, non erano note le offerte del 30 maggio (F-2) ma quelle del 23/5.

⁶⁹ Più precisamente, quasi sempre non superiore all'ultima offerta nota effettuata in un giorno festivo. Cfr. nota 80.

⁷⁰ Più precisamente, quasi sempre non inferiore all'ultima offerta nota effettuata in un giorno festivo. Cfr. nota 80.

regolarità stessa⁷¹.

La prima e la terza regolarità appaiono singolarmente verificate in oltre l'85% dei giorni festivi del periodo 9/5 – 10/10. La seconda regolarità è verificata in almeno il [omissis] dei giorni festivi. Dopo il 10/10, le eccezioni alla prima e alla seconda regolarità crescono vistosamente.

Se si guarda tuttavia al numero di festivi in cui nessuna regolarità appare violata, emerge che nel periodo 9/5 – 10/10 emergono eccezioni nel 42% dei casi, concentrate in particolare tra il 15/8 e il 10/10 (66% di festivi con eccezioni in questo periodo, contro il 33% del periodo 9/5 – 8/8).

Tab. 7: le eccezioni alle regolarità riscontrate

		Teverola	Napoli	Sparanise 1	Sparanise 2	Prima	Seconda	Terza
DOM	9/5		59400	54970				
DOM	16/5	79800	54000	59570				
DOM	23/5	48538	58800					
DOM	30/5	58538	54000	57575	94000			
MER	2/6	44444	62400	49450	60950			
DOM	6/6	57738	62400	49450	56350			
DOM	13/6	49998	64800	53360	53360		no (s)	
DOM	20/6	46464	52800	71300	70150		no (t) ?	
DOM	27/6		52800	50813	56458	n.v.		no (n)
DOM	4/7	46464	44000	56458	50813			
DOM	11/7	46464	54000	50813	50813			
DOM	18/7	53998	48000	13200	13200			
DOM	25/7	46464	48300	44850	54050	no (s)		
DOM	1/8	82828	42025	49450	59800			
DOM	8/8	40004	49200	51520	74520			
DOM	15/8	41347	44075	42900	61600	no (t)		
DOM	22/8	44444	49200	46200	55000		no (t)	
DOM	29/8	50450	50225	50400	40950			
DOM	5/9	44400	41000	64750	42088	no (s)		no (t)
DOM	12/9	40000		61875	45375	n.v.		
DOM	19/9	44400	53300	12513	13200			
DOM	26/9	48200		61600	44075		no (s)	
DOM	3/10	56400	44075	61275		n.v.	no (n)	
DOM	10/10	48884	48790		48375		no (s)	
DOM	17/10	70000	46125	59125	129000		no (n)	
DOM	24/10	44000	47880	59125	62350	no (n)		no (n)
DOM	31/10		46200	45150	59125	n.v.		
dom	1/11	44400	46200	45150	59125	no (s)		no (s)
dom	7/11	46000	46535	58050	45150		no (s)	
dom	14/11	46000	43050	54825	47300			
dom	21/11	43624	42025	55590	47300	no (n)		
dom	28/11		44075	56100	47300		no (n)	
dom	5/12	42000		51700	45150			
mer (Imma	8/12	42800	48175	MGP	MGP	no (t)		
dom	12/12	45000	42025	51700	45150		no (n)	
dom	19/12	46000	47150	43860	48375		no (s)	
Natale	25/12	46000	46125	50625	43860		no (t, s)	
dom	26/12	46000	46125	50625	43860		no (t, s)	

n.v.: non verificabile, in quanto l'unità interessata è risultata indisponibile.

Fonte: elaborazioni su dati pubblici del Gestore dei Mercati Energetici

IV.8.5: le regole della turnazione individuata

102. La successione delle triplette e le tre regolarità evidenziate suggeriscono che le triplette possano essere il risultato di uno schema di turnazione delle

⁷¹ Questa tabella recepisce diverse osservazioni di Repower sulla non correttezza di alcuni valori riportati nelle tabelle della CRI, laddove non contrastanti con la documentazione fornita da Terna.

offerte accettate da Terna nel *cluster* campano volto ad assicurare che le accensioni al minimo tecnico nei giorni festivi fossero uniformemente ripartite tra le imprese del *cluster*, che le imprese del *cluster* campano hanno messo in atto con limitato successo nel corso del 2010.

Tale schema è imperniato sull'individuazione di una "offerta di riferimento" rispetto alla quale calibrare il valore delle offerte destinate ad essere selezionate da Terna. Le offerte vincenti saranno quelle che si porteranno al di sotto di tale offerta di riferimento (seconda regolarità), mentre le offerte perdenti saranno quelle al di sopra di tale prezzo di riferimento (prima e terza regolarità).

L'individuazione di tale "offerta di riferimento" è volta a sfruttare al massimo la trasparenza degli esiti di MSD, riducendo al minimo i contatti tra le Parti e vincolando il meno possibile il valore delle offerte presentate e, soprattutto, la sequenza dei vincitori, in modo da rendere meno facile l'individuazione dello schema di ripartizione da parte di una autorità *antitrust*.

103. Le regole di comportamento che danno luogo alle regolarità osservate sono state descritte nella CRI nel modo seguente. Si definiscano:

"giorno festivo di riferimento" (FR): l'ultimo giorno festivo per il quale sul sito del GME sono disponibili i dati delle offerte disaggregate per MSD *ex-ante*;

"tripletta": un ciclo di tre giorni festivi durante il quale le offerte di ciascuna impresa sono accettate una ed una sola volta su MSD *ex-ante*;

"offerta": il prodotto tra la quantità di minimo tecnico e il prezzo orario (generalmente uguale in tutte le ore a partire dall'inizio di maggio 2010) al quale tale quantità è offerta.

Le regole della turnazione individuate nella CRI sono le seguenti:

Regola 1: l'impresa vincente in un dato turno nel turno successivo non può vincere nuovamente, e quindi aumenta la propria offerta rispetto al turno precedente, portandola ad un livello non inferiore a quella vincente nel giorno di riferimento FR⁷². Questa Regola si applica anche in caso di chiamate multiple o al di fuori dell'ordine di merito da parte di Terna.

Regola 2: Nel giorno festivo che conclude una tripletta l'impresa che non è stata "accettata in accensione" da Terna nei due turni precedenti riduce la propria offerta al di sotto di quella vincente nel giorno di riferimento FR.

⁷² Le Parti hanno osservato che la scrittura della Regola 1 non riflette pienamente la descrizione della prima regolarità, nonostante l'analisi dettagliata dell'andamento delle offerte sia stato effettuato verificando il rispetto di tale regolarità. Rispetto alla CRI, la Regola 1 è stata leggermente modificata, per riflettere meglio la prima regolarità.

Regola 3: Nel giorno festivo che conclude una tripletta le imprese che sono state “accettate in accensione” da Terna nei due turni precedenti della tripletta aumentano la loro offerta ad un livello non inferiore a quello dell’offerta vincente nel giorno di riferimento.

104. Come emerge chiaramente dall’esemplificazione del funzionamento delle tre regole e dall’analisi dettagliata dell’andamento delle offerte contenuti nella CRI, la terza regolarità implica che le imprese che non intendano vincere un dato turno (quella vincolata dalla Regola 1 e una delle due rimanenti) offriranno al di sopra del prezzo di riferimento e che, di conseguenza, l’impresa che intende assicurarsi il turno dovrebbe offrire al di sotto di tale offerta. Tale fatto ha importanza soprattutto al secondo turno di ciascuna tripletta.

105. Uno schema collusivo deve prevedere cosa accade se uno dei partecipanti devia dal comportamento prescritto – ossia, se acquisisce un turno di avviamento che non gli competerebbe.

Possono essere ipotizzati due meccanismi punitivi: la compensazione – consistente nel prevedere che il deviante presenti offerte che facilitino l’aggiudicazione da parte delle altre imprese di un numero di turni sufficiente a riequilibrare le quote, tenendo conto degli extra-turni ottenuti dal deviante – oppure il ritorno – per un periodo sufficientemente lungo, al limite infinito – ad una modalità di offerta “competitiva”⁷³.

L’andamento delle offerte accettate da Terna non indica chiaramente quale tipo di meccanismo punitivo fosse previsto in questo accordo. Tuttavia, l’evidenza a disposizione permette di sostenere che, a seguito della deviazione di EGL del 18-25 luglio, le Regole e la turnazione sono state progressivamente abbandonate e i prezzi sono diminuiti – in altri termini, che la deviazione ha portato alla cessazione dell’intesa, coerentemente con un meccanismo che preveda l’abbandono della concertazione qualora uno dei partecipanti devii dalla condotta concordata.

106. Queste regole non identificano l’identità del vincitore di ogni turno, tranne che nel caso dell’ultimo turno di una tripletta, che deve evidentemente chiudere la tripletta stessa. Esse piuttosto prescrivono il comportamento che l’impresa vincente nel turno precedente e l’impresa che ha deciso di non vincere il turno corrente devono tenere per fare in modo che il turno sia aggiudicato alla terza impresa.

⁷³ Tecnicamente, si tratterebbe di un ritorno alle strategie di offerta che rappresentano l’equilibrio di Nash del gioco costituito dalla singola sessione giornaliera di MSD *ex-ante* (che è un’asta per l’acquisto da parte di Terna di un singolo oggetto indivisibile, l’accensione al minimo tecnico di uno degli impianti del *cluster* campano).

In tal modo, queste regole non sopprimono completamente la concorrenza tra i partecipanti all'accordo, al fine di produrre una successione di aggiudicazioni che non segue un ordine preciso ed è quindi meno facilmente individuabile.

107. La prima regola è diretta ad assicurare che l'impresa che viene scelta in un dato giorno festivo lasci spazio alle altre nel turno successivo. Essa è stata seguita senza sostanziali eccezioni fino alla metà di luglio.

Tale regola, da sola, non è tuttavia in grado di garantire con certezza che una impresa non sia scelta per due turni di seguito, eventualità che evidentemente comprometterebbe la turnazione stessa se si verificasse nel corso di una stessa tripletta (nulla osterebbe invece a che una impresa ottenesse l'ultimo turno di una tripletta e il primo di quella successiva). Tale eventualità potrebbe presentarsi qualora entrambi i concorrenti portassero la propria offerta al di sopra di quella di riferimento, avendo deciso di concorrere per il turno successivo.

108. Le altre regole sono volte ad assicurare che in ciascun ciclo di tre giorni festivi ("tripletta") ogni impresa ottenga un solo turno, dato il rispetto della prima regola.

Infatti:

- se l'impresa A ha vinto nell'ultimo turno della tripletta precedente, nel primo turno della tripletta successiva non deve vincere (Regola 1), mentre B e C offrono liberamente rispetto all'offerta vincente del giorno di riferimento; vince p.es. C se va al di sotto dell'offerta del giorno di riferimento mentre B va sopra (coerentemente con il comportamento emergente dalla terza regolarità);
- nel secondo turno della tripletta, C non può vincere, in base alla regola 1; A e B non sono vincolate, vince p.es. A perché va sotto l'offerta di riferimento mentre B va sopra (coerentemente con il comportamento emergente dalla terza regolarità);
- nel terzo turno, A e C sanno che si tratta dell'ultimo turno della tripletta e sanno di aver vinto nei due turni precedenti; A sa che C ha vinto in F-2 e sa di aver vinto in F-1; C sa di aver vinto nel primo turno della tripletta e quindi che devono passare almeno due turni prima di poter vincere di nuovo; applicando la regola 3 (che per A coincide con la regola 1) facilitano la vincita di B, che avverrà certamente se B applica la regola 2.

109. La Regola 2 implica una tendenza decrescente delle offerte accettate da Terna. Tale tendenza è esattamente quella che emerge dai dati.

Una tale tendenza appare inevitabile all'interno di un sistema in cui l'offerta vincente è quella che va *al di sotto* del prezzo di riferimento.

Nella CRI tale tendenza è stata ritenuta economicamente sostenibile in un periodo di costi decrescenti, quale quello osservato tra maggio e ottobre per le imprese parti del procedimento.

Tuttavia, essa non appare sostenibile nel lungo periodo e quindi il funzionamento dell'accordo richiede necessariamente che periodicamente alcune offerte vincenti violino la Regola 2, in modo da innalzare il prezzo di riferimento. Tali violazioni necessarie alla sostenibilità dell'accordo saranno effettuate dalle imprese che, in un dato festivo, sono certe che è il proprio turno, data l'aderenza delle altre alle regole della turnazione.

110. Nelle CRI è stato sostenuto che queste Regole non sono state prodotte dalla ripetuta interazione di mercato tra le Parti, ma sono il frutto di una concertazione.

Tale concertazione avrebbe quindi avuto ad oggetto la fissazione delle modalità di determinazione delle offerte di accensione degli impianti del *cluster* campano da sottoporre a Terna per i giorni festivi. Tali modalità avrebbero assicurato la turnazione degli avviamenti richiesti da Terna su MSD *ex-ante* nei giorni festivi, sulla base del presupposto che nessuna impresa avrebbe offerto tali impianti su MGP (o lo avrebbe fatto a prezzi tali da renderne probabile l'accettazione). Tale turnazione sarebbe stata basata su cicli di tre festivi, nei quali ciascuna impresa avrebbe dovuto essere accesa una sola volta, secondo un ordine non predeterminato.

La turnazione avrebbe permesso di ripartire equamente gli avviamenti su MSD *ex-ante*, permettendo a tutte le imprese di fissare prezzi relativamente elevati, tali da assicurare la copertura dei costi fissi e remunerare il capitale investito, cosa non garantita dai soli ricavi su MGP.

*IV.8.6: il concreto svolgimento della turnazione*⁷⁴

111. La turnazione secondo lo schema illustrato prenda il suo avvio il 9/5, con l'accettazione dell'offerta di EGL per l'impianto di Sparanise.

La data del 9/5 non è arbitraria. Infatti, il periodo 9/5 – 23/5 è caratterizzato dall'indisponibilità dell'impianto di Repower dal 3/5 al 16/5. Questa indisponibilità era nota a tutti gli operatori almeno dal 16 aprile 2010, quando viene riportata da Terna nell'aggiornamento del 16/4/2010 del piano

⁷⁴ Questa sezione, in parte riprendendo in forma più estesa argomenti già illustrati ed in parte proponendo nuove tesi, vuole ripercorrere l'intero processo di effettuazione delle offerte delle Parti nel periodo in osservazione per verificare l'aderenza dello stesso alle regole appena individuate.

delle indisponibilità delle unità di generazione pubblicato sul proprio sito⁷⁵. Tale indisponibilità ha facilitato il coordinamento nei primi due turni della prima tripletta, restringendo la scelta tra Napoli Levante e Sparanise. La precedenza accordata a Sparanise non appare casuale, considerato che si trattava dell'unità meno chiamata su MSD *ex-ante* e che EGL aveva i maggiori incentivi a deviare da un eventuale accordo collusivo, disponendo di due impianti utilizzabili su MGP.

112. Una volta attribuito il primo turno a EGL, la sequenza delle aggiudicazioni è emersa in maniera naturale: essendo infatti l'impianto di Teverola indisponibile, il 16/5 è stato il turno di Tirreno Power e il 23/5 è stato il turno di Repower.

Le offerte assicurano la realizzazione della sequenza prevista: la domenica successiva al 9/5 (16/5), EGL infatti aumenta il valore della propria offerta su Sparanise, portandosi al di sopra delle prime due offerte del 2 maggio (la propria e quella di Repower) (regola 1); Tirreno Power abbassa la propria offerta su Napoli Levante, mentre l'impianto di Teverola mantiene una offerta elevata perché è l'ultimo giorno di manutenzione. Terna chiama l'impianto di Napoli Levante.

Domenica 23/5 Tirreno Power aumenta la sua offerta portandola al di sopra di quella di EGL del 9/5 (regola 1), EGL risulta indisponibile e Repower si porta al di sotto dell'offerta vincente di EGL del 9/5 (regola 2), aggiudicandosi l'accensione.

In questo modo, la prima tripletta (s, n, t) viene completata.

113. Sabato 29/5, al momento di fare le offerte per domenica 30/5, le imprese conoscono le offerte del 9 e del 16 maggio; gli impianti di Sparanise (EGL) e di Napoli Levante (Tirreno Power), sulla base del fatto che hanno vinto i due turni precedenti del 9 e 16 maggio, possono inferire che la domenica precedente 23 maggio Terna abbia chiamato in accensione l'impianto di Teverola e quindi che Repower offrirà in modo che la sua offerta non risulti conveniente per Terna il 30/5 – cosa che in effetti avviene: Repower aumenta la sua offerta al di sopra di quella di Tirreno Power del 16/5 (regola 1). Di conseguenza, EGL e Tirreno Power fanno di poter prezzare liberamente rispetto al prezzo di riferimento per la domenica 30/5 ed entrambe riducono il prezzo di offerta rispetto alla domenica precedente. Tirreno Power tuttavia riduce il prezzo in modo da portarsi al livello con cui

⁷⁵ Si tratta del documento "*Ex ante information on planned outages of generation units*", pubblicato da Terna sul proprio sito Internet nella sezione "Generation" del Transparency Report. Nell'aggiornamento del 16/4 si legge, alla riga 52, che per la centrale di Teverola è prevista una indisponibilità ("outage") dal 2/5 al 16/5. L'inizio della manutenzione è stato poi ritardato al 3/5.

ha vinto due domeniche prima (regola 2), mentre EGL presenta una offerta più alta; Terna accetta l'offerta in accensione di Tirreno Power.

114. Il giorno festivo successivo non è una domenica, ma la festa della Repubblica (2 giugno). Le imprese applicano le Regole precedentemente descritte⁷⁶.

115. Il 6/6 il giorno festivo di riferimento è ancora il 23/5, perché a quella data non sono state pubblicate dal GME le offerte del 30/5 e del 2/6. Repower alza la sua offerta su Teverola al di sopra del livello con cui ha vinto il 2/6 e anche il 23/5 (regola 1); Tirreno Power ed EGL mantengono stabili le offerte al livello del 2/6; l'offerta che determina il minor esborso per Terna risulta quella di EGL su Sparanise; tuttavia, mentre l'offerta di Tirreno Power su Napoli Levante rispetta la regola 3, quella di EGL su Sparanise è *superiore* a quella vincente il 23/5, in contrasto con la regola 2; tale contrasto è tuttavia solo apparente, in quanto si tratta del turno in cui EGL aveva la certezza di essere chiamato e quindi di una istanza del riaggiustamento periodico dell'offerta di riferimento reso necessario dalla Regola 2. Terna, tuttavia, decide di non chiamare in accensione alcun impianto su MSD ex ante sulla base delle proprie valutazioni tecniche.

Su MB è stato poi avviato l'impianto di Sparanise 1.

116. La seconda tripletta, quindi, non viene completata il 6/6, a causa della decisione di Terna di non accendere alcun impianto del *cluster* campano su MSD *ex-ante*. Al riguardo assume rilievo il fatto che i dati pubblici aggregati sugli acquisti di Terna su MSD ex ante disponibili il giorno successivo al 6/6 avrebbero permesso alle imprese di capire che Terna non aveva avviato nessun impianto appartenente al *cluster* campano⁷⁷ su tale mercato, mentre non avrebbero permesso alcuna inferenza certa relativamente a MB. Alla luce del funzionamento della turnazione ipotizzata, ciò avrebbe dovuto implicare una ripetizione del turno, e l'aggiudicazione della chiamata in accensione da parte di EGL il festivo successivo.

Le offerte relative a domenica 13/6 vanno lette alla luce del fatto che era

⁷⁶ Tirreno Power, che ha vinto il turno precedente, aumenta la sua offerta relativa all'impianto di Napoli Levante, portandola largamente al di sopra di quella vincente del 23/5 (il 1° giugno i dati disaggregati del 23/5 erano già disponibili sul sito del GME) (regola 1). Possono essere chiamati sia Repower (Teverola) sia EGL (Sparanise); entrambe le società riducono il valore delle proprie offerte, ma solo Repower si porta al di sotto dell'offerta vincente due giorni festivi prima (la propria, il 23/5), aggiudicandosi la chiamata in accensione da parte di Terna.

⁷⁷ Il 6/6, infatti, i dati del GME indicavano che nel Centro-Sud era stata acquistata da Terna una quantità significativamente inferiore a 200 MW, il più basso minimo tecnico degli impianti del *cluster* campano; ciò permetteva di escludere che uno degli impianti del *cluster* campano fosse stato acceso al minimo tecnico.

noto⁷⁸ che, a causa di lavori di rete previsti da Terna nei pressi dell'impianto di Teverola, tale impianto sarebbe stato indisponibile dall'ora 8 all'ora 12 del 13/6, rendendone assai improbabile la chiamata da parte di Terna⁷⁹. In questa situazione, sia Repower che Tirreno Power hanno applicato la regola 3 mantenendosi al di sopra dell'ultima offerta vincente nota (quella di Repower del 2/6), mentre EGL, sapendo che la sua offerta sarebbe stata accettata se gli altri avessero aderito alle Regole, ha confermato una offerta più alta di quella di riferimento (ma comunque inferiore all'ultima vincente di Tirreno Power) al fine di aggiustare l'offerta di riferimento per i turni successivi.

Come atteso, Terna il 13/6 non ha selezionato l'impianto di Teverola a causa di problemi di rete e ha invece chiamato l'impianto di Sparanise. Si è quindi chiusa regolarmente la seconda tripletta (n,t,s).

117. Il 20/6 comincia la nuova tripletta di festivi, che si svolge in maniera regolare⁸⁰.

118. Va osservato che nelle domeniche della terza tripletta l'impianto di Napoli Levante si aggiudica la chiamata di Terna con l'offerta più vantaggiosa grazie alla riduzione del minimo tecnico a 200 MW (circostanza che gli permette di assicurare a Terna il minimo esborso).

La riduzione del minimo tecnico dell'impianto di Napoli Levante a 200-210 MW appare stabile a partire dal 18/7. A seguito di tale riduzione il minimo tecnico dell'impianto di Napoli Levante viene a collocarsi in una posizione

⁷⁸ Cfr. *Planned outages in the transmission grid and on interconnection*, aggiornamento del 28/5/2010, disponibile sul sito Internet di Terna. Terna ha specificato (cfr. doc. 179) che i lavori erano indicati alla riga 821 nell'aggiornamento del 28/5 ed erano confermati negli aggiornamenti del 4/6/10 (riga 607) e 11/6/2010 (riga 215).

⁷⁹ Questo fatto è riconosciuto anche da Repower nella propria memoria finale.

⁸⁰ Il 19/6, quando si chiudono le offerte per MSD ex ante relativo a domenica 20/6, sono note le offerte presentate il 6/6, la domenica in cui Terna ha deciso di non prendere nessuno. Tali offerte rispettavano le regole, come visto, e quindi potevano costituire le offerte di riferimento per il 20/6. Gli impianti di Napoli Levante e Teverola dispongono dall'informazione privata che il 13/6 le loro offerte hanno rispettato la regola 3 e sanno, dalle offerte ora note relative al 6/6, che il 13/6 sarebbe stato il turno dell'impianto di Sparanise; quindi il 20/6 sono gli impianti di Napoli Levante e Teverola a contendersi la chiamata di Terna. EGL aumenta la propria offerta al di sopra di quella della domenica precedente e di quella vincente due domeniche prima (regola 1). Repower e Tirreno Power abbassano le proprie offerte rispetto alla domenica precedente, ma solo Repower scende al di sotto dell'offerta vincente di due domeniche prima, il 6/6 (regola 2), aggiudicandosi la chiamata da parte di Terna. La domenica successiva (27/6) l'impianto di Teverola risulta indisponibile. Tirreno Power e EGL sanno di non essere stati selezionati la domenica precedente e quindi ciascuno di loro è candidato alla vittoria; Tirreno Power mantiene l'offerta della domenica precedente, perché dai dati disponibili risulta inferiore a quella vincente nel 13/6; EGL fa un'offerta leggermente inferiore e si aggiudica la chiamata di Terna. Domenica 4/7 si conclude la terza tripletta (t,s,n). L'impianto di Sparanise mantiene l'offerta della domenica precedente, che risulta così superiore all'offerta di riferimento, quella vincente il 20/6 (regola 1). L'impianto di Teverola fa invece un'offerta pari a quella di riferimento⁸⁰ (regola 3). L'impianto di Napoli Levante, che deve essere chiamato sulla base della turnazione, offre al di sotto dell'offerta di riferimento e si aggiudica la chiamata da parte di Terna (regola 2).

intermedia tra quello dell'impianto di Teverola (200 MW) e quello dell'impianto di Sparanise (215 – 230 MW), mentre in precedenza era il più elevato.

119. La quarta tripletta comincia domenica 11/7, nella quale le Parti rispettano le Regole⁸¹.

120. La domenica successiva (18/7), Repower aumenta la sua offerta – come prescritto dalla regola 1 -, mentre Tirreno Power diminuisce la propria, pur mantenendosi al di sopra di quella di riferimento. EGL – che avrebbe potuto vincere il turno portandosi al di sotto dell'offerta di riferimento, quella con cui Tirreno Power si è aggiudicato il turno domenica 4/7 – decide invece di offrire su MGP. A causa della presenza di un impianto tra quelli del *cluster* acceso in uscita da MGP, Terna non seleziona alcuna offerta di accensione per domenica 18/7 su MSD ex ante.

121. Nel corso del procedimento, EGL ha dichiarato che la sua decisione di offrire i gruppi di Sparanise su MGP il 18/7, ad un prezzo tale da assicurarne l'accettazione, sarebbe stata giustificata con la previsione di un elevato livello di domanda su MGP, circostanza che le avrebbe fatto prevedere alti prezzi su MGP stesso.

L'analisi dell'andamento dei fabbisogni attesi effettivamente ha messo in luce un picco di domanda previsto in corrispondenza del 18 luglio 2010 (probabilmente a causa delle previsioni di caldo molto intenso per quella giornata), che avrebbe potuto produrre prezzi particolarmente remunerativi su MGP. Le stime effettuate dalla Direzione indicano che, ove si fossero realizzate le condizioni di domanda attese per il 18/7, EGL avrebbe potuto realizzare un margine di circa 60.000 euro/giorno su MGP il 18/7 facendo funzionare entrambi le unità di Sparanise⁸².

122. Sabato 24 luglio si sono formulate le offerte per MSD ex ante del 25. A quella data l'offerta di riferimento è quella relativa a due domenica prima (11/7). I dati relativi alle offerte del 18/7 non sono invece ancora pubblici. Dai dati aggregati sugli acquisiti di Terna su MSD pubblicati il 19/7 le imprese possono solamente sapere che il 18 luglio Terna ha acquistato significative quantità su MSD al Centro-Sud.

Tirreno Power sa che il 18/7 nel *cluster* Alto Lazio sono stati chiamati gli

⁸¹ Il festivo di riferimento è domenica 27/6. Tirreno power, che si è aggiudicato il turno nell'ultima domenica della tripletta precedente, aumenta la sua offerta al di sopra di quella di riferimento (regola 1). Gli impianti di Sparanise e Teverola mantengono le offerte della domenica precedente: quella di EGL però è uguale a quella di riferimento (cioè, la propria offerta del 27/6), mentre quella di Teverola risulta inferiore all'offerta di riferimento (regola 2); di conseguenza, Repower si aggiudica la chiamata di Terna.

⁸² Il 18 luglio l'Italia continentale non si è separata. Il margine di 60.000 euro è stato calcolato assumendo la curva di offerta effettivamente realizzatasi su MGP e un livello di domanda oraria pari al fabbisogno atteso.

impianti di Torrevaldaliga 5 e 6 (di sua proprietà), ed è in grado di sapere che è stata chiamata a produrre la centrale di Montalto di Castro di ENEL S.p.A.⁸³, e quindi di inferire che nessun impianto del *cluster* campano è stato avviato da Terna su MSD *ex-ante*. Essa perciò ritiene che il turno debba essere ripetuto e, coerentemente, formula un'offerta pari a quella della domenica precedente.

123. EGL è l'unica a conoscere cosa è successo nella domenica precedente. Il proprio impianto di Sparanise era stato accettato su MGP e quindi essa aveva “sottratto il turno” alle altre imprese del *cluster*. Di conseguenza, essa avrebbe dovuto astenersi dal vincere, applicando la Regola 1. Invece, essa fa una offerta inferiore a quella di riferimento e viene avviata da Terna, aggiudicandosi un turno che non le spettava (avrebbe dovuto essere avviata Napoli Levante).

124. Domenica 1/8 le offerte relative al 18/7 sono pubbliche; diventa dunque noto che l'impianto di Sparanise è stato avviato su MGP e quindi che Terna non ha chiamato nessuno su MSD *ex-ante* a causa dell'accensione di Sparanise su MGP. Non è tuttavia ancora noto che domenica 25/7 EGL è stata avviata su MSD *ex-ante*.

L'impianto Repower di Teverola è indisponibile. L'impianto EGL di Sparanise applica la regola 1, utilizzando come giorno di riferimento l'11/7. L'impianto di Napoli Levante applica la regola 2 e si aggiudica la chiamata in accensione di Terna, ma fissando un prezzo particolarmente basso – 205 €/MWh, il più basso offerto dal 28 marzo.

125. La condotta di EGL avrebbe potuto essere “tollerata” se essa avesse offerto in modo da non essere avviata a programma su MSD *ex-ante* il successivo 25/7, lasciando quindi il turno ad un'altra impresa. L'8 agosto, tuttavia, risulta a tutti evidente che non è stato così e quindi emerge nella sua interezza il comportamento deviante di EGL.

La risposta di Repower è durissima: la società fissa l'offerta più bassa registrata nel periodo tra tutte le imprese, offrendo il proprio minimo tecnico a 200 €/MWh e aggiudicandosi il turno.

126. Anche nel turno successivo (15/8) Repower mantiene un prezzo basso: essa alza la propria offerta, mantenendola tuttavia al di sotto di quella – già bassa – con la quale Tirreno Power si è aggiudicata il turno dell'1/8 e violando quindi la Regola 1. EGL presenta una offerta appena superiore a quella vincente l'1/8, aderendo quindi formalmente alle Regole ma posizionandosi in modo da poter vincere nuovamente il turno qualora

⁸³ [Omissis].

Repower rispetti la Regola 1 collocandosi di un migliaio di euro al di sopra di quella di riferimento.

127. La reazione di Tirreno Power e Repower alla scoperta della deviazione di EGL è quindi una riduzione netta dei prezzi offerti.

Il successivo andamento delle offerte testimonia il progressivo abbandono delle Regole.

128. Il 22/8 tutte le imprese si portano al di sopra dell'offerta di riferimento, con il risultato che Repower si aggiudica il terzo turno consecutivo.

La domenica successiva (29/8) EGL si aggiudica il turno, apparentemente nel rispetto delle Regole.

Domenica 5/9 tutte le imprese si portano al di sotto del prezzo di riferimento, mentre domenica 12/9, con Tirreno Power indisponibile, Repower si colloca al di sotto del prezzo di riferimento e EGL al di sopra.

129. La domenica successiva (19/9) EGL offre un'altra volta il suo impianto di Sparanise su MGP.

A partire dalla domenica successiva (26/9), le regolarità non risultano più rispettate e le offerte si susseguono senza alcun riferimento né alle Regole individuate, né a nuove Regole.

Contemporaneamente, i prezzi di aggiudicazione si mantengono a livelli più bassi del periodo precedente.

130. Il 12/10, quando si svolgono le ispezioni presso le sedi delle tre società a seguito dell'avvio di istruttoria, la pratica concordata è sostanzialmente già cessata.

IV.8.7: il maggior esborso di Terna

131. I dati a disposizione permettono di stimare approssimativamente il maggior esborso sopportato da Terna a causa della concertazione.

L'aumento di prezzo dovuto alla concertazione può essere stimato (conservativamente) come differenza tra il prezzo effettivo di aggiudicazione nei festivi interessati dall'intesa e il prezzo medio del periodo 8/8 – 26/12/2010.

Sulla base di questa ipotesi, il maggior esborso di Terna nel periodo precedente alla deviazione di EGL – dal 9/5 all'11/7/2010 – risulta superiore a 900.000 euro, pari al 5% circa della spesa sostenuta da Terna tra il 9/5 e l'11/7/2010.

V. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI

V.1 Sulla prova della pratica concordata

V.1.1 Insufficienza degli elementi oggettivi

132. EGL ha sostenuto che, nel caso di specie, sarebbero insussistenti gli elementi oggettivi che permetterebbero di desumere, in via indiziaria, l'esistenza dell'elemento soggettivo della pratica concordata. Infatti:

- (i) non vi sarebbe alcuna evidenza di impegni né di segnali e informative reciproche relativi a strategie e politiche comuni;
- (ii) la durata ipotizzata nelle CRI (un periodo di meno di sei mesi, dal 9 maggio al 24 ottobre 2010) sarebbe troppo breve per attribuire all'asserito parallelismo di comportamenti valore di indizio grave, preciso e sufficiente;
- (iii) vi sarebbe evidenza di un unico incontro agli atti (14/4/2010), tra due sole delle Parti e di argomento del tutto lecito;
- (iv) non sussistono evidenze di segnali e informative reciproche

Secondo EGL, il parallelismo dei comportamenti osservato sarebbe frutto non di concertazione, ma di scelte autonome e razionali delle parti ed in qualche modo della stessa struttura ripetitiva del mercato in questione nonché dell'elevato grado di trasparenza informativa.

Secondo EGL, inoltre, l'unicità del contatto e il suo contenuto sarebbero tali da impedire l'inversione dell'onere della prova.

V.1.2 Liceità dei contatti

133. EGL ha rilevato che l'unico incontro di cui vi è evidenza agli atti avrebbe avuto ad oggetto contratti di fornitura bilaterali tra Repower e EGL nonché le anomalie ravvisate da Repower (e riscontrate anche da EGL) nelle chiamate su MSD da parte di Terna. Con riferimento a quest'ultimo aspetto, EGL ricorda che nelle domeniche immediatamente precedenti il 14 aprile 2010 Terna non aveva seguito il criterio di merito economico previsto dalla delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 111/06 per la selezione degli impianti che presentano offerte sull'MSD. Posta l'imperscrutabilità del comportamento di Terna su MSD in molte occasioni e la difficoltà degli operatori ad ottenere da Terna le informazioni richieste, EGL ritiene "senz'altro ragionevole" che Repower volesse confrontarsi con un altro operatore al fine di cercare di capire i meccanismi di selezione di Terna.

134. La telefonata tra Repower e EGL il 4 aprile 2010 avrebbe invece avuto ad oggetto le problematiche create dalla fermata dell'impianto ENEL di Torrealvaldaliga, avvenuta pochi giorni prima a causa di un incidente mortale, e “*le misure di emergenza che Terna stava adottando*”.

135. Per quanto riguarda gli incontri tra EGL e Tirreno Power, l'incontro tra l'ing. Mattoni di Tirreno Power e l'ing. Demarchi di EGL che avrebbe dovuto svolgersi dopo l'11/2/2010, esso avrebbe dovuto avere ad oggetto la stipula di contratti di hedging tra le due società.

V.1.3 Inaffidabilità della denuncia

136. EGL e Repower hanno sottolineato come la segnalazione che ha dato avvio all'istruttoria fosse anonima e mossa da intenti denigratori, e dunque inaffidabile.

Repower, in particolare, nell'audizione dinanzi al Collegio ha descritto come l'attività della divisione Trading Italia abbia attraversato una difficile fase dovuta a forti contrasti personali tra i dipendenti, durante la quale il Responsabile di tale unità sarebbe stato fatto segno di una campagna denigratoria, all'interno della quale si situerebbe la lettera anonima.

V.1.4 Assenza di elementi diretti di coinvolgimento di Tirreno Power

137. Tutte le Parti hanno sottolineato l'assenza di elementi diretti di coinvolgimento di Tirreno Power.

Tirreno Power ha inoltre sostenuto che essa non avrebbe avuto alcun interesse a partecipare alla concertazione, a causa del proprio vantaggio rispetto alle altre due società – derivante dalla maggiore efficacia nella risoluzione delle problematiche nell'area di Napoli – che le aveva già permesso di aggiudicarsi nei primi quattro mesi dell'anno quasi metà degli avviamenti necessari a realizzare i propri obiettivi minimi di margine. Inoltre, gli investimenti realizzati per ridurre il minimo tecnico non si giustificerebbero in un'ottica collusiva.

V.2. Sul mercato rilevante

138. In primo luogo, le Parti hanno contestato l'esistenza di un mercato rilevante consistente nel c.d. *cluster* campano.

Repower⁸⁴, EGL⁸⁵ e Tirreno Power⁸⁶ hanno evidenziato come in generale l'accettazione delle offerte di accensione degli impianti del cosiddetto *cluster* campano da parte di Terna sia influenzata anche dallo stato di funzionamento di altri impianti localizzati nella zona Centro-Sud. Tale ipotesi sarebbe avvalorata dal fatto che nel corso del 2010 un grave incidente, ed il conseguente fuori servizio, avvenuto presso la centrale di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia) di ENEL S.p.A., sito nel *cluster* Alto Lazio, avrebbe aumentato la necessità di Terna di assicurarsi la presenza in servizio degli impianti del *cluster* campano.

139. Secondo Repower⁸⁷, la notevole variabilità del numero di unità del presunto *cluster* campano chiamate da Terna sui mercati dell'energia (MGP/MI) e sul mercato del servizio di dispacciamento, sia *ex ante* che in tempo reale, indurrebbe a ritenere che la selezione delle offerte su MSD da parte del gestore di rete dipenda anche da quello che succede in altre aree della zona Centro-Sud, e pertanto che il mercato rilevante abbia una dimensione più ampia del *cluster* campano.

Tale ipotesi sarebbe confermata anche dall'assenza di correlazione tra il numero di unità chiamate sia su MGP/MI che su MSD ed MB, ed il livello di fabbisogno di energia, nonché dal fatto che nei sabati, nelle domeniche, ed in generale nei giorni festivi, non è sempre verificata la necessità di avere un impianto all'interno del presunto *cluster* campano acceso.

140. In secondo luogo, Repower e Tirreno Power hanno contestato la definizione del mercato rilevante sul piano merceologico, e in particolare l'individuazione di un mercato rilevante distinto relativo al servizio di accensione al minimo tecnico delle unità produttive su MSD *ex ante*.

141. Repower, nel corso della sua audizione⁸⁸, ha messo in dubbio la possibilità di distinguere un mercato separato per il servizio di accensione al minimo tecnico su MSD, sostenendo che il servizio di accensione sarebbe venduto assieme all'energia su MGP/MI qualora l'impianto sia dispacciato oppure separatamente su MSD, se l'impianto risulta spento ad esito di MGP/MI. Un eventuale mercato del servizio di accensione al minimo tecnico dovrebbe quindi includere anche le offerte su MGP, dato che la domanda su MSD dipende dall'esito di MGP. Repower ha inoltre argomentato che il servizio di accensione al minimo tecnico può essere erogato anche in tempo

⁸⁴ Cfr. doc. 137.

⁸⁵ Cfr. doc. 135.

⁸⁶ Cfr. doc. 139.

⁸⁷ Cfr. doc. 137.

⁸⁸ Cfr. doc. 137 e in particolare le slides allegate preparate dal consulente Ref – Ricerche per l'Economia e la Finanza.

reale sul mercato del bilanciamento (MB).

142. Tutte le società, inoltre, hanno messo in luce come, a loro dire, sarebbe equivalente, sia per Terna che per un operatore, essere avviato su MSD *ex-ante* oppure su MB e quindi che, ai fini della turnazione, occorrerebbe tener conto anche degli avviamenti su MB (avvenuti il 6/6 e il 22/8 per Spanrise 1).

Tirreno Power ha sostenuto in particolare che di tali avviamenti occorrerebbe tener conto quantomeno ai fini del calcolo delle quote di avviamenti ottenuti da ciascun impianto.

143. Inoltre, secondo Repower, ancorché sia entrata in vigore a partire dal gennaio 2010 una riforma di MSD in base alla quale gli operatori presentano offerte distinte per diverse tipologie di servizio⁸⁹, tali servizi non sono di fatto separabili poiché *“Terna utilizza le unità produttive attivate con il servizio di accensione al minimo tecnico anche per l'erogazione di altri servizi su MSD, quali la costituzione di riserva secondaria e terziaria”*⁹⁰.

Tale valutazione, peraltro, troverebbe conferma anche nel Codice di Rete di Terna, ai sensi del quale il gestore di rete, nella selezione delle offerte su MSD applicherebbe il criterio del minimo esborso non con riferimento a singoli servizi ma nell'ottica di un'ottimizzazione complessiva delle risorse acquistate su MSD. Secondo Repower, il fatto che Terna non abbia applicato il criterio del minimo esborso per la selezione delle offerte di accensione in 6 delle 42 domeniche del 2010 analizzate, potrebbe dipendere da una ottimizzazione del servizio di accensione congiuntamente a quella di altri servizi per il dispacciamento e confermerebbe quindi l'assenza di un mercato rilevante distinto per il servizio di accensione⁹¹.

144. Tirreno Power ritiene che *“è difficile distinguere tra i diversi servizi di dispacciamento che includono oltre al sostegno della tensione anche la riserva e la risoluzione di congestioni”*⁹².

145. Tirreno Power ritiene⁹³ inoltre che anche gli impianti a turbogas di Maddaloni e Giugliano di ENEL S.p.A. dovrebbero essere inclusi nel *cluster* campano in quanto anch'essi forniscono, al pari degli impianti di Napoli, Spanrise e Teverola, il servizio di sostegno della tensione dal momento che formulano offerte in vendita (“a salire”) su MSD. Parimenti, l'impianto di

⁸⁹ Si tratta di servizi quali l'erogazione di riserva secondaria, l'accensione al minimo tecnico / spegnimento, e altri servizi (ovvero risorse per la risoluzione delle congestioni, risorse per la riserva terziaria di potenza e risorse per il bilanciamento) sia su MSD *ex-ante* che su MB.

⁹⁰ Cfr. doc. 137.

⁹¹ Cfr. doc. 137.

⁹² Cfr. doc. 139.

⁹³ Cfr. doc. 139.

pompaggio di Presenzano (sempre di ENEL S.p.A.) dovrebbe essere considerato un concorrente diretto degli impianti delle Parti, e quindi incluso anch'esso nel *cluster* campano, per la sua prossimità geografica con questi ultimi e per la sua capacità di fornire energia con continuità anche per intervalli idonei a fornire il servizio di sostegno della tensione.

La società ricorda che la documentazione agli atti indica che essa monitorava anche tale impianto.

Simili evidenze esisterebbero peraltro sia per Repower che per EGL.

146. Le contestazioni relative alla definizione del mercato rilevante inducono le Parti a ritenere che l'Autorità abbia sovrastimato il loro posizionamento di mercato e pertanto la consistenza della presunta intesa.

V.3. Sull'andamento del mercato

V.3.1 Andamento concorrenziale del mercato

147. Le parti, in sede di audizione, hanno illustrato agli Uffici l'evoluzione delle proprie strategie di offerta sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, sostenendo che tale evoluzione dimostrerebbe come il *cluster* campano – ammesso che esista – sarebbe caratterizzato da una significativa concorrenza.

148. Tirreno Power⁹⁴ ha identificato tre periodi nel corso del 2010 contraddistinti da diverse condizioni di domanda e offerta sui mercati e quindi da differenti strategie di offerta delle Parti coinvolte nel procedimento in esame.

149. La società ha individuato un primo periodo (gennaio 2010 - fine marzo 2010) in cui nelle domeniche una delle due unità produttive di EGL situate a Sparanise localizzate nel *cluster* campano usciva sempre accesa ad esito di MGP e quindi Terna non aveva la necessità di acquistare offerte di accensione da altri impianti del *cluster* campano su MSD.

150. In un secondo periodo, tra aprile e maggio 2010, *“la domanda di Terna su MSD è cresciuta probabilmente a causa dell'incidente occorso alla centrale di Torrevaldaliga Nord. [...]Ebbene, nel secondo periodo più impianti del cosiddetto cluster sono stati accettati contemporaneamente”*.

151. Infine, Tirreno Power ha individuato un terzo periodo (da metà maggio 2010) in cui si è assistito ad un cambiamento della strategia di EGL relativa alle unità produttive di Sparanise. EGL ha cessato infatti di offrire su MGP,

⁹⁴ Cfr. doc. 139, doc. 161.

determinando, a sua detta, un aumento della concorrenza tra gli impianti del *cluster* campano su MSD. Tale concorrenza si sarebbe svolta, secondo Tirreno Power, solamente sul fattore prezzo; ciò in ragione della similarità, dal punto di vista tecnico, degli impianti di Sparanise, Teverola e Napoli Levante (tutti e tra cicli combinati a gas naturale di taglia molto simile). Il contesto di mercato sul MSD all'interno del *cluster* campano sarebbe molto diverso da quello che, a detta di Tirreno Power, caratterizzerebbe l'area dell'Alto Lazio. Quest'ultima, infatti, si contraddistingue per la presenza di impianti molto diversi tra loro dal punto di vista tecnologico, con la conseguenza che la competizione tra gli stessi avverrebbe su MSD *“non solo in base al prezzo offerto, ma soprattutto sulla differenziazione del servizio”*. Pertanto, secondo Tirreno Power, *“tale diversità di caratteristiche delle due aree ha determinato differenti esiti competitivi in corso d'anno: mentre nell'area campana si è assistito ad un andamento dei prezzi decrescente [...] i prezzi realizzati nel cluster Alto Lazio sono mediamente cresciuti nel tempo [...]”*.

152. Secondo Tirreno Power, in tale contesto competitivo andrebbero inquadrati gli interventi di riduzione del minimo tecnico (passato da 240 a 200 MW) realizzati dalla società nel corso del 2010 sull'impianto di Napoli Levante. Tali interventi, che hanno consentito di ridurre la quantità di energia da offrire su MSD per garantire l'accensione dell'impianto-aumentandone pertanto il livello di competitività - sarebbero stati effettuati, secondo la società, a fronte delle significative spinte concorrenziali rinvenibili nel *cluster* campano nel 2010.

V.3.2 La scarsa remuneratività di MGP ed il cambio di strategia di EGL

153. Tale ricostruzione è sostanzialmente condivisa da EGL, che in audizione ha fornito alcune motivazioni al cambio di strategia adottato a partire dalla seconda metà di marzo 2010. In particolare, EGL ha evidenziato che la decisione di non offrire più, di domenica, la capacità disponibile delle unità di Sparanise su MGP è stata determinata, da un lato, dal deterioramento dei propri margini su tale mercato, e dall'altro dal grave incidente di Torrevadalis Nord, che avrebbe aumentato la necessità di accensioni richieste da Terna su MSD.

In particolare, EGL ha sostenuto che *“a fronte di margini operativi in discesa sul MGP e della realizzazione della necessità da parte di Terna di avere impianti disponibili in MSD, l'offerta su MSD è emersa come una*

opportunità da sfruttare e EGL ha deciso di non offrire Sparanise nei weekend – e, in particolare, di domenica – in modo che venisse chiamato di domenica da Terna su MSD.”⁹⁵

154. La scarsa redditività di MGP è stata confermata anche da Repower, la quale in audizione⁹⁶ ha dichiarato che non offriva da più di un anno l'impianto di Teverola su tale mercato nei weekend e talvolta anche durante i giorni lavorativi. Ad ogni modo, la tipologia dei propri contratti di approvvigionamento del gas, non prevedendo clausole *take or pay*, le avrebbero consentito di tenere fermo il suddetto impianto anche per lunghi periodi.

V.4 Impossibilità di coordinamento a causa dell'imprevedibilità di Terna

155. Le Parti hanno argomentato circa l'assenza di un'intesa evidenziando, da un lato, le difficoltà di sostenere, sul mercato dei servizi di dispacciamento, un presunto accordo collusivo, e dall'altro lato, contestando, sotto diversi profili, le modalità, nei termini di una turnazione delle offerte di accensione accettate su MSD ex ante, con cui tale accordo sarebbe stato realizzato.

156. Per quanto riguarda il primo aspetto, tutte le società coinvolte nel procedimento hanno messo in luce l'imprevedibilità delle chiamate al minimo tecnico degli impianti di Teverola, Sparanise e Napoli Levante da parte di Terna⁹⁷. Infatti, ancorché quest'ultima sia tenuta -secondo il Codice di Rete- a selezionare le offerte che garantiscono la minor spesa totale, le Parti hanno dichiarato come il gestore di rete abbia derogato più volte a tale criterio nel corso del periodo gennaio-ottobre 2010.

157. Nello specifico, Repower ha indicato⁹⁸ 7 domeniche e un sabato del 2010 in cui il criterio del minimo esborso non sarebbe stato rispettato per un periodo di almeno 12 ore⁹⁹: 17/1, 27/2 e 28/2, 28/3, 11/4, 25/4, 13/6 e 15/8. EGL ha individuato anche il 5/4 come giorno in cui almeno un impianto è stato chiamato fuori merito.

Tirreno Power ha individuato, oltre ai giorni precedenti, altri sabati che si contraddistinguerebbero per una deviazione dal criterio del minimo esborso:

⁹⁵ Cfr. doc. 135.

⁹⁶ Cfr. doc. 137.

⁹⁷ Cfr. docc. 135, 137, 139, 148, 161.

⁹⁸ Allegato al verbale dell'audizione Repower, doc. 137.

⁹⁹ Se si tenesse conto anche dei giorni in cui Terna non si è attenuta al suddetto criterio per un arco temporale minore di 12 ore, a detta di Repower, il numero di domeniche in cui non sono state accettate le offerte degli impianti del presunto *cluster* campano che minimizzavano la spesa aumenterebbe.

20/3, 27/3, 3/4 e 17/4.

158. Secondo Repower¹⁰⁰, tale situazione è il portato del fatto che *“la minimizzazione del costo cui si riferisce il Codice di Rete vada intesa come ottimizzazione integrata su tutte le risorse acquistate su MSD”, la quale “include grandezze non note agli operatori - tra cui, ad esempio, la costituzione della quantità di riserva pronta necessaria [...]”*. In altri termini, *“le modalità di selezione delle risorse di accensione al minimo tecnico da parte di Terna al momento della formulazione delle offerte da parte degli operatori risulterebbero imprevedibili”, il che “renderebbe impossibile l’organizzazione di un cartello avente ad oggetto le stesse”*.

159. In data 24 ottobre 2011 Repower ha fatto pervenire copia di un carteggio occorso via posta elettronica tra Terna e la società tra il 12 e il 21 settembre 2011, avente ad oggetto i criteri di selezione degli impianti avviati da Terna su MSD *ex-ante* il 4 settembre 2011. Repower ha lamentato il mancato rispetto del criterio del minimo esborso a danno di Teverola¹⁰¹, al quale sarebbero stati preferiti Napoli Levante e Sparanise 2, e ne ha chiesto le motivazioni a Terna. Terna ha risposto ricordando che essa *“approvvigiona le risorse per il dispacciamento nel rispetto del minimo costo di approvvigionamento e del costo atteso di utilizzo, come previsto dall’Allegato A22 del Codice di Rete. Ai fini del miglioramento dell’efficienza, si tiene conto, in particolare, della sinergia tra il soddisfacimento dei vincoli di rete e degli altri vincoli da soddisfare, quali energia, riserva secondaria e riserva terziaria”* e chiarendo, in una successiva mail, che l’unità di Teverola *“non è stata selezionata in quanto il costo generale del sistema avrebbe avuto un incremento di spesa valutato in 41.057 € rispetto alla soluzione adottata”*¹⁰².

Secondo Repower, tale vicenda confermerebbe che *“le scelte compiute dal Gestore della Rete in merito alla selezione delle offerte su MSD, rispondendo a criteri economici e tecnici estremamente complessi e destinati comunque a rimanere ignoti agli operatori, sono sostanzialmente imprevedibili per gli stessi”* e attesterebbe inoltre *“l’estrema difficoltà per gli operatori di ottenere, persino ex post, spiegazioni chiare dal Gestore, verosimilmente a causa della ritrosia del medesimo a svelare i suddetti parametri di selezione”*¹⁰³.

¹⁰⁰ Cfr. doc. 137.

¹⁰¹ Teverola aveva offerto il minimo tecnico di 200 MW a 317 €/MWh, per un esborso orario di 63.400 euro, mentre Terna ha avviato Sparanise 2 e Napoli Levante, caratterizzati da una spesa oraria rispettivamente pari a 63.450 euro e 73.500 euro

¹⁰² Cfr. doc. 180

¹⁰³ Cfr. doc. 180

V.5 Sull'insufficienza delle regole individuate a sostenere una collusione

V.5.1 Le regole non sarebbero in grado di produrre una turnazione

160. Secondo EGL, le Regole individuate nelle CRI non sarebbero in grado di garantire la turnazione nelle chiamate di Terna; ciò deriverebbe dal fatto che le Regole non escludono che, nel secondo turno di una tripletta, tutte le imprese possano offrire al di sopra del prezzo di riferimento (la vincente del turno precedente perché è prescritto dalla Regola 1, le altre due perché non era chiaro di chi fosse il turno), con il risultato che nella seconda settimana potrebbe vincere nuovamente l'impresa che si era aggiudicata il primo turno. Questa potenzialità delle Regole di non produrre i turni è stata osservata anche da Repower e da Tirreno Power. Quest'ultima propone l'applicazione di una ulteriore Regola per eliminare logicamente tale possibilità, ma afferma che essa non sarebbe mai stata rispettata nei festivi oggetto di indagine.

161. Le Parti hanno rilevato e stigmatizzato il fatto che l'applicazione delle Regole avrebbe comunque determinato la riduzione costante dei prezzi, in contrasto con qualsiasi logica collusiva.

Tirreno Power ha criticato la giustificazione adotta nelle CRI a tale andamento – la riduzione dei costi – sostenendo che le imprese non avrebbero potuto prevedere tale discesa dei costi.

162. EGL ha dichiarato che *“l'individuazione dell'inizio del presunto cartello nel provvedimento di avvio sarebbe stata fatta “ad hoc””*¹⁰⁴, e che tale scelta arbitraria avrebbe facilitato l'evidenziazione della presunta turnazione. Secondo Repower peraltro, neppure nel periodo esaminato dall'Autorità sarebbe evidente la presenza di una turnazione, *“sia considerando l'attivazione del servizio di accensione su MSD ex -ante, sia considerando quest'ultimo con le accensioni delle unità produttive di Teverola, Sparanise e Napoli Levante su MGP e sul MB ed i relativi periodi di indisponibilità”*¹⁰⁵.

163. Tutte le Parti hanno fornito una descrizione alternativa dell'andamento delle offerte, che le porta ad individuare un modestissimo numero di triplette senza violazioni delle regole.

Tale discrepanza di risultati rispetto alle CRI dipende innanzitutto dalla valutazione data degli avvenimenti del 6/6: tutte le Parti, infatti, considerano

¹⁰⁴ Cfr. verbale audizione EGL, doc. 135

¹⁰⁵ Cfr. verbale dell'audizione Repower, doc. 137.

la chiamata di Sparanise su MB come un turno guadagnato a tutti gli effetti, e da ciò deriva una scansione delle “triplette” completamente differente. Le Parti inoltre rifiutano le giustificazioni addotte nelle CRI per alcuni comportamenti non coerenti con le regole, ritenendole sostanzialmente *ad hoc*. Le incoerenze dei comportamenti con le Regole, in realtà, secondo le Parti sarebbero la prova del fatto che le offerte non avrebbero seguito alcuno schema di turnazione.

V.5.2 Assenza di un meccanismo di punizione delle deviazioni

164. EGL e Tirreno Power hanno sottolineato l'esistenza di due episodi che sarebbero, a loro detta, del tutto incoerenti con l'ipotesi di un accordo¹⁰⁶. Le società hanno fatto in particolare riferimento alle domeniche del 18/7 e del 19/9, in cui nessun impianto del *cluster* campano è stato chiamato al minimo tecnico da Terna su MSD ex ante in quanto l'impianto di Sparanise di EGL era stato accettato in vendita su MGP. Dato che tale accettazione ha eliminato l'esigenza di Terna di chiamare al minimo tecnico le unità del *cluster* campano su MSD, tale comportamento di EGL rappresenterebbe una “deviazione” dal presunto accordo, che – ove tale accordo fosse effettivamente realizzato - avrebbe dovuto essere sanzionata dalle altre due imprese. Tuttavia, a detta delle società, non si osserverebbe alcuna condotta qualificabile come punizione successivamente a tali domeniche; anzi, si verifica un fatto del tutto inconsistente con l'ipotesi di una sanzione: EGL viene infatti chiamata da Terna anche la domenica successiva 25/7.

165. Tutte le Parti hanno contestato l'assenza di un meccanismo di punizione delle deviazioni. EGL, in particolare, ha mostrato da un lato come l'applicazione delle Regole non avrebbe potuto determinare alcuna *retaliation* in caso di deviazione dal cartello e, dall'altro, alla prima occasione di deviazione, sarebbe stato pressoché impossibile riprendere il coordinamento.

V.5.3 Esiti incoerenti con collusione

166. Tirreno Power, ha osservato che l'esito della presunta turnazione sarebbe stata una distribuzione disomogenea del numero di accensioni al minimo tecnico degli impianti del *cluster* campano su MSD ex ante e ha

¹⁰⁶ Cfr. verbale dell'audizione di Tirreno Power (doc. 139) e memoria di Tirreno Power (doc. 161); Verbale di audizione EGL (doc. 135) e memoria EGL (doc. 148).

anche rilevato una disomogenea distribuzione dei ricavi, che la vedrebbe – una volta tenuto conto della chiamata in MB di Sparanise il 6/6 ed escludendo (in quanto non facente parte degli avviamenti regolari ma da quelli derivanti da peculiari situazioni nelle quali l’impianto sarebbe stato comunque selezionato da Terna) la chiamata fuori ordine di merito di Napoli Levante del 15/8 – in netto svantaggio rispetto alle altre due società.

167. A detta delle Parti, l’assenza di una collusione si rifletterebbe anche sul livello dei prezzi praticati dagli impianti appartenenti al presunto *cluster* campano relativamente alle offerte di accensione su MSD ex ante.

Repower ha affermato nel corso dell’audizione che *“il prezzo medio delle offerte presentate da Teverola è in linea con il prezzo medio offerto da impianti simili sul mercato, evidenziando l’assenza di extra-profitti”*¹⁰⁷. In particolare, *“i prezzi offerti le domeniche tra gennaio 2010 e ottobre 2010 da Teverola si collocherebbero, in circa la metà dei casi, al di sotto del 62esimo percentile e della distribuzione dei prezzi offerti dall’insieme di impianti aventi la medesima tecnologia.”* dislocate in diverse zone del territorio nazionale¹⁰⁸.

168. Parimenti, Tirreno Power ha evidenziato un trend decrescente dei prezzi offerti nel corso del 2010 su MSD relativamente all’impianto di Napoli Levante. Più in generale, Tirreno Power ha affermato che, a partire dalla seconda metà dell’anno fino a settembre 2010, la spesa sostenuta da Terna per l’approvvigionamento di risorse su MSD nell’ambito del presunto *cluster* campano *i)* si è ridotta del 18,5% ed *ii)* sarebbe risultata di poco superiore (4,7%) alla media nazionale¹⁰⁹.

169. EGL ha rilevato inoltre che l’andamento dei prezzi sarebbe incoerente con l’ipotesi di una intesa nel periodo maggio-ottobre 2010, in quanto i prezzi si manterrebbero su livelli simili a quelli del periodo collusivo nella prima metà del 2011, mentre salirebbero a livelli molto più elevati a seguito della necessità di Terna di chiamare sistematicamente Tirreno Power per controllare la tensione nel nodo di Napoli.

V.6 Esistenza di spiegazioni alternative

170. Secondo EGL¹¹⁰, la variabilità dei prezzi ai quali sono state offerte le due unità dell’impianto di Sparanise sarebbe coerente con i modelli

¹⁰⁷ Presentazione allegata al verbale di Repower (doc. 137)

¹⁰⁸ Presentazione allegata al verbale di Repower (doc. 137)

¹⁰⁹ Cfr. verbale dell’audizione di Tirreno Power (doc. 139) e memoria di Tirreno Power (doc. 161).

¹¹⁰ Cfr. Verbale di audizione EGL (doc. 135) e memoria EGL (doc. 148).

economici che descrivono la concorrenza oligopolistica in mercati caratterizzati da aste, che prevedono l'adozione di strategie miste da parte degli operatori, che potrebbero produrre una alternanza nelle offerte accettate quale quella descritta nelle CRI¹¹¹.

171. Questo argomento è stato ripreso anche da Tirreno Power in riferimento alle strategie di offerta dei propri impianti e in particolare di Napoli Levante¹¹².

Secondo Tirreno Power, in mercati poco liquidi quali MSD è necessario che *“l’operatore utilizzi una strategia consistente nel proporre un’offerta che si presenti non uniforme nel tempo (per non dare riferimenti ai competitor) e che punti ad un sostegno del prezzo (proponendo, in qualche caso, offerte più alte rispetto a quelle formulate in precedenza)”*. All’interno di questa strategia, *“l’operatore deve individuare quale sia il momento idoneo per proporre quell’aumento di prezzo necessario per impedire la progressiva riduzione del prezzo di mercato (o, viceversa, quando sia necessario farlo scendere per avere maggiori probabilità di vendere il servizio superando i concorrenti)”*.

Secondo Tirreno Power, *“il miglior momento per proporre un incremento del prezzo offerto risulta essere quello immediatamente successivo al turno di mercato nel quale la propria offerta è stata accettata. E’, infatti, questo il momento in cui l’operatore ha potuto, da un lato, percepire l’esistenza di una domanda del servizio, dall’altro, conoscere il livello di disponibilità a pagare dell’acquirente. [...] il rialzo del prezzo porterà probabilmente ad una non accettazione della propria offerta. Stante ciò, nei turni successivi, l’operatore proporrà prezzi progressivamente decrescenti al fine di intercettare nuovamente la domanda.”* Tirreno Power precisa che *“una manovra siffatta di rialzo del prezzo non è inutilmente dispendiosa perché consente, almeno in ipotesi, di evitare la progressiva discesa del prezzo che si otterrebbe se tale azione non fosse intrapresa, nonché di auspicare che il nuovo incrocio con la domanda avvenga ad un livello di prezzo superiore a quello del precedente turno accettato”*. Si tratterebbe dunque di una strategia che *“mira a definire il livello ottimo della singola offerta, nella prospettiva di massimizzare la remunerazione ottenibile dal mercato nel medio periodo”*. Secondo Tirreno Power, questa è ***“la strategia che verrà adottata dall’operatore razionale, visto che le alternative presentano, tutte, delle aspettative di ricavi inferiori. Tali (irrazionali) alternative consisterebbero***

¹¹¹ EGL fa esplicitamente riferimento a von der Fehr N., Harbord D (1993), Spot market competition in the UK electricity industry, *Economic Journal*, 103(418), pp. 531-546.

¹¹² Cfr. memoria Tirreno Power, doc. 161.

in: - offrire sempre a prezzi inferiori a quelli dell'ultima offerta accettata; - offrire sempre agli stessi prezzi. La prima ipotesi porterebbe ad un rapido decremento del prezzo verso il livello dei costi variabili e rappresenta, pertanto, un'alternativa chiaramente improduttiva oltre che non praticabile in mercati pay-as-bid nei quali non vi è alcuna possibilità di ottenere rendite infra-marginali. La seconda soluzione è parimenti inapplicabile, poiché offrirebbe ai competitor la possibilità di conoscere in anticipo la strategia di offerta e, di conseguenza, di escludere l'operatore dal mercato, praticando sistematicamente prezzi appena più bassi".

Questa strategia, secondo Tirreno Power, sarebbe stata applicata per decidere le offerte di Napoli Levante per tutto il 2010 e spiegherebbe come mai si riscontra, almeno per Napoli Levante, la prima regolarità. Tirreno Power comunque osserva che *“la strategia di offerta ottima di medio termine non può essere condotta senza eccezioni, per evitare di fornire dei segnali di comportamento troppo regolare ai concorrenti, che potrebbero rintracciare la logica di offerta della Società e, conseguentemente, adottare idonee contromisure: la necessità di variare il comportamento di offerta spiega (oltre a quanto detto poco sopra) gli sporadici casi di non pedissequa aderenza da parte di Tirreno Power alla strategia dell'offerta ottima di medio periodo (ad esempio, lo stesso 9/5, primo giorno indagato).”*

172. Repower ha invece presentato una ricostruzione dell'andamento delle proprie offerte basato in larga misura sull'osservazione dei prezzi aggregati della settimana precedente.

173. Tirreno Power ha sottolineato come la sequenza relativa all'accettazione delle offerte su MSD ex ante degli impianti del cluster campano potrebbe essere generata dal fatto che *“l'impianto che non è stato preso dispone di un vantaggio informativo, rispetto all'impianto che è stato preso, nel formulare l'offerta la domenica successiva, in quanto conosce l'offerta vincente (dato pubblico) e la propria (non conosciuta da altri)”¹¹³.*

174. Tirreno Power ha inoltre evidenziato come il ridotto differenziale di prezzo osservato tra ogni offerta accettata e la seconda offerta (non accettata) non apparirebbe coerente con una turnazione, in quanto aumenta la probabilità che Terna scelga un impianto diverso da quello previsto dalla turnazione¹¹⁴.

¹¹³ Cfr. verbale dell'audizione di Tirreno Power (doc. 139) e memoria di Tirreno Power (doc. 161). In realtà, come vedremo in dettaglio più avanti, quando il sabato successivo si formula l'offerta per il giorno dopo non sono ancora stati resi pubblici i dati di offerta relativa alla domenica precedente. Questa informazione, che comunque come verrà argomentato in seguito è cruciale per l'eventuale tenuta di un accordo collusivo, è spendibile nell'offerta formulata soltanto due domeniche dopo.

¹¹⁴ Cfr. verbale dell'audizione di Tirreno Power (doc. 139) e memoria di Tirreno Power (doc. 161).

VI. VALUTAZIONE GIURIDICA

VI.1: Il mercato rilevante

VI.1.1 MSD è un mercato distinto dal mercato all'ingrosso dell'energia elettrica

175. Secondo costante giurisprudenza nazionale e comunitaria – con l'eccezione del mercato inglese¹¹⁵ – i diversi mercati nei quali si commercializza all'ingrosso l'energia elettrica – in particolare, MGP e MSD - costituiscono mercati del prodotto distinti.

176. La sequenzialità dei mercati fa sì che la domanda di tutti i servizi di dispacciamento richiesti da Terna dipenda dall'esito di MGP/MI, in quanto solo ad esito di tale mercato Terna può verificare se tutti i vincoli di rete e il fabbisogno di riserva risultino soddisfatti dalla configurazione delle immissioni e dei prelievi definita ad esito di MGP/MI dai piani di produzione e consumo dei vari operatori.

Ciò tuttavia non significa che, ai fini dell'analisi concorrenziale, MGP e MSD facciano parte dello stesso mercato rilevante.

177. La sequenzialità e la diversa organizzazione di MGP e di MSD, infatti, implicano che il potere di mercato possa essere esercitato dalle imprese in forme diverse, pur essendo basato sull'energia elettrica prodotta dai medesimi impianti.

Su MGP, ciò che conta è la “pivotalità” (indispensabilità) di un operatore (e non del singolo impianto).

Su MSD *ex-ante*, invece, contano la localizzazione e le caratteristiche tecniche dei vari impianti per risolvere i vincoli di rete locali, mentre per la fornitura del servizio di riserva contano soprattutto le caratteristiche tecniche degli impianti.

¹¹⁵ Il mercato inglese è caratterizzato da una organizzazione differente da quella dei mercati dell'Europa Continentale, essendo basato sulla contrattazione bilaterale tra gli operatori, piuttosto che su un mercato organizzato del Giorno Prima in cui vengono selezionati gli impianti da dispacciare sulla base dei prezzi di offerta. National Grid - il Gestore della rete di trasmissione nazionale –acquista sul Mercato del Bilanciamento (corrispondente al nostro MSD) i servizi (regolazione della frequenza e della tensione sulla rete, riserva, risoluzione delle congestioni) e le risorse necessarie ad assicurare l'esecuzione di tali contratti mantenendo in equilibrio il sistema. Nelle concentrazioni *EdF / British Energy* e *GdF SUEZ / International Power* la Commissione Europea ha lasciato aperta la questione dell'esistenza di un mercato del bilanciamento distinto dal mercato dell'energia elettrica all'ingrosso. Sul punto la Commissione ha osservato che “*it has been pointed out during the market investigation that balancing power is procured through specific mechanisms pursuant to license conditions and that they are designed to meet specific technical issues arising from the management of the transmission system. As a consequence, balancing services are not exactly the same types of services which are relevant to the electricity generation and wholesale market*”.

Di particolare rilievo, su MSD, è la possibilità di esercitare potere di mercato in corrispondenza di vincoli di rete locali da parte di impianti particolarmente efficaci nella risoluzione di tali vincoli. Tali possibilità definiscono relazioni di sostituibilità differenti e più ristrette rispetto a quelle rilevanti per la definizione dei prezzi zonali su MGP o per l'approvvigionamento della riserva.

Su MB, le opportunità di esercizio del potere di mercato sono simili a quelle di MSD *ex-ante*, con la differenza che siamo nel tempo reale e quindi l'esercizio del potere di mercato dipende dal verificarsi di circostanze impreviste.

Le differenti modalità di esercizio del potere di mercato su MGP e su MSD inducono quindi diverse relazioni concorrenziali tra gli operatori, che possono essere adeguatamente catturate soltanto definendo mercati rilevanti distinti.

La creazione delle condizioni per l'esercizio del potere di mercato a livello locale può avvenire anche attraverso particolari modalità di offerta su MGP – tipicamente, forme di trattenimento fisico o economico – volte a far emergere la domanda di specifici servizi da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale.

Nel caso del *cluster* campano, la domanda di Terna di avviare uno degli impianti del *cluster* su MSD *ex-ante* nei giorni festivi in linea generale emerge soltanto se non vi sono impianti del *cluster* accesi ad esito di MGP/MI. Perciò, per poter sfruttare il potere di mercato che gli impianti del *cluster* (almeno collettivamente) detengono è necessario che nessuno di essi offra su MGP – in altri termini, che ciascun operatore trattenga il proprio impianto su MGP.

In questo senso, il mercato rilevante dei servizi di accensione al minimo tecnico va definito con riferimento esclusivamente a MSD e non a MGP.

178. Per ciò che concerne le offerte di accensione accettate da Terna sul Mercato del Bilanciamento, occorre considerare che *“le accensioni delle [unità] a ciclo combinato avvengono nella fase di programmazione e non in tempo reale per tenere conto dei vincoli di rampa [...]. Le chiamate su MB sono dunque rare e in parte non prevedibili”*¹¹⁶.

A differenza delle altre offerte, inoltre, quelle su MB sono rese note con un ritardo di oltre due mesi.

Entrambe queste caratteristiche delle offerte di accensione accettate da Terna su MB ne rendono complesso l'inserimento in uno schema di tipo collusivo,

¹¹⁶ Memoria finale Repower, doc. 218, p. 50.

in quanto introdurrebbero un elemento di incertezza che accrescerebbe l'incentivo a comunicare informazioni false, a fronte della scarsa importanza quantitativa di tali chiamate rispetto agli avviamenti a programma e della loro sostanziale imprevedibilità.

Per questi motivi, ai fini del presente procedimento si ritiene che tali offerte non facciano parte del mercato rilevante.

VI.1.2 I diversi servizi offerti su MSD possono costituire mercati rilevanti distinti

179. I vari servizi di dispacciamento acquistati da Terna su MSD non appaiono sostituibili tra loro, in quanto rispondono ad esigenze differenti, che vanno dalla risoluzione di vincoli di rete (assicurare il mantenimento della tensione¹¹⁷, immettere energia in un certo punto della rete riducendo la congestione¹¹⁸) alla costituzione di riserva¹¹⁹; la stessa riserva può essere distinta in riserva secondaria e terziaria, in funzione del tempo necessario per l'immissione in rete dell'energia. Il fatto che un impianto possa essere chiamato da Terna ad erogare differenti servizi non implica che tali servizi siano tra loro sostituibili e appartengano quindi ad uno stesso mercato rilevante (come invece sostenuto dalle Parti). Ciò vale in particolare per il servizio di accensione al minimo tecnico, la cui finalità principale è assicurare l'immissione di energia in rete in modo da sostenere la tensione in un punto specifico della rete, anche se poi l'energia immessa potrà essere utilizzata da Terna anche per altre finalità (p.es., risolvere una congestione) e la capacità eccedente il minimo tecnico potrà essere acquistata da Terna per la creazione di riserva¹²⁰.

180. La stessa procedura seguita da Terna per la selezione delle offerte

¹¹⁷ Il mantenimento della tensione richiede una particolare distribuzione delle immissioni e dei prelievi di energia nella e dalla rete, per assicurare la quale può essere necessario accendere impianti che non sarebbero stati dispacciati sulla base dell'ordine di merito uscito da MGP.

¹¹⁸ La congestione nasce quando l'energia che deve fluire attraverso una linea supera la capacità della linea stessa; per risolverla, occorre ridurre il flusso entro i limiti della capacità della linea e accendere un impianto (o aumentare la produzione di quelli già accesi) per fornire l'energia necessaria a soddisfare la domanda che non può essere trasportata dalla linea.

¹¹⁹ Se gli impianti accesi su MGP sono utilizzati quasi alla potenza massima, essi potrebbero non essere in grado di sopperire ad una maggiore domanda di energia in tempo reale. Perciò, occorrerà accendere un altro impianto al minimo tecnico (riducendo l'energia immessa dagli altri) al fine di avere un impianto pronto a fornire più energia in tempo reale, qualora ce ne fosse bisogno.

¹²⁰ Da un punto di vista tecnico, l'utilizzo di uno stesso impianto – una volta acceso – per fornire più tipologie di servizi risponde ad una logica di *unit commitment*, necessaria a minimizzare la spesa per l'acquisto dei servizi di dispacciamento. Peraltro, il fatto che un medesimo impianto possa essere utilizzato per fornire una pluralità di servizi di dispacciamento è una prova della complementarietà tecnologica tra i servizi stessi – elemento che contraddice l'ipotesi di sostituibilità tra i vari servizi e depone quindi a favore dell'individuazione di mercati rilevanti distinti per gli stessi.

evidenza come i servizi richiesti siano in realtà ben diversi e tra loro non sostituibili. Terna infatti ha dichiarato in audizione di utilizzare una procedura sequenziale, che parte dalla verifica del rispetto dei vincoli di rete relativi al sostegno della tensione, per poi risolvere i problemi di congestione e quindi approvvigionarsi di riserva.

Tale approccio sequenziale nell'approvvigionamento dei vari servizi indica che si tratta di servizi distinti, approvvigionabili separatamente.

181. Va infine ricordato come la Commissione Europea in diverse decisioni¹²¹ abbia manifestato la propria disponibilità a considerare mercati separati per differenti servizi di dispacciamento. In *GdF SUEZ / International Power*, la Commissione ha analizzato separatamente la fornitura dei servizi di regolazione della frequenza e dei differenti tipi di riserva in Gran Bretagna..

VI.1.3 L'estensione geografica e temporale del mercato rilevante

182. Nella misura in cui il gestore della rete individui un vincolo di rete che si manifesta con una certa frequenza, il quale può essere risolto solo da uno specifico *cluster* di impianti, il vincolo di rete stesso definisce l'estensione geografica del mercato rilevante, – in quanto per definizione solo gli impianti che ne fanno parte possono risolvere il vincolo di rete e quindi non sono sostituibili con altri. Un monopolista ipotetico degli impianti del *cluster* potrebbe infatti senza difficoltà imporre un piccolo ma transitorio aumento del prezzo al quale l'energia prodotta dagli impianti del *cluster* è offerta al gestore della rete di trasmissione nazionale senza temere la reazione degli impianti fuori dal *cluster*.

183. Gli elementi forniti da Terna e le verifiche effettuate confermano che il *cluster* campano, composto esclusivamente dagli impianti di Teverola, Sparanise e Napoli Levante, costituisce un mercato rilevante distinto.

184. Nel caso specifico, inoltre, il vincolo tecnico che individua il *cluster* campano si osserva in particolari condizioni di domanda, definite da Terna come “situazioni di basso carico”, che coinciderebbero principalmente con i giorni festivi.

Il mercato rilevante avrebbe quindi una dimensione anche “temporale”, che

¹²¹ Cfr. M.5978 – GDF SUEZ / International Power, M.3268 - Sydkraft / Grange e M.3440 - EDP / ENI / GDP. Cfr. anche COMP/39.389 – *German Electricity Balancing Market*, decisione della Commissione Europea del 26/11/2008, in cui sono stati identificati mercati separati per la regolazione secondaria e terziaria. .

coincide con i giorni festivi¹²².

185. In relazione alla dimensione temporale del mercato, le evidenze presentate permettono di concludere che effettivamente al diminuire del carico sulla rete il numero di unità del *cluster* campano accese su MSD aumenta e che le ore di basso carico diurne si concentrano nelle domeniche e nei giorni festivi. Inoltre, le evidenze proposte mostrano che i sabati – tranne quelli festivi – non sono da includere nel mercato rilevante. In conclusione, il mercato rilevante del caso in oggetto è costituito dal servizio di accensione al minimo tecnico richiesto da Terna nei giorni festivi agli impianti facenti parte del *cluster* campano.

I tre impianti delle imprese Parti sono gli unici presenti in questo mercato.

VI.2 La consistenza dell'intesa

186. Nel mercato rilevante così identificato, EGL, Repower e Tirreno Power detengono il 100% del mercato.

L'intesa posta in essere dalla Parti è dunque assolutamente consistente.

VI.3 Le caratteristiche del mercato rilevante che favoriscono la collusione

187. Il mercato del servizio di accensione al minimo tecnico degli impianti del *cluster* campano nei giorni festivi presenta caratteristiche che favoriscono l'organizzazione di un accordo collusivo.

188. *In primo luogo*, sono presenti soltanto tre operatori e non vi sono prospettive di entrata da parte di concorrenti.

In secondo luogo, vi è una significativa simmetria tra tali operatori, a causa della similitudine dei gruppi di generazione presenti nel *cluster* campano: medesima tecnologia (CCGT), età simile, minimi tecnici compresi tra i 200 MW e i 240 MW circa, similitudine nei costi. EGL e le altre due imprese

¹²² Questa impostazione è stata seguita anche dall'Autorità della concorrenza spagnola nell'ambito di due procedimenti istruttori per abuso di posizione dominante conclusi rispettivamente nel 2006 nei confronti delle società Viesgo (Gruppo ENEL), e nel 2007 nei confronti di Iberdrola (Cfr. Tribunal de Defensa de la Competencia, Resolucion Expte. 602/05, *Viesgo Generacion* e Resolucion 601/05, *Iberdrola Castellon*). Tali società sono state sanzionate per aver posto in essere abusi di posizione dominante consistenti nella sottrazione di capacità dalla borsa elettrica da destinare, invece, al gestore della rete per la risoluzione di restrizioni tecniche. Il mercato rilevante in cui sono state individuate le posizioni dominanti è il "*mercados de suministro de electricidad en restricciones técnicas*" nel quale il gestore della rete si approvvigiona di energia per la risoluzione delle congestioni di rete. Sotto il profilo geografico la dimensione del mercato è delimitata dalle unità che – in virtù della loro ubicazione e dei vincoli di rete – possono risolvere le restrizioni tecniche che si verificano in quella zona. Nei casi in esame, gli operatori interessati dai procedimenti detenevano posizioni di monopolio nelle zone oggetto di indagine poiché le proprie unità di produzione erano le uniche in periodi temporali puntualmente identificati a poter soddisfare la domanda del gestore della rete per risolvere le congestioni.

sono particolarmente simmetriche sul mercato dei servizi di dispacciamento, dove Terna, ad esclusione di situazioni estreme, non avvierà entrambi i gruppi di Sparanise, come argomentato da EGL stessa¹²³.

In terzo luogo, vi è una frequentissima interazione tra gli operatori – giornaliera nel caso delle offerte su MSD, circa settimanale nel caso delle offerte di accensione per i giorni festivi.

In quarto luogo, la trasparenza sulle offerte presentate su MSD – illustrata in precedenza – appare tale da consentire la scoperta di eventuali deviazioni con un ritardo di soli 8 giorni e quindi di reagire ad eventuali deviazioni da un accordo collusivo due domeniche dopo l'eventuale deviazione, cioè con un solo periodo di ritardo.

In quinto luogo, una punizione di eventuali deviazioni è possibile attraverso una riduzione dei prezzi di offerta su MSD, tale da impedire temporaneamente che l'impresa deviante veda accettate le sue offerte di accensione.

In sesto luogo, qualora non vi siano unità del *cluster* campano accese ad esito di MGP/MI, esiste una domanda stabile di servizi di accensione nel *cluster* campano nelle ore di basso carico e in particolare nei giorni festivi da parte di Terna. Tale domanda si è manifestata sia nel corso del 2009 sia, in maniera sistematica, nel 2010. Le motivazioni dell'esistenza di tale domanda – i problemi di controllo della tensione nell'area campana, in particolare durante le ore di basso carico – erano stati ripetutamente descritti da Terna nei propri Piani di Sviluppo (cfr. sez. V.5.2) e dunque erano noti agli operatori.

189. In questo contesto, l'emersione improvvisa, senza alcuna fase preparatoria, di una ripartizione degli avviamenti, accompagnata da un livello dei prezzi offerti più elevato di quello dell'inizio dell'anno e anche di quello delle offerte di accensione presentate nei giorni festivi da impianti di tecnologia (CCGT) e minimo tecnico (200-240 MW) simili, appare il naturale portato di un coordinamento tra le imprese.

¹²³ Come affermato da EGL nella sua memoria (doc. 148), “*ai fini del sostegno della tensione, Terna non ha – generalmente – bisogno di attivare più di una unità di produzione nella medesima zona. L'attivazione di più impianti, nei giorni di basso carico e nelle condizioni normali di esercizio, è considerata da EGL, sulla base delle informazioni pubbliche circa gli esiti del mercato, come straordinaria*”. Ciò significa che “*mentre un'unità può essere venduta con una certa regolarità in condizioni normali, la seconda o non ha alcun valore sul mercato, perché di essa non c'è domanda, o ha un valore assai elevato, perché il sistema è in condizioni critiche. Questo fa sì che l'interazione concorrenziale con i concorrenti – ai fini del soddisfacimento della domanda di Terna di sostegno della tensione – coinvolga soltanto una (qualsiasi) delle unità di produzione di EGL*”. Inoltre, EGL ha rilevato che “*i giorni di basso carico [...] sono quelli in cui è ottimale eseguire interventi minori di manutenzione, che solo a fronte di prezzi assai elevati è conveniente interrompere per riportare in servizio l'unità. Ciò guida in molti casi la selezione di quale tra le due unità di produzione è offerta a prezzo più elevato*”.

Tale coordinamento, alla luce dei contatti intercorsi tra le Parti nella fase immediatamente precedente l'emersione della turnazione e l'assenza di una fase di apprendimento, appare non la conseguenza del reciproco intelligente adattamento alla condotta dei concorrenti, ma il frutto di una pratica concordata.

VI.4. L'intesa contestata

VI.4.1: la pratica concordata

190. L'istruttoria è stata avviata per verificare l'esistenza di una intesa tra Tirreno Power, EGL e Repower avente ad oggetto la ripartizione degli avviamenti richiesti da Terna su MSD *ex-ante* agli impianti del *cluster* campano nei giorni festivi.

191. Le analisi effettuate, ed esposte nelle Risultanze Istruttorie, hanno fatto emergere l'esistenza di un parallelismo di comportamenti, consistente:

(i) nel fare in modo che gli impianti del *cluster* campano non venissero accesi su MGP nei giorni festivi; ciò creava una domanda per la presenza in servizio di almeno uno di tali impianti da parte di Terna, per risolvere i problemi di controllo della tensione che affliggono in tali situazioni la Campania;

(ii) nella presentazione su MSD *ex-ante* di offerte di accensione delle unità del *cluster* campano secondo un insieme di regole volto ad assicurare la turnazione degli avviamenti degli impianti del *cluster* stesso sulla base di cicli di tre giorni festivi; tali regole (a) erano disegnate in modo da non richiedere contatti tra le Parti e (b) a tal fine erano imperniate sull'individuazione di un prezzo di riferimento, costituito dall'offerta accettata nell'ultimo giorno festivo per cui il GME aveva reso pubblici i dati – generalmente, la domenica di due settimane prima;

(iii) nel mantenimento delle offerte di accensione ad un livello superiore ai 200 €/MWh;

(iv) in un'equa ripartizione degli avviamenti e dei ricavi.

Il parallelismo nei comportamenti si individua con estrema precisione nel periodo dalla seconda domenica di maggio 2010 fino alla metà di luglio 2010, assicurando un'equa ripartizione degli avviamenti tra gli impianti di Teverola, Sparanise e Napoli Levante.

Dopo la metà di luglio 2010, si osserva invece un suo indebolimento, a causa di due episodi ravvicinati di offerta su MGP da parte di EGL (il 18/7 e il 19/9) e di diverse violazioni delle regole di offerta individuate.

192. Secondo una consolidata giurisprudenza, in assenza di elementi documentali che provino direttamente la concertazione tra gli operatori, e proprio in ragione della rarità dell’acquisizione di una prova piena¹²⁴, la dimostrazione del fatto che il parallelismo osservato sia frutto di un’alterazione concorrenziale può anche ricavarsi da comportamenti che costituiscano un complesso di indizi seri, precisi e concordanti di una previa concertazione, *“rappresentati, alternativamente o cumulativamente: a) dall’impossibilità di spiegare alternativamente la condotta parallela come frutto plausibile delle iniziative imprenditoriali (onere a carico dell’Autorità); b) dalla presenza di elementi di riscontro (quali contatti e scambi di informazioni) rivelatori di una concertazione e di una collaborazione anomala (l’onere probatorio contrario viene spostato in capo alle imprese)”*¹²⁵. Più in generale, la concertazione può essere dedotta *“in via indiziaria da elementi oggettivi, quali: - la durata, uniformità e parallelismo dei comportamenti; - l’esistenza di incontri tra le imprese; - gli impegni, ancorché generici e apparentemente non univoci, di strategie e politiche comuni; - i segnali e le informative reciproche; - il successo pratico dei comportamenti, che non potrebbe derivare da iniziative unilaterali, ma solo da condotte concertate”*¹²⁶.

193. Gli elementi emersi nel corso dell’istruttoria permettono di affermare che il parallelismo osservato è il frutto di una pratica concordata posta in essere tra le Parti, e ciò sia per la presenza di elementi oggettivi – i contatti tra due delle Parti – rivelatori dell’esistenza di una concertazione, sia per l’impossibilità di spiegare, in maniera alternativa, la condotta parallela osservata.

VI.4.2 Elementi oggettivi: i contatti tra le Parti

194. Come riportato in Fatto, nel corso delle ispezioni è stata rinvenuta prova di contatti diretti tra due delle parti del procedimento, EGL e Repower, in un periodo immediatamente precedente all’avvio del parallelismo.

195. Alcuni contatti sono avvenuti il 4/4/2010 e, secondo quanto affermato da EGL stessa, essi avrebbero avuto ad oggetto la discussione delle prevedibili strategie di chiamata su MSD *ex-ante* da parte di Terna a seguito

¹²⁴ Inter alia, Consiglio di Stato, 17 gennaio 2008, n. 102, Prezzi del latte per l’infanzia e Consiglio di Stato, 25 marzo 2009, n. 1705 e aa., Trasporto pubblico locale.

¹²⁵ Cfr. sentenza del Consiglio di Stato, n. 597/08 (I641 - RIFORNIMENTI AEROPORTUALI), nonché Consiglio di Stato, decisione 11 gennaio 2010, n. 10, I474 Aziende di trasporto pubblico locale/Petrolieri.

¹²⁶ Consiglio di Stato, decisione 11 gennaio 2010, n. 10, I474 Aziende di trasporto pubblico locale/Petrolieri.

dell'indisponibilità dell'impianto ENEL di Torrevaldaliga.

Tali contatti sono avvenuti quando EGL stava maturando la propria scelta di non offrire più i propri impianti su MGP.

196. Di assoluto rilievo è il successivo incontro svoltosi tra Repower ed EGL il 14 aprile 2010, durante il quale sono state discusse le modalità di accettazione delle offerte di avviamento su MSD *ex-ante* da parte di Terna nel *cluster* campano. In preparazione di tale incontro il Responsabile Trading di Repower ha chiesto specificamente ai propri collaboratori *“di conoscere i dati delle offerte di alcuni nostri competitors negli ultimi week end”* e in *“particolare, [...] di sapere come hanno offerto su MGP, MI e MSD Napoli Levante (UP_napoli_4 di Tirreno Power) e Sparanise (1&2), con i relativi risultati”*¹²⁷, indicando che i *“dati dovrebbero essere disponibili nella sezione delle “offerte Pubbliche”*”; nella serata del 12/4/2010, il Responsabile Trading di Repower sollecita un lavoro rapido alle persone incaricate, perché *“io e [il responsabile delle offerte] dovremmo discutere questi dati mercoledì sera [il 14/4] con egl”*.

197. Repower ed EGL hanno confermato che tale incontro è avvenuto, giustificandolo con la necessità di discutere problematiche collegate a contratti di fornitura bilaterali in essere tra Repower e EGL, pur affermando che *“nel corso degli incontri di aprile se ne è approfittato per uno scambio di valutazioni su alcune anomalie relative agli esiti di MSD osservati in quel periodo.”*¹²⁸.

Dalla documentazione agli atti emerge tuttavia con chiarezza come le reali motivazioni dell'incontro, per lo meno dal punto di vista di Repower, fossero connesse alla comprensione dei comportamenti di offerta dei concorrenti EGL e Tirreno Power sugli impianti campani. Repower ha giustificato la scelta di non rivolgersi al TSO Terna - ma piuttosto al concorrente EGL – per capire i meccanismi di funzionamento di MSD nel *cluster* campano, perché *“Repower voleva essere innanzitutto certa di aver compreso il meccanismo di selezione delle offerte su MSD e per questo si è confrontata con EGL”*¹²⁹. Sotto questo profilo è chiaro che il comportamento corretto da seguire se l'obiettivo fosse stato effettivamente di capire come Terna selezionava le offerte sarebbe stato, per l'appunto, contattare il TSO; Repower invece ha scelto di discutere con EGL.

198. La scelta di parlare con EGL non è in nessun modo casuale: EGL era considerata da Repower *“un competitor amico”*, alla quale è tra l'altro

¹²⁷ Cfr. doc. 10, e-mail interna di Repower

¹²⁸ Cfr. verbale audizione Repower (doc. 137).

¹²⁹ Cfr. verbale audizione Repower (doc. 137).

collegata da legami azionari (EGL dispone di circa il 21% delle azioni di Repower).

199. L'incontro del 14 aprile è avvenuto in un contesto determinato dalla decisione di EGL di non offrire più su MGP l'impianto di Sparanise nei giorni festivi, decisione che, a fronte della necessità di Terna di avere un'unità del *cluster* campano in servizio per risolvere i problemi di tensione che affliggono l'area nei giorni festivi, rendeva stabile la domanda di servizi di accensione al minimo tecnico per le unità del *cluster* su MSD ex ante.

L'incontro ha avuto in maniera incontestabile ad oggetto la discussione tra due concorrenti di aspetti commerciali, che dovrebbero invece restare nella sfera privata ed autonoma delle decisioni di azienda, ed in particolare delle modalità di selezione delle offerte di avviamento dei propri impianti nel *cluster* campano da parte di Terna.

Successivamente all'incontro (qualche settimana dopo) ha preso avvio, senza alcuna fase di adattamento, una turnazione degli avviamenti degli impianti del *cluster* campano di Repower, EGL e Tirreno Power basata sulle Regole descritte nelle Risultanze Istruttorie – Regole che non risultano seguite nel periodo intercorso tra l'incontro del 14 aprile e il 9/5.

200. Il fatto che i ripetuti contatti tra EGL e Repower siano stati seguiti da comportamenti paralleli da parte di Repower, EGL e Tirreno Power indica che tali contatti – e in particolare l'incontro del 14 aprile, al quale Repower ha partecipato premunendosi dei dati relativi alle offerte dei tre impianti del *cluster* campano, e cioè dei suoi diretti concorrenti – sono stati prodromici al coordinamento delle rispettive strategie di offerta attraverso le Regole descritte nelle Risultanze Istruttorie, che ha prodotto i comportamenti paralleli osservati nei mesi successivi.

Essi – e in particolare l'incontro del 14 aprile – costituiscono un fondamentale elemento di riscontro che permette di qualificare il parallelismo osservato come frutto di una concertazione piuttosto che del reciproco ed intelligente adattamento alle strategie dei concorrenti.

201. L'assenza di riscontri oggettivi riguardanti Tirreno Power non costituisce un elemento sufficiente ad escludere che il parallelismo osservato tra le tre imprese sia frutto di un coordinamento anticoncorrenziale. Da un lato, infatti, il Responsabile Trading di Repower non si limita a chiedere ai propri collaboratori in preparazione della riunione i dati di offerta dell'impianto di EGL, ma anche quelli dell'impianto di Tirreno Power. Dall'altro lato, Tirreno Power aveva un incentivo a partecipare ad una turnazione come quella osservata, costituito dal fatto che, a parità di prezzo

offerto, quello di Napoli Levante era l'impianto con il minimo tecnico più alto e quindi caratterizzato da esborsi più elevati, che avrebbero potuto sfavorirlo nelle selezioni da parte di Terna. A riprova di ciò, si rileva che, dopo la riduzione del minimo tecnico, gli esborsi corrispondenti alle offerte di Napoli Levante si sono progressivamente ridotti con la conseguenza che Napoli Levante è stata avviata più spesso.

202. Tale svantaggio dell'impianto di Napoli Levante era solo parzialmente compensato dall'oggettivo vantaggio derivante dalla maggiore efficacia nella risoluzioni dei problemi di tensione aventi origine sulla rete a 220 kV dell'area di Napoli. Infatti, Tirreno Power non poteva sapere in quel momento (primi mesi del 2010) con quale frequenza i problemi di tensione avrebbero avuto questa origine durante il resto dell'anno, considerato peraltro che, a fronte dei 6 avviamenti su MSD *ex-ante* ottenuti con l'impianto di Napoli tra il 1/1 e il 18/4/2010, nel corso di tutto il 2009 era stato avviato soltanto 9 volte, in presenza di un ben più frequente avviamento su MGP. Tirreno Power avrebbe potuto speculare che l'impianto di Napoli sarebbe stato avviato con la stessa frequenza fino all'operatività del nuovo minimo tecnico e nel resto dell'anno soltanto se avesse saputo che EGL non avrebbe offerto Sparanise su MGP – informazione di cui tuttavia non disponeva.

Peraltro, quando, nel corso della seconda metà del 2011, Tirreno Power ha avuto la chiara percezione che i problemi di tensione provenivano sistematicamente dall'area di Napoli, non ha esitato a sfruttare tale vantaggio, fissando prezzi talmente elevati da indurre Terna a proporre all'AEEG l'assoggettamento di Napoli Levante al cd regime degli impianti essenziali.

203. Contrariamente a quanto sostenuto da Tirreno Power, la sua partecipazione ad una concertazione con EGL e Repower non è in contraddizione con l'effettuazione di investimenti per ridurre il minimo tecnico del proprio impianto, atteso che la riduzione del minimo tecnico conferisce una maggiore flessibilità di funzionamento all'impianto, particolarmente utile in periodi di domanda più bassa e variabile ed è quindi una scelta indipendente dall'esistenza di una concertazione. D'altro canto, come osservato da Tirreno Power stessa, il funzionamento al minimo tecnico comporta maggiori oneri ambientali e in alcuni giorni festivi la società potrebbe essere indotta ad innalzare il livello minimo di produzione, comunicando tale variazione a Terna via RUP.

La riduzione del minimo tecnico, in ogni caso, è stata operativa solo dalla

seconda metà di luglio 2010. Solo a partire da questo periodo, quindi, il minor minimo tecnico può aver ridotto gli incentivi di Tirreno Power alla concertazione delle offerte con le altre imprese.

204. Infine, l'assenza agli atti del procedimento di elementi di riscontro oggettivo successivi al 9/5/2010 non sorprende, in quanto lo stesso insieme di Regole era stato disegnato in modo da non richiedere contatti per identificare il vincitore del singolo turno. La trasparenza del mercato ha sostituito infatti i contatti altrimenti necessari tra le imprese per scambiarsi informazioni sulle offerte effettuate. Da questo punto di vista, anzi, è possibile affermare che l'assenza rilevata appare coerente con le peculiari caratteristiche del mercato e della concertazione.

205. L'evidenziarsi di comportamenti e perturbazioni che le Regole non potevano gestire senza l'ausilio di espliciti contatti tra le imprese appare invece un elemento che ha facilitato il venir meno del parallelismo di comportamenti dopo la deviazione di EGL.

VI.4.3 Assenza di spiegazioni alternative

206. Dalle Risultanze Istruttorie emerge con chiarezza come il parallelismo di comportamenti non abbia una plausibile spiegazione alternativa alla concertazione.

207. *In primo luogo*, infatti, le spiegazioni alternative fornite dalle Parti appaiono incoerenti e speculative. La spiegazione alternativa delle modalità di presentazione delle offerte presentata da Repower mira a dimostrare che le medesime offerte effettuate su MSD ex ante dal proprio impianto di Teverola avrebbero potuto essere basate sulle sole informazioni aggregate relative al giorno festivo precedente, piuttosto che al festivo F-2 (cd festivo di riferimento). Ciò significa che la società avrebbe fatto un uso inefficiente delle informazioni a disposizione – di cui invece la società era ben al corrente, come si desume dalle richieste preparatorie all'incontro con EGL –, cosa peraltro smentita dal fatto che la stessa descrizione alternativa non può evitare di utilizzare in alcuni casi – p.es., 6/6, 13/6, 15/8, 25/7 – le informazioni relative al festivo F-2. Inoltre, la spiegazione di Repower trascura che i dati aggregati relativi al giorno festivo precedente sono riferiti a tutta la zona Centro-Sud (mentre Repower il 14 aprile aveva discusso con EGL le sole offerte relative agli impianti di Sparanise, Teverola e Napoli Levante), il che rende poco credibile l'intera descrizione e porta a descrizioni di condotte prive di fondamento, come nel caso della formulazione delle offerte per il 4 aprile 2010.

208. Nel caso di EGL, la spiegazione alternativa proposta implica un andamento delle offerte di carattere casuale che mal si concilia con la regolarità delle aggiudicazioni nel periodo maggio-luglio.

209. Per quanto riguarda la spiegazione alternativa offerta da Tirreno Power, essa appare in grado di giustificare il rispetto della prima regolarità da parte delle sue offerte, ma non il rispetto della Regola 1 – ossia il riferimento al festivo di riferimento F-2 – né il rispetto della Regola 3, né il mantenimento tra il 2/6 e il 13/6 di livelli di prezzo largamente superiori a quelli ai quali Terna aveva selezionato offerte di accensione – e quindi ai quali Tirreno Power non avrebbe mai potuto sperare di “intercettare” la domanda di Terna.

210. In definitiva, l’alternanza degli avviamenti a programma tra le Parti e l’andamento delle offerte non possono essere ritenuti un portato delle sole condizioni strutturali e della sola trasparenza del mercato.

La trasparenza del mercato è stata, invece, utilizzata dalle Parti come elemento facilitante la concertazione che avevano deciso di porre in essere e il monitoraggio di eventuali comportamenti devianti.

211. *In secondo luogo*, la turnazione emerge ad inizio maggio 2010 senza alcun periodo preparatorio (senza cioè alcuna fase di adattamento reciproco tipico della collusione tacita)¹³⁰. Prima del 9/5, infatti, le offerte non seguono le regolarità e le Regole evidenziate.

Inoltre, la prima tripletta segue un periodo di chiamate multiple, che non poteva fornire una chiara offerta di riferimento.

212. Giova a tal proposito ricordare come il mercato degli avviamenti degli impianti del *cluster* campano su MSD *ex-ante* sia nato soltanto nel gennaio 2010, a seguito della riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, e che soltanto a seguito della realizzazione, da parte di EGL, che l’offerta su questo mercato nei giorni festivi sarebbe stata più conveniente di quella su MGP (aprile 2010), è emerso l’oggetto di un profittevole coordinamento – la domanda di servizi di accensione nel *cluster* campano nei giorni festivi da parte di Terna per far fronte ai noti problemi di tensione che affliggono la rete campana in condizioni di bassa domanda.

Nel corso della discussione delle modalità di accettazione delle offerte di avviamento su MSD *ex-ante* da parte di Terna – oggetto dell’incontro del 14 aprile tra EGL e Repower – tali opportunità sono certamente state rilevate, innescando una concertazione volta al loro sfruttamento collettivo che ha portato al disegno delle Regole individuate nelle Risultanze Istruttorie.

¹³⁰ Repower interpreta alcune offerte di EGL nella fase precedente l’inizio del cartello come degli “esperimenti”. Se ciò fosse vero, tale comportamento non sarebbe incoerente con la concertazione.

213. In un contesto, il fatto che la turnazione abbia inizio il 9/5/2010 non appare casuale, ma diretto a sfruttare l'indisponibilità dell'impianto di Repower di Teverola dal 3/5 al 16/5 per facilitare il coordinamento iniziale tra EGL e Tirreno Power. Peraltro, tale indisponibilità era stata fissata dal 2/5 al 16/5 nell'aggiornamento del piano delle indisponibilità del 16/4, e poi spostata al periodo 3/5 – 16/5.

214. In definitiva, quindi, il 9/5 costituisce un'evidente e giustificata soluzione di continuità nell'andamento delle offerte, frutto dei contatti e della concertazione avvenuti nelle settimane precedenti.

215. *In terzo luogo*, a partire dal 9/5 la turnazione e le Regole vengono seguite fedelmente e portano ad una ripartizione praticamente perfetta degli avviamenti su MSD *ex-ante* fino all'inizio di agosto, quando, a seguito della scoperta della deviazione di EGL, le imprese abbandonano progressivamente la condotta concertata.

216. *In quarto luogo*, nel periodo interessato dall'intesa i prezzi di aggiudicazione del servizio di accensione nel *cluster* campano sono risultati superiori a quelli registrati nel periodo precedente e a quello successivo all'intesa.

In particolare, nel periodo della turnazione essi sono risultati del 16% in media superiori al livello di riferimento indicato da Tirreno Power – il prezzo variabile stimato per le Unità essenziali – mentre sia prima che dopo risultano al di sotto di questo *benchmark*.

Nel periodo successivo alla cessazione dell'intesa essi si sono mantenuti al di sopra del livello di 200 €/MWh indicato da Tirreno Power quale livello minimale per compensare i mancati guadagni su MGP, a testimonianza della maggiore conoscenza del mercato e delle rispettive strategie maturata nel corso dell'intesa.

217. Tale andamento dei prezzi di aggiudicazione si riscontra nonostante essi mostrino la tendenza decrescente rilevata dalle Parti e indicata quale elemento che dimostrerebbe l'assenza di una concertazione.

In realtà, come emerge chiaramente dalla fig. 5, è lo stesso benchmark di riferimento che risulta più basso nel periodo maggio-settembre rispetto agli altri periodi del 2010, per cui alla tendenza decrescente mostrata dai prezzi di aggiudicazione non può attribuirsi alcuna valenza a confutazione dell'esistenza di una concertazione.

218. L'andamento dei prezzi trova riscontro in quello dei margini, che risultano più elevati nel periodo interessato dall'intesa.

219. Quanto alle contestazioni delle Parti, secondo cui la differenza tra i

prezzi registrati nel corso del periodo interessato dall'intesa e il periodo successivo sarebbe troppo piccola per indicare una concertazione e tali prezzi risulterebbero comunque inferiori a quelli registrati in alcuni festivi di aprile, si rileva quanto segue.

220. La prima censura è priva di fondamento, in quanto, in linea generale, una concertazione tra imprese concorrenti non deve necessariamente condurre alla fissazione di prezzi pari o prossimi a quelli di monopolio, a causa dei problemi di coordinamento propri di un accordo collusivo. Un prezzo di monopolio, infatti, è sostenibile per un cartello soltanto quando i partecipanti valutano sostanzialmente allo stesso modo i profitti presenti e quelli futuri¹³¹ e non è necessario ridurre il prezzo collusivo al fine di ridurre gli incentivi a deviare¹³² – una situazione che si presenta solo raramente nei mercati reali.

Nel caso di specie, peraltro, giova ricordare che l'intesa trova la sua giustificazione nelle opportunità offerte da MSD in un contesto di crescente deterioramento dei margini su MGP – spesso negativi anche nei giorni feriali; in tale contesto, MSD ex ante rappresenta una fonte importante di profitti, necessaria a riequilibrare l'intero conto economico aziendale delle imprese e quindi l'obiettivo primario di una concertazione è la certezza di un flusso di profitti in grado di assicurare la copertura dei costi fissi non più garantita da MGP.

221. Infine, contrariamente a quanto sostenuto da EGL, il fatto che Tirreno Power nella seconda metà del 2011 abbia potuto fissare un prezzo di oltre il 40% superiore a quello registrato nel 2010 non indica l'assenza di una pratica concordata nel periodo in esame, in quanto tale aumento non solo è per due terzi giustificato dall'aumento del costo del combustibile¹³³, ma riflette la posizione di monopolista in cui Tirreno Power si è trovata a causa dell'aggravamento dei problemi di tensione in Campania, che ha indotto Terna ad accettare le offerte di Tirreno Power anche fuori dell'ordine di merito.

222. A tali elementi, a supporto dell'esistenza di una pratica concordata, va infine aggiunta la circostanziata denuncia anonima ricevuta dall'Autorità, il cui valore sta non tanto nell'indicazione di una determinata persona come organizzatrice dell'intesa – elemento, questo, che potrebbe certamente attenere alla campagna denigratoria su cui ha messo l'accento Repower -,

¹³¹ In termini tecnici, il fattore di sconto dei profitti futuri deve essere uguale o molto vicino a 1.

¹³² Maggiore il prezzo collusivo, maggiore la differenza rispetto al prezzo che prevarrebbe in assenza di collusione e quindi l'incentivo a deviare assicurandosi l'intero profitto di monopolio invece che una parte.

¹³³ Il costo del gas è aumentato nel periodo rilevante di circa il 30%.

quanto nella precisa descrizione dell'esistenza di *“un cartello volto a mantenere alti i prezzi offerti per i servizi di dispacciamento dell'energia elettrica nella zona Centro Sud dove risiede la centrale di Teverola di proprietà di Repower Italia S.p.A.”* e del fatto che *“[l]'accordo raggiunto prevede per le Società interessate di dare la disponibilità a turno per l'accensione delle centrali offrendo i servizi di dispacciamento a prezzi non concorrenziali durante i fine settimana”* – elementi che hanno trovato puntuale conferma nei fatti. Una descrizione di tale precisione non può essere frutto di sola volontà denigratoria, ma deve essere nata dalla osservazione di una precisa realtà fattuale.

VI.4.4 La turnazione come pratica concordata

223. Nel complesso, quindi, il parallelismo di comportamenti osservato, e consistente nell'applicazione perfetta delle Regole nel periodo 9/5 – 11/7/2010, e che ha avuto per effetto una equa ripartizione degli avviamenti a programma su MSD ex ante e dei ricavi a prezzi relativamente elevati, è da ritenere il frutto di una pratica concordata posta in essere da Repower, EGL e Tirreno Power in violazione dell'articolo 2 della legge 287/90.

224. L'equa ripartizione degli avviamenti è una diretta conseguenza della similitudine delle caratteristiche tecniche (minimo tecnico, costi di generazione) dei gruppi di generazione delle tre imprese Parti del procedimento del *cluster* campano.

225. La differente capacità installata – l'impianto di EGL di Sparanise ha due gruppi – non costituisce una motivazione sufficiente per una ripartizione asimmetrica a favore di EGL, essendo la domanda attesa di Terna limitata ad uno solo dei gruppi di Sparanise, come affermato da EGL stessa. La differente capacità installata, tuttavia, ha influito sugli incentivi di EGL ad aderire allo schema di concertazione che sottende la pratica concordata osservata, in quanto la convenienza di EGL a tenere l'impianto di Sparanise spento su MGP dipendeva dalla differenza di prezzo attesa tra MGP e MSD *ex-ante*: al ridursi di questa differenza oltre un certo livello, EGL aveva convenienza a vendere tutta la capacità di Sparanise su MGP ad un prezzo “basso”, piuttosto che il solo minimo tecnico di un'unità su MSD *ex-ante*.

226. Lo schema di turnazione individuato rappresenta un meccanismo collusivo particolarmente attraente sia per la sua semplicità, sia per le caratteristiche che ne riducono l'identificabilità da parte di una Autorità di concorrenza: la sua capacità di produrre una successione non regolare di vincitori e la minimizzazione dei contatti.

227. Le Parti hanno evidenziato alcune imperfezioni nello schema di turnazione individuato nelle CRI, che avrebbero potuto condurre, in specifiche circostanze, a difficoltà nell’attuazione della turnazione. Da ciò discenderebbe l’insufficienza delle Regole individuate a sostenere un accordo collusivo.

Contrariamente a quanto sostenuto dalle Parti, tale circostanza riguarda l’attuazione dell’intesa - e non la sua esistenza - e quindi va ad impattare sulla valutazione della durata e degli effetti dell’intesa, e non può invece in alcun modo incidere sulla natura restrittiva dell’oggetto della stessa; natura restrittiva che discende, invece, dal fatto che il meccanismo di turnazione è stato oggetto di concertazione.

Se così non fosse, infatti, meccanismi collusivi imperfetti o scoperti dalle Autorità di concorrenza nella fase di iniziale sviluppo sarebbero al di fuori della portata dell’art. 2 della legge 287/90, e solo meccanismi forti e già rodati risulterebbero punibili.

228. In ogni caso, il meccanismo di turnazione riguarda le modalità in cui devono essere formulate le offerte per il servizio di accensione in modo da ottenere una turnazione degli avviamenti, e non esauriscono l’insieme di comportamenti che definiscono la pratica concordata identificata, comportamenti che sono descritti diffusamente nelle Risultanze Istruttorie.

Tra questi comportamenti rientra la necessità di “ripetere il turno” in assenza di avviamenti da parte di Terna (quando ciò fosse riscontrabile senza ambiguità dai dati aggregati, come nel caso del 6/6).

229. Con specifico riferimento alle critiche riguardanti l’eccessiva – secondo le Parti - libertà lasciata nel primo, e soprattutto nel secondo turno, alle imprese non vincolate dalla Regola 1, occorre rilevare che, come descritto nelle Risultanze Istruttorie, l’uso di un prezzo di riferimento –implica che le imprese che non intendono vincere un dato turno (quella vincolata dalla Regola 1 e una delle due rimanenti) devono offrire al di sopra del prezzo di riferimento e che, di conseguenza, l’impresa che intende assicurarsi il turno deve offrire al di sotto di tale prezzo.

La presunta indeterminatezza risultante dalla mancante esplicita designazione del vincente nel primo e nel secondo turno di una tripletta è, invece, la risultante della flessibilità dello schema di turnazione, finalizzato innanzitutto a prescrivere comportamenti a coloro che devono astenersi dal vincere un certo turno, in quanto già vincitori di un turno nella tripletta. Tale flessibilità è necessaria per ottenere sequenze non rigide e quindi meno facilmente individuabili.

A riprova, si rileva che l'alternativa formulazione delle Regole prospettata da Repower per eliminare la presunta indeterminatezza della turnazione avrebbe portato a sequenze più rigide¹³⁴ e quindi più facilmente individuabili da un'Autorità di concorrenza.

230. In ogni caso, la configurazione di presunti risultati che il meccanismo di turnazione avrebbe potuto produrre – e che non ha prodotto nel periodo interessato dall'intesa – è irrilevante ai fini dell'accertamento dell'esistenza dell'intesa, attenendo soltanto ai risultati ottenuti da un'intesa comunque esistente e messa in atto.

VI.4.5 La cessazione della concertazione

231. Come descritto nelle Risultanze Istruttorie, EGL nei due festivi del 18 e 25 luglio mette in atto una deviazione dallo schema di equa ripartizione degli avviamenti a programma su MSD *ex ante*, offrendo il proprio impianto su MGP il 18 luglio e poi aggiudicandosi il turno su MSD *ex-ante* il 25 luglio.

232. La prima condotta costituisce una deviazione nel senso che impedisce il manifestarsi della domanda di Terna su MSD *ex ante* a svantaggio delle altre imprese del *cluster*. Essa può risultare influente ai fini della ripartizione delle offerte e quindi “perdonata” dalle altre imprese solo qualora l'impresa i cui impianti sono stati accettati su MGP si comporti come se avesse ottenuto un turno su MSD *ex-ante*, lasciando quindi le altre imprese aggiudicarsi le offerte su MSD *ex-ante* mantenendo l'equa ripartizione dei turni.

233. EGL non ha tuttavia seguito tale comportamento, aggiudicandosi anche il turno successivo all'accensione su MGP, sfruttando il ritardo nella disponibilità delle informazioni disaggregate sulle offerte accettate.

234. Come è noto, la sostenibilità di una strategia collusiva richiede la specificazione del comportamento che dovrà essere tenuto dai partecipanti all'intesa nel caso uno di essi “devii” – il cosiddetto meccanismo di punizione delle deviazioni.

Tale meccanismo può prendere diverse forme, che vanno dall'abbandono della concertazione dopo la scoperta della prima deviazione a vari meccanismi di compensazione, emersi in numerosi cartelli¹³⁵.

¹³⁴ Partendo per esempio da una tripletta ACB, le triplette successive potrebbero essere soltanto del tipo CAB oppure ACB.

¹³⁵ In diversi cartelli indagati dalla Commissione Europea (cloruro di colina (un solvente), acido citrico, lisina, perossidi organici, gluconato di sodio, sorbati, la maggior parte di quelli sulle vitamine e quello del fosfato di zinco) l'accordo prevedeva compensazioni e *buy-backs* per coloro che avessero ecceduto la quota di mercato assegnata. Le imprese monitoravano attivamente le vendite, e non appena si manifestavano degli

235. Nel caso presente, la tempestiva individuazione delle deviazioni (con solo una domenica di ritardo) grazie alla trasparenza del mercato rendeva potenzialmente certa la punizione in breve tempo di eventuali deviazioni, costituendo quindi, di per sé, un deterrente alle deviazioni stesse.

L'evidenza a disposizione permette di affermare che la deviazione di EGL, una volta scoperta (tra il 1° e l'8 agosto, quando anche le offerte del 25/7 divengono note), ha portato, come descritto nelle Risultanze Istruttorie, al progressivo abbandono della turnazione e a una sensibile riduzione dei prezzi offerti – in altri termini, alla cessazione della concertazione delle offerte.

236. L'evidenza disponibile, quindi, pur non permettendo di stabilire con certezza quale meccanismo di punizione fosse stato individuato dalle Parti, appare coerente con un meccanismo di punizione che prevedesse che, alla prima deviazione, l'intesa stessa avrebbe avuto termine, come si è effettivamente verificato.

237. Il fatto che a deviare sia stata proprio EGL non sorprende, dato che, come evidenziato in precedenza, il possesso di due gruppi di generazione a Splanise rendeva per tale società più attraente l'offerta su MGP nei giorni festivi nel caso di domanda prevista – e quindi di prezzi attesi – sufficientemente alti, ma in ogni caso anche per livelli di prezzo attesi che non avrebbero giustificato l'offerta su MGP da parte di Napoli Levante o Teverola.

238. La deviazione di EGL indica tuttavia come il fattore che ha causato la condotta deviante di EGL sia stato un fattore esogeno – un'aspettativa di significativo aumento previsto della domanda festiva su MGP – che ne ha modificato gli incentivi ad aderire alla pratica concertata.

Il progressivo abbandono della concertazione è stato poi facilitato da ulteriori elementi esogeni – quali, in particolare, il successo delle attività di Tirreno Power volte a ridurre il minimo tecnico dell'impianto di Napoli Levante.

VII. GRAVITÀ E DURATA

239. L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90 prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria fino al dieci per

eccessi le imprese colpevoli venivano invitate a “rallentare il passo” (cfr. Harrington J.E., jr (2006), *How Do Cartels Operate ?*, *Foundations and Trends® in Microeconomics*, vol. 2, pp. 1-105, sez. 3.2.1)

cento del fatturato realizzato da ciascuna impresa interessata nell'ultimo esercizio. Secondo la prassi dell'Autorità, conformemente alla giurisprudenza comunitaria¹³⁶, la gravità dell'infrazione contestata deve essere valutata tenendo conto di una pluralità di elementi, tra i quali in particolare la natura dei comportamenti contestati, l'importanza delle imprese coinvolte e la situazione di mercato all'interno della quale è stata commessa la violazione.

240. Quanto alla natura dell'intesa in esame, si osserva che essa consiste in una ripartizione del mercato, una fattispecie specificamente menzionata dall'art. 101(c) TFUE, considerata tra le restrizioni più gravi della concorrenza.

241. Le Parti dell'intesa sono le uniche fornitrici del servizio oggetto dell'intesa, essendo gli impianti del *cluster* campano gli unici in grado di risolvere i problemi di tensione che si verificano nei giorni festivi in Campania e non essendo possibile l'entrata di nuove imprese a motivo dei vincoli tecnici esistenti.

242. Infine, l'intesa ha avuto attuazione, producendo prezzi più elevati del 16% in media superiori al prezzo variabile riconosciuto dalle norme di regolazione vigenti all'epoca alle cd Unità Essenziali, e ha altresì prodotto effetti sulla spesa sostenuta da Terna per l'acquisto dei servizi di dispacciamento – stimabili in un maggior aggravio pari a oltre 900.000 euro, cioè il 5% della spesa sostenuta da Terna nel periodo interessato nel mercato rilevante - e, quindi, sul prezzo pagato da tutti i consumatori nazionali di energia elettrica.

243. Per i motivi suddetti, quindi l'intesa è da ritenere molto grave. *cluster*

244. Con riferimento alla durata dell'infrazione, le evidenze agli atti indicano che essa ha avuto durata estremamente breve, compresa tra la metà di aprile 2010 – quando le imprese hanno avuto contatti volti al coordinamento, con la riunione del 14 aprile tra Repower ed EGL – e l'inizio dell'agosto 2010 – quando tra il 1° agosto e l'8 agosto avviene la scoperta della deviazione di EGL che provoca l'abbandono della concertazione.

VIII. QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE

245. Una volta accertate la gravità e la durata dell'infrazione posta in essere

¹³⁶ Cfr. Corte di Giustizia, 15 luglio 1970, causa C-45/69, *Boehringer*, in Racc. 1970; Corte di Giustizia, 7 giugno 1983, cause riunite C-100 e 103/80, *Musique Diffusion Française*, in Racc. 1983; Corte di Giustizia, 9 novembre 1983, causa C-322/81, *Michelin*, in Racc. 1983.

dalle parti del procedimento, ai fini dell'individuazione dei criteri di quantificazione della sanzione, occorre tenere presente la Comunicazione della Commissione 2006/C 210/02 "Orientamenti per il calcolo delle ammende inflitte in applicazione dell'articolo 23, par. 2, lettera a), del Regolamento CE n. 1/2003".

246. Al fine di quantificare la sanzione, ai sensi dell'articolo 11 della legge n. 689/1981, come richiamato dall'articolo 31 della legge n. 287/90, devono esser considerati la gravità della violazione, le condizioni economiche, il comportamento delle imprese coinvolte e le eventuali iniziative volte a eliminare o attenuare le conseguenze delle violazioni. Alla luce di tali criteri, si determinano gli importi delle sanzioni comminabili alle parti, prendendo anche in debita considerazione l'effettiva capacità economica delle parti di pregiudicare, in modo significativo, il gioco concorrenziale.

247. Relativamente alla gravità dell'infrazione, nel richiamare le considerazioni già svolte, si rileva che l'infrazione in esame è consistita in un'intesa tra i tre operatori, volta al coordinamento delle proprie offerte di accensione presentate su MSD *ex-ante* nei giorni festivi, al fine di ripartirsi equamente gli avviamenti richiesti da Terna.

Tale intesa ha interessato tutte le imprese operanti nel mercato rilevante. Essa ha avuto un impatto sensibile sulla spesa di Terna per l'acquisto del servizio di accensione al minimo tecnico su MSD *ex-ante* nei giorni festivi nel *cluster* campano, che tuttavia rappresenta solo una piccola porzione della spesa complessiva di Terna su MSD *ex-ante*.

Essa configura quindi una violazione molto grave della concorrenza, pur avendo avuto una durata breve (dalla metà di aprile alla seconda domenica di agosto) e un impatto limitato.

248. Quanto poi al ruolo e alla partecipazione delle singole imprese al disegno collusivo, dalle evidenze raccolte emerge un differente coinvolgimento delle parti all'intesa.

Infatti, mentre Repower ed EGL, dopo i primi contatti dell'inizio di aprile, si sono incontrate il 14 aprile per discutere delle offerte su MSD *ex-ante* nei fine settimana da parte degli impianti del *cluster* campano, Tirreno Power è stata coinvolta nell'intesa solo successivamente, essendo la sua partecipazione alla pratica concordata desumibile solo dal concreto comportamento di mercato.

Sulla base dell'evidenza a disposizione, quindi, Tirreno Power ha dato un contributo minore all'intesa e vi ha partecipato per meno tempo.

249. La sanzione da irrogare deve essere quantificata tenendo conto, da un

lato, dell'effettiva capacità economica di ciascuna impresa di pregiudicare in modo significativo la concorrenza e, dall'altro, della necessità di fissare un importo che abbia un'adeguata efficacia deterrente per ogni impresa.

250. Tenuto conto degli Orientamenti contenuti nella citata Comunicazione della Commissione per il calcolo delle ammende, per calcolare l'importo base della sanzione si è preso a riferimento il valore delle vendite dei beni a cui l'infrazione si riferisce, ossia il valore dei ricavi realizzati attraverso la vendita del servizio di accensione su MSD *ex-ante* nei giorni festivi nel 2010. Nello specifico, tale valore è pari a:

- 21.231.186 euro per Repower Italia;
- 27.316.900 euro per Tirreno Power;
- 16.077.880 euro per EGL Italia.

251. Sulla base delle considerazioni sopra svolte in merito alla gravità dell'infrazione, e tenuto conto del suo impatto limitato sul mercato e sulla spesa di Terna – e quindi, in ultima analisi, dei consumatori –, appare congruo fissare l'importo base della sanzione nel 2% del fatturato del mercato rilevante, corrispondente a:

- 424.624 euro per Repower Italia;
- 546.338 euro per Tirreno Power;
- 321.558 euro per EGL Italia.

252. In ragione della breve durata dell'infrazione, questi importi possono essere ridotti in misura pari al 75%, ottenendo quindi i seguenti importi per la sanzione base:

- 106.156 euro per Repower Italia;
- 136.586 euro per Tirreno Power;
- 80.389 euro per EGL Italia.

253. In ragione della minore partecipazione all'intesa, la sanzione a Tirreno Power può essere ridotta in misura pari al 15%.

254. Con riguardo alle condizioni economiche delle imprese, si rileva che Repower ha chiuso il bilancio 2009 in passivo e i bilanci 2008 e 2010 in attivo, mentre EGL e Tirreno Power hanno chiuso gli ultimi tre bilanci (2009, 2010, 2011) in utile.

255. In considerazione di tutto ciò, gli importi finali delle ammende sono fissati in:

- 106.156 euro per Repower Italia;
- 116.097 euro per Tirreno Power;
- 80.389 euro per EGL Italia.

256. Tali importi sono inferiori al massimo applicabile, pari al 10% del

fatturato totale realizzato nell'esercizio 2011, e risultano peraltro inferiori alla stima della maggior spesa sostenuta da Terna a seguito della concertazione.

Tutto ciò premesso e considerato;

DELIBERA

a) che le società Repower Italia S.p.A., EGL Italia S.p.A. e Tirreno Power S.p.A. hanno posto in essere un'intesa restrittiva della concorrenza ai sensi dell'articolo 2 della legge 287/90, consistente in una ripartizione degli avviamenti a programma su MSD *ex-ante* nei giorni festivi degli impianti del *cluster* campano attraverso l'adesione ad un insieme di Regole per la formulazione delle offerte nel periodo 14 aprile – 8 agosto 2010;

b) che le società di cui al punto a) si astengano in futuro dal porre in essere comportamenti analoghi a quelli oggetto dell'infrazione accertata;

c) che, in ragione di quanto indicato in motivazione, vengano applicate le sanzioni amministrative pecuniarie alle società nella misura seguente:

- Repower Italia S.p.A.: 106.156 euro;
- Tirreno Power S.p.A.: 116.097 euro;
- EGL Italia S.p.A.: 80.389 euro.

Le sanzioni amministrative di cui alla precedente lettera c) devono essere pagate entro il termine di novanta giorni dalla notificazione del presente provvedimento, utilizzando l'allegato modello F24 con elementi identificativi, di cui al Decreto Legislativo n. 241/1997. Tale modello può essere presentato in formato cartaceo presso gli sportelli delle banche, di Poste Italiane e degli Agenti della Riscossione. In alternativa, il modello può essere presentato telematicamente, con addebito sul proprio conto corrente bancario o postale, attraverso i servizi di *home-banking* e CBI messi a disposizione dalle banche o da Poste Italiane, ovvero utilizzando i servizi telematici dell'Agenzia delle Entrate, disponibili sul sito *internet* www.agenziaentrate.gov.it.

Ai sensi dell'articolo 37, comma 49, del decreto-legge n. 223/2006, i soggetti titolari di partita IVA, sono obbligati a presentare il modello F24 con modalità telematiche.

Decorso il predetto termine, per il periodo di ritardo inferiore ad un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento. In caso di ulteriore ritardo nell'adempimento, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, della legge n. 689/81, la somma dovuta per la sanzione irrogata è maggiorata di un decimo per ogni semestre a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino a quello in cui il ruolo è trasmesso al concessionario per la riscossione; in tal caso la maggiorazione assorbe gli interessi di mora maturati nel medesimo periodo.

Degli avvenuti pagamenti deve essere data immediata comunicazione all'Autorità, attraverso l'invio di copia del modello attestante il versamento effettuato.

Ai sensi dell'articolo 26 della medesima legge, le imprese che si trovano in condizioni economiche disagiate possono richiedere il pagamento rateale della sanzione.

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

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 135, comma 1, lettera *b*), del Codice del processo amministrativo (Decreto Legislativo 2 luglio 2010, n. 104), entro sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso, ovvero può essere proposto ricorso straordinario al Presidente della Repubblica ai sensi dell'articolo 8 del Decreto del Presidente della Repubblica 24 novembre 1971, n. 1199, entro il termine di centoventi giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE

Roberto Chieppa

IL PRESIDENTE

Giovanni Pitruzzella

Sommario

I. PREMESSA	2
II. LE PARTI	2
III. IL PROCEDIMENTO	4
III.1 Gli accertamenti successivi alla denuncia	4
III.2. L'avvio del procedimento e lo svolgimento dell'istruttoria	6
IV. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE	8
IV.1: il ruolo di SET e Calenia	8
IV.2. Il mercato dei servizi di dispacciamento	9
IV.3 Il livello di trasparenza nei mercati a pronti dell'energia elettrica	12
IV.4 Avviamenti a programma su MSD ex-ante, cluster e controllo della tensione	13
IV.4.1 I criteri di selezione delle offerte AS da parte di Terna	13
IV.4.2 La regolazione della tensione	16
IV.5 Il cluster campano.....	18
IV.5.1. Gli impianti presenti nella zona Centro-Sud	18
IV.5.2 I problemi di tensione in Campania e il cluster campano	19
IV.5.3 La relazione tra fabbisogno e accensioni degli impianti del cluster campano	21
IV.6 La sostituibilità tra gli impianti del cluster campano e gli altri impianti della zona Centro-Sud.....	24
IV.6.1 La sostituibilità tra gli impianti campani	24
IV.6.2 La sostituibilità con gli impianti del cluster Alto Lazio	26
IV.7. I contatti tra le società e l'attività di monitoraggio reciproco.....	27
IV.7.1 I contatti tra EGL e Repower	27
IV.7.2 I contatti tra EGL e Tirreno Power.....	29
IV.7.3 Il monitoraggio reciproco	30
IV.8: l'andamento delle offerte di accensione presentate dagli impianti del cluster campano	31
IV.8.1 Le offerte accettate da Terna nel cluster campano nei giorni festivi	31
IV.8.2 Prezzi e margini	34
IV.8.3 Il mutamento delle strategie di offerta nel corso del 2010	38
IV.8.4 Le regolarità riscontrate nelle offerte presentate nei giorni festivi.....	39
IV.8.5: le regole della turnazione individuata	45
IV.8.6: il concreto svolgimento della turnazione	49
V. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI.....	56
V.1 Sulla prova della pratica concordata	56
V.1.1 Insufficienza degli elementi oggettivi	56
V.1.2 Liceità dei contatti	56
V.1.3 Inaffidabilità della denuncia	57
V.1.4 Assenza di elementi diretti di coinvolgimento di Tirreno Power	57
V.2. Sul mercato rilevante.....	57
V.3. Sull'andamento del mercato	60
V.3.1 Andamento concorrenziale del mercato	60
V.3.2 La scarsa remuneratività di MGP ed il cambio di strategia di EGL.....	61
V.4 Impossibilità di coordinamento a causa dell'imprevedibilità di Terna.....	62
V.5 Sull'insufficienza delle regole individuate a sostenere una collusione	64
V.5.1 Le regole non sarebbero in grado di produrre una turnazione	64
V.5.2 Assenza di un meccanismo di punizione delle deviazioni	65
V.5.3 Esiti incoerenti con collusione	65
V.6 Esistenza di spiegazioni alternative.....	66
VI. VALUTAZIONE GIURIDICA	69
VI.1: Il mercato rilevante.....	69
VI.1.1 MSD è un mercato distinto dal mercato all'ingrosso dell'energia elettrica	69
VI.1.2 I diversi servizi offerti su MSD possono costituire mercati rilevanti distinti	71
VI.1.3 L'estensione geografica e temporale del mercato rilevante.....	72
VI.2 La consistenza dell'intesa	73
VI.3 Le caratteristiche del mercato rilevante che favoriscono la collusione.....	73
VI.4. L'intesa contestata	75
VI.4.1: la pratica concordata.....	75
VI.4.2 Elementi oggettivi: i contatti tra le Partii	76
VI.4.3 Assenza di spiegazioni alternative	80
VI.4.4 La turnazione come pratica concordata.....	84
VI.4.5 La cessazione della concertazione	86
VII. GRAVITÀ E DURATA.....	87
VIII. QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE	88