

VERSIONE NON CONFIDENZIALE

I - 721 TOLLING EDIPOWER

PROPOSTA DI IMPEGNI EX ART. 14-TER, LEGGE N. 287/1990

3 MAGGIO – 26 LUGLIO 2010



FRESHFIELDS BRUCKHAUS DERINGER
Studio Legale

A handwritten signature in dark ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to be a single, fluid stroke.

I. NUMERO DEL PROCEDIMENTO

I - 721 TOLLING EDIPOWER

II. PARTI DEL PROCEDIMENTO

Edipower S.p.A.	Iren S.p.a. (già Iride S.p.A.)
	Iren Mercato S.p.a. (già Iride Mercato S.p.A.)
	Alpiq Holding S.A.
A2A S.p.A.	Alpiq Energia Italia S.p.A.
A2A Trading S.r.l.	

III. FATTISPECIE CONTESTATA

1. Con il provvedimento di avvio n. 20708 del 27 gennaio 2010 (*Provvedimento*), l'Autorità Garante della Concorrenza e del mercato (*AGCM*) ha ipotizzato la violazione da parte delle imprese sopra individuate dell'articolo 101, paragrafo 1, del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (*TFUE*), avviando un procedimento istruttorio ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, nei confronti delle suddette società.

2. L'infrazione ipotizzata consisterebbe nell'asserito coordinamento delle politiche di offerta dei *toller* di Edipower volto ad influenzare le quantità e, quindi, i prezzi di vendita dell'energia elettrica nella macrozona Sicilia, in un contesto di mercato caratterizzato da un elevato grado di concentrazione, nonché da condizioni di scarsità di offerta rispetto al fabbisogno.

IV. MERCATI INTERESSATI

3. Nel Provvedimento il mercato rilevante viene preliminarmente individuato in quello della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, ovvero il mercato del giorno prima (*MGP*). Tuttavia, tenuto conto dell'oggettiva interdipendenza tra tale mercato e il mercato dei servizi per il dispacciamento (*MSD*) e delle strategie degli operatori sui due mercati, anche l'*MSD* è indicato come un mercato potenzialmente rilevante per l'esame delle condotte dei *toller*.

4. Dal punto di vista geografico, risulta precisato che, essenzialmente, anche in considerazione della relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (*AEEG*) che ha dato origine alla presente vicenda, i "comportamenti posti in essere dagli



*operatori oggetto del presente provvedimento riguardano direttamente la macrozona Sicilia*¹.

V. DESCRIZIONE DEGLI IMPEGNI PROPOSTI.

a) Premessa

5. Il procedimento *de quo* è stato avviato in conseguenza della trasmissione a codesta spettabile Autorità, in data 13 agosto 2009, da parte dell'AEEG di una segnalazione² ai sensi dell'articolo 2, comma 33, della legge n. 481/95. Con tale relazione l'AEEG, ad esito della chiusura dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi dell'energia elettrica in Sicilia relativamente al periodo tra la fine del 2008 e gli inizi del 2009, evidenziava alcune preliminari conclusioni circa l'analisi degli asseriti effetti delle condotte dei *toller* di Edipower sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica limitatamente alla macrozona Sicilia nei mesi di novembre e dicembre 2008 e gennaio 2009.

6. Nel Provvedimento, l'AGCM ha formulato un'ipotesi istruttoria fondata sulle conclusioni preliminari raggiunte dalla relazione dell'AEEG citata, ipotizzando l'esistenza di un coordinamento tra i *toller* il quale emergerebbe *"...da un evidente parallelismo nei rispettivi profili orari di trattenimento della capacità disponibile..."* nonché dalla circostanza che *"... il trattenimento di capacità dei toller sembrerebbe proporzionato alla quota di energia spettante a ciascuno ai sensi dell'Accordo di tolling"*. Da ciò l'AGCM trae il *"...sospetto che l'attività di coordinamento dei toller di Edipower possa essere finalizzata alla riduzione concordata delle quantità offerte sul MGP al fine di innalzare il livello del prezzo zonale sul mercato siciliano"*. Infine, l'AGCM segnala che *"il funzionamento dell'Accordo di tolling, nei termini in cui è stato comunicato all'Autorità dalle parti nel 2003, non sembra giustificare i comportamenti osservati sul mercato siciliano nel trimestre novembre 2008- gennaio 2009"* in quanto sulla base delle informazioni allora prodotte dalle parti, *"il sistema informativo di comunicazione non permetterebbe uno scambio di informazioni tra i toller circa le strategie di offerta effettuate dagli altri"*.

7. Sulla base di queste premesse, l'AGCM è quindi pervenuta ad ipotizzare che *"[l]e evidenze a disposizione conducono pertanto a ritenere che i toller abbiano posto in essere, in prima approssimazione sul MGP, ma probabilmente anche sul MSD, un'intesa restrittiva ai sensi dell'articolo 101, paragrafo 1, del TFUE"*.

8. Iren S.p.A. (già Iride S.p.A) e Iren Mercato S.p.A. (già Iride Mercato S.p.A.) (di seguito le *Società*) ritengono tali ipotesi accusatorie destituite di ogni fondamento. Le caratteristiche del mercato zonale della Sicilia, infatti, con particolare riferimento al livello dei prezzi, sono invero imputabili a cause strutturali esogene, diverse ed indipendenti dalla condotta di una parte degli operatori ivi presenti quali sono i *toller*

¹ Cfr. para. 27.

² *"Relazione Tecnica sugli esiti dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia ed alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009"* (allegato A alla delibera VIS. 3/09) notificato alle parti del procedimento, unitamente al Provvedimento d'avvio della stessa.



di Edipower. Pertanto, le Società ribadiscono la piena conformità della loro condotta alla normativa nazionale e comunitaria posta a tutela della concorrenza.

9. Ciò premesso, le Società, al solo fine di proporre delle soluzioni che possano far venire meno i profili evocati dall'AGCM nel Provvedimento in relazione al mercato zonale della Sicilia, e senza che ciò possa essere in alcun modo interpretata come ammissione di colpevolezza, ritengono opportuno presentare le proposte di impegni qui di seguito descritti, ai sensi e per gli effetti dell'art. 14-ter della legge n. 287/90. Le Società si obbligano ad assumere i suddetti impegni se ed in quanto gli stessi verranno accettati da codesta rispettabile Autorità con il provvedimento di cui all'art. 14-ter, comma primo, Legge n. 287/1990.

b) Gli impegni proposti

10. Le Società propongono due impegni tra loro collegati e relativi entrambi al mercato geografico della Sicilia, definiti congiuntamente alle altre parti del procedimento.

Impegni strutturali

11. Il primo impegno ha ad oggetto l'affidamento ad un unico soggetto dell'approvvigionamento dei combustibili e della definizione e formulazione delle offerte nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento relativamente all'impianto di San Filippo del Mela.

12. L'affidamento avverrà a favore di Edipower S.p.a., con conseguente disapplicazione del contratto di *tolling* con riguardo all'impianto sopra indicato. L'impegno comporta che cessino di avere applicazione per l'impianto di San Filippo del Mela le modalità operative attualmente imposte dalla ripartizione della capacità produttiva dell'impianto tra i quattro *toller*, compresa l'identificazione, durante il collegio tecnico settimanale tra i *toller*, delle unità di San Filippo del Mela previste in servizio.

Impegni comportamentali

13. Prima di introdurre la proposta delle Società relativamente al rimedio di natura comportamentale che si intende proporre unitamente a quello sopra descritto di natura strutturale, si ritiene opportuna una breve descrizione del contesto normativo e regolamentare su cui tale secondo impegno si innesterà. La presente proposta presuppone tale quadro normativo.

a) Sintesi del quadro normativo e regolamentare in materia di risorse essenziali per il Servizio Elettrico

14. La gestione delle risorse essenziali per la sicurezza del Sistema Elettrico è regolata dalla Delibera dell'AEEG n. 111/06, la quale è stata innovata dalla Delibera ARG/elt n. 52/09, adottata a seguito dell'entrata in vigore della Legge n. 2 del 28 gennaio 2009 (*Legge n. 2/09*).

15. In particolare, per quanto in questa sede rilevante, la Legge n. 2/09, all'articolo 3, comma 11, ha previsto che l'AEEG, sentito il Ministero dello Sviluppo Economico, adeguasse le proprie deliberazioni, anche in materia di dispacciamento di energia elettrica, a certi principi e criteri direttivi, tra cui quello di cui alla lettera a) del medesimo comma il quale prevede che *"...i soggetti che dispongono singolarmente di impianti o di raggruppamenti di impianti essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, come individuati sulla base dei criteri fissati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas [...], sono tenuti a presentare offerte nei mercati alle condizioni fissate dalla medesima Autorità per l'energia elettrica e il gas, che implementa meccanismi puntuali volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori: in particolare, sono essenziali per il fabbisogno dei servizi di dispacciamento, limitatamente ai periodi di tempo in cui si verificano le condizioni di seguito descritte, gli impianti che risultano tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale per significativi periodi di tempo"*.

16. Successivamente all'approvazione della Legge n. 2/09, l'AEEG ha adottato la Delibera Arg/elt n. 52/09, con la quale ha modificato le disposizioni della Delibera n. 111/06 relativamente alla disciplina delle risorse essenziali per la sicurezza del sistema.

17. In particolare, l'attuale quadro regolamentare di riferimento prevede che un impianto sia essenziale quando, in sua assenza, *"...non sia possibile, nell'anno solare successivo, assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico"*³. A tal proposito, Terna Spa (*Terna*), in qualità di gestore della rete di trasmissione, redige e pubblica sia un apposito elenco in cui ricomprende gli impianti essenziali⁴, sia una relazione inviata agli utenti del dispacciamento⁵ con riferimento agli impianti essenziali nella loro disponibilità. In tale ultima relazione Terna indica tra le altre cose *"i periodi dell'anno e le condizioni in cui Terna si attende che ciascuno degli impianti singolarmente essenziali risulti necessario per la gestione delle congestioni, per la riserva, per la regolazione della tensione, per il soddisfacimento a programma della domanda attesa senza ricorrere ai distacchi di carico e/o per l'approvvigionamento di altre risorse, specificando quali, ai fini della gestione in sicurezza del sistema"* nonché *"una stima del probabile utilizzo degli impianti essenziali distintamente, per quanto possibile, per i diversi periodi di tempo"*⁶.

b) *Il regime ordinario di remunerazione delle unità produttive indispensabili*

18. Le informazioni ricomprese in tale relazione di Terna hanno anche la funzione di permettere all'utente del dispacciamento (*UdD*) titolare di impianti ritenuti essenziali

³ Art. 63.2, Delibera n. 111/06.

⁴ Art. 63.1, Delibera n. 111/06.

⁵ Artt. 63.9 e 63.10, Delibera n. 111/06.

⁶ Art. 63.10, Delibera n. 111/06.



la scelta tra due modalità di remunerazione previste per tali impianti. Con riferimento a tali modalità alternative la delibera n. 111/06 prevede:

- la possibilità di chiedere all'AEEG l'ammissione alla *reintegrazione dei costi* di generazione per il periodo di efficacia delle nomine contenute nell'elenco degli impianti essenziali. In tale caso l'AEEG determina uno specifico corrispettivo pari alla differenza tra i costi (fissi e variabili) di produzione riconosciuti all'impianto di produzione ed i ricavi dallo stesso conseguiti⁷; ovvero,
- in alternativa, il diritto per l'UdD di ciascun impianto di generazione qualificato come essenziale di ricevere un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante per cui Terna Spa abbia imposto vincoli di offerta in relazione al medesimo e per le quantità oggetto dei medesimi vincoli, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto alle unità di produzione di detto impianto, come definito dall'AEEG, ed i ricavi percepiti.

19. A seconda che l'impianto in questione sia ammesso o meno alla *reintegrazione dei costi* di generazione, mutano i vincoli cui esso è sottoposto.

20. Infatti,

- o per gli impianti **non ammessi** alla *reintegrazione dei costi*, ai sensi dell'art. 64, Terna comunica all'UdD di uno o più impianti di produzione essenziali, "*con adeguato anticipo rispetto al termine di chiusura del [MGP]*" quali di detti impianti di produzione od insiemi di questi sono ritenuti indispensabili per la sicurezza del sistema. L'UdD è quindi tenuto a presentare "*offerte sul mercato del giorno prima, sul mercato di aggiustamento e sul mercato per il servizio di dispacciamento, nel rispetto di vincoli e criteri definiti da Terna con riferimento a ciascun mercato. Tali vincoli e criteri sono comunicati da Terna con modalità e tempi concordati, per quanto possibile, con il medesimo utente del dispacciamento*"⁸. Quanto alla strategia di offerta, il prezzo unitario delle offerte di vendita presentate su MGP e su MA deve essere pari a zero mentre le offerte di acquisto saranno senza indicazione di prezzo. Invece, per vincoli e criteri relativi ad offerte su MSD, essi "*possono essere definiti tenendo conto degli esiti del mercato del giorno prima e del mercato di aggiustamento*". Tuttavia, il prezzo unitario delle offerte di vendita e di acquisto accettate in MSD e corrispondenti alle quantità per cui gli impianti di produzione sono stati ritenuti indispensabili sarà pari al prezzo zonale (**Pzon**)

⁷ Commi da 63.12 a 63.14, Delibera n. 111/06. Il riconoscimento alla reintegrazione dei costi deve essere richiesto dall'UdD interessato entro 30 giorni dal ricevimento della relazione di Terna Spa previa esibizione di una relazione tecnica che "*descriva i costi di produzione e le potenzialità reddituali dell'impianto, anche in considerazione delle previsioni di utilizzo formulate da Terna nella relazione*" (comma 63.11). La richiesta si considera accolta se Terna Spa non comunichi entro 30 giorni dal ricevimento il relativo diniego.

⁸ Tuttavia, Terna **non** può imporre che l'offerta "vincolata" si riferisca a periodi diversi rispetto ai periodi rilevanti del giorno successivo ed ai quantitativi che, nella relazione di cui ai commi 63.9 e 63.10, sia stato previsto sarebbero stati indispensabili per garantire la sicurezza del sistema.

registrato su MGP. A ciò si aggiunga che Terna riconoscerà all'UdD di tale impianto *“un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile riconosciuto alle unità di produzione di detto impianto di produzione come definito dall'Autorità e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima applicata alla quota parte del programma vincolante modificato e corretto di immissione necessaria e sufficiente a rispettare i vincoli ed i criteri definiti da Terna”*;

- per gli impianti **ammessi alla reintegrazione dei costi**, l'art. 65 prevede che il relativo UdD sia obbligato a *“formulare ... offerte sul mercato del giorno prima, sul mercato di aggiustamento e sul mercato per il servizio di dispacciamento, nel rispetto di vincoli e criteri definiti da Terna”*. A tal proposito, Terna può richiedere che tale UdD *“non formuli, con riferimento alle unità di produzione di detto impianto, alcuna offerta”*. In ogni caso, per la definizione dei prezzi e delle quantità per cui l'impianto di produzione è ritenuto indispensabile, l'UdD deve presentare offerte secondo modalità analoghe a quelle sopra descritte per gli impianti non ammessi alla reintegrazione dei costi, ovverosia prezzo pari a zero per offerte di vendita su MGP e su MA e Pzon registrato su MGP per le offerte su MSD. Tuttavia, per gli impianti essenziali ammessi alla reintegrazione dei costi, sono previsti vincoli nell'offerta anche per le ore e le quantità per cui l'impianto non sia ritenuto indispensabile per la sicurezza del sistema, in quanto *“le medesime offerte sono formulate [...] con un prezzo unitario pari al costo variabile riconosciuto di cui al comma 64.8”*, vale a dire il costo variabile riconosciuto dall'AEEG per i relativi impianti di produzione, salvo che Terna non richieda che tali offerte *“siano formulate con un prezzo unitario pari a zero”*.

21. In termini pratici, quindi, l'ammissione alla reintegrazione dei costi comporta vincoli più stringenti in capo al relativo UdD, il quale non può definire liberamente le proprie politiche di prezzo neanche in relazione a quelle quantità e per quelle ore che l'impianto non è stato definito indispensabile da Terna nella relazione di cui al citato art. 63, comma 63.10, della Delibera n. 111/06.

22. A fronte di tale definizione, occorre però tener presente che, ad oggi, non è stato ancora definito dall'AEEG il criterio che sarà applicato per il calcolo dei costi variabili da riconoscere all'UdD interessato. Il Documento di consultazione n. 29/09 del 5 agosto 2009 non ha ancora portato ad alcun provvedimento su tale punto da parte dell'AEEG.

c) Le modalità alternative di cui all'art. 65bis

23. Quanto fin qui descritto riguarda le modalità c.d. “ordinarie” per l'assolvimento degli obblighi di offerta derivanti dalla titolarità di impianti essenziali. Esistono, infatti, anche due ulteriori modalità c.d. “alternative” che sono disciplinate, rispettivamente, ai commi 65bis.1 e 65bis.2 dell'articolo 65bis.

24. In particolare la prima delle due modalità alternative consiste nella sottoscrizione da parte dell'UdD di un apposito contratto con Terna e comporta che nessuno degli

impianti di produzione interessati da tale scelta sia inserito nell'elenco degli impianti essenziali (e quindi assoggettato al relativo regime) per l'anno solare cui il contratto si riferisce. Le due modalità alternative sono di seguito descritte:

- sottoscrivendo un contratto ai sensi del comma 65.bis.1, un UdD si impegna a rendere disponibili a Terna nel MSD predefinite quantità di capacità produttiva "a salire" ovvero "a scendere" ed ad offrirle a un prezzo "a salire" pari a zero e, "a scendere", pari al Pzon del MGP. Le quantità che l'UdD è tenuto a rendere disponibili sono comunque limitate dalla capacità produttiva effettivamente disponibile;
- in alternativa, l'UdD può sottoscrivere con Terna un contratto con cui l'UdD si impegna a mettere a disposizione di Terna nel MSD le medesime quantità "a salire" ed "a scendere" (previste nel caso del contratto ex comma 65.bis.1) ma a prezzi non superiori (inferiori nel caso delle offerte a scendere) a prezzi massimi (minimi rispettivamente) determinati dall'AEEG. Inoltre, sempre con cadenza trimestrale, Terna riconosce all'UdD un importo determinato dall'AEEG in funzione del valore assunto dalle quantità di potenza minima di impegno "a salire" e "a scendere" oltre che, ovviamente, in funzione del valore assunto dai prezzi massimi e minimi.

25. Per entrambe le modalità alternative, l'AEEG, su indicazione di Terna, ha definito con la Delibera ARG/elt n. 162/09:

- le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere oggetto del contratto con Terna (per entrambe le modalità alternativa previste);
- il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui al comma 65.bis.2;
- il corrispettivo da riconoscere all'UdD nel caso di sottoscrizione del contratto di cui al comma 65.bis.2.

d) *L'opzione esercitata da Edipower*

26. Ad oggi Edipower ha esercitato il proprio diritto di optare per la modalità alternativa di cui all'art. 65, comma 65bis.2, della Delibera n. 111/06, stipulando un contratto con Terna con il quale si è obbligata a rispettare i criteri e i vincoli imposti da Terna e sopra descritti per una capacità minima di [CONFIDENZIALE] MW e massima di [CONFIDENZIALE] MW sul mercato dei servizi di dispacciamento. A tal proposito, si fa presente che un solo operatore (Acea Electrabel Trading S.p.A.) e per giunta in relazione ad un impianto di generazione di capacità molto limitata (poco meno di 80 MW)⁹ ha scelto di avvalersi della cd. "modalità ordinaria" di cui all'art. 65 della Delibera n. 111/06.

⁹ A tal proposito, si rinvia l'Allegato 27 del Codice di Rete di Terna in cui alla sezione "Elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido per il 2010" disponibile al link <http://www.terna.it/linkclick.aspx?fileticket=8eCMaOfgXW4%3D&tabid=663>.



27. Si ritiene pertanto che, se le “modalità ordinarie” dovessero essere quelle preferite dal gestore della rete stante l'assoluto controllo sulla gestione degli impianti che tale modalità consente, per la stessa ma opposta ragione essa non rappresenta una scelta accettabile per un operatore. Ciò sia in relazione alla totale eliminazione della libertà economica che comporta, sia allo stato in relazione all'incertezza quanto al riconoscimento dei costi che saranno attribuiti ai soggetti che se ne avvarranno.

28. Ciò appare confermato dal fatto che diversi operatori, tra cui Edipower e il toller maggiore hanno spiegato ricorso dinanzi al T.A.R. Lombardia avverso tale provvedimento chiedendone l'annullamento.

29. Al riguardo si rileva che in data 28 aprile 2010, il TAR Lombardia ha rinviato pregiudizialmente¹⁰ alla Corte Europea di Giustizia la questione circa la compatibilità della legge n. 2/2009 (di conversione del decreto legge n. 185 del 29 novembre 2008) con gli artt. 23, 43, 49 e 56 del Trattato nonché con il comma 2 ed il comma 6 dell'art. 11 e l'art. 24 della Direttiva CE n. 54/2003. Ciò, in sostanza, in quanto tali norme del Trattato e, soprattutto, la Direttiva CE in questione, laddove prevedono che la produzione e l'offerta di energia elettrica debbano avvenire in un contesto concorrenziale, potrebbero contrastare con un regime amministrato di prezzi non giustificato dalle esigenze di interesse pubblico ivi previste.

30. Con riferimento a tale contenzioso e qualora la Corte dovesse accertare l'eventuale illegittimità comunitaria di suddetta disciplina e/o il Tribunale Amministrativo Regionale dovesse disporre la sospensione e/o l'annullamento durante il periodo di vigenza del presente impegno comportamentale, le Società manifestano sin d'ora la piena e incondizionata disponibilità ad individuare, di concerto con codesta Autorità, misure comportamentali relative all'impianto di San Filippo del Mela di effetto e durata equivalenti rispetto a quelle ora proposte nei paragrafi da 32. a 36.

31. Le Società dichiarano inoltre che le medesime misure di cui al precedente paragrafo ovvero altre equivalenti eventualmente concordate con codesta Autorità saranno adottate anche nel caso in cui l'AEEG dovesse apportare delle modifiche al quadro regolatorio delineato dalla Delibera ARG/elt n. 52/09, emanata a seguito dell'entrata in vigore della legge n. 2 del 28 gennaio 2009.

e) L'impegno comportamentale di cui si propone l'assunzione

32. Ciò premesso, il secondo impegno ha ad oggetto l'adozione di un meccanismo finalizzato a garantire, in considerazione della posizione pivotale oggi detenuta dall'impianto di San Filippo del Mela (sia pure solo in talune ore e in presenza di talune specifiche condizioni), livelli contenuti dei prezzi offerti nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.

33. Al riguardo, la soluzione che si propone all'esame di codesta spettabile Autorità si ricollega, nei termini di seguito precisati, alla disciplina dettata dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2 e dalle diverse delibere dell'AEEG in tema di unità essenziali. Tale

¹⁰ R.G. n. 1652/2009 (si veda ordinanza di rinvio n. 85/2010)

disciplina (per la quale v. in particolare la delibera AEEG n. 111/06 del 9 giugno 2006, come successivamente modificata ed integrata, e il relativo Allegato A) prevede che i titolari delle unità produttive identificate (da Terna) come essenziali possano optare tra diversi regimi, tutti finalizzati a garantire l'efficienza dei mercati (e *in primis* del mercato dei servizi di dispacciamento) ma significativamente diversi tra loro quanto all'ambito e all'intensità dei vincoli e degli obblighi che comportano.

34. Tra tali differenti regimi, il meno penalizzante per gli operatori è quello delle c.d. *"modalità alternative per l'assolvimento degli obblighi di offerta derivanti dalla titolarità di impianti essenziali"*, disciplinato dall'art. 65-bis.2 dell'Allegato A della citata delibera 111/06, che comporta per i titolari di unità essenziali vincoli relativi solo al mercato dei servizi di dispacciamento e non anche ai mercati dell'energia.

35. Il regime più penalizzante per gli operatori, e più vincolante per gli stessi, è invece quello c.d. *"ordinario"*, disciplinato dall'art. 65 del medesimo Allegato A, in forza del quale, nel formulare le loro offerte in termini di prezzi e di quantità, tanto nei mercati dell'energia quanto in quello dei servizi di dispacciamento, i titolari delle unità essenziali devono puntualmente attenersi alle indicazioni di Terna (e sono poi retribuiti attraverso un meccanismo di reintegro dei costi effettivamente sostenuti nonché di equa remunerazione del capitale).

36. Come la quasi totalità dei gestori degli impianti qualificati essenziali, anche Edipower ha sino ad ora optato per il meno gravoso sistema delle modalità alternative: con la presente proposta le parti s'impegnano invece a disporre il passaggio dell'impianto di San Filippo del Mela al regime c.d. *"ordinario"*, così rinunciando al diritto di scelta tra i regimi alternativi riconosciuto agli operatori dalla citata normativa, con le conseguenze sopra richiamate quanto ai maggiori vincoli di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.

37. Si precisa peraltro che le Società restano a disposizione per discutere con codesta Autorità il meccanismo di garanzia del livello dei prezzi offerti nel mercato geografico della Sicilia qui proposto.

Eventuale periodo di validità degli impegni proposti.

Per quanto attiene alla durata dei due impegni sopra indicati, si ritiene che, poiché essi si ricollegano in primo luogo alla posizione di (limitata) pivotalità attualmente detenuta dall'impianto di San Filippo del Mela, gli stessi dovrebbero essere mantenuti sino al venir meno di tale posizione e, dunque, tali impegni saranno efficaci sino all'entrata in servizio dell'elettrodotto di collegamento tra la Sicilia e la Calabria che si assume, sulla base degli attuali programmi di Terna S.p.A., avverrà entro il 2014.

VI. CONSIDERAZIONI CIRCA L'IDONEITÀ DEGLI IMPEGNI PROPOSTI A FAR VENIRE MENO I PROFILI ANTICONCORRENZIALI OGGETTO DELL'ISTRUTTORIA

38. Gli impegni proposti dalle Società sono relativi alla macro-zona Sicilia, la quale, come chiaramente indicato nel Provvedimento e ancor più univocamente nella Relazione Tecnica dell'AEEG che al primo ha dato origine, è l'area su cui si

concentrano le criticità rilevate sia da codesta Autorità, sia dall'AEEG, in merito sia all'oggetto, sia agli effetti che possono derivare dall'impresa comune di produzione in considerazione¹¹.

a) Sull'idoneità dell'impegno strutturale proposto

39. La proposta di impegno delle Società di affidare ad un soggetto unico la gestione dell'impianto di San Filippo del Mela è idoneo a far venire meno gli asseriti profili anticoncorrenziali contestati dall'AGCM nel Provvedimento. Ciò in quanto lo stesso, una volta accettato, permetterà, con riferimento alla centrale di San Filippo del Mela, di eliminare il coordinamento (altrimenti inevitabile) derivante dalle modalità di approvvigionamento dei combustibili seguite dai *toller*, nonché ad eliminare il dubbio che nell'ambito del necessario coordinamento produttivo vi potesse essere il rischio, dalle Società peraltro contestato, di uno "...*scambio di informazioni tra i toller circa le strategie di offerta effettuate dagli altri...*"¹². Il soggetto unico gestore, individuato in Edipower, sarà invero il solo responsabile dell'attività di approvvigionamento e di produzione di energia elettrica delle sei unità di cui risulta composta la centrale di San Filippo del Mela.

40. Tale soluzione inoltre appare coerente e non sproporzionata in quanto riguarda l'impianto di Edipower per il quale l'approvvigionamento congiunto, peraltro perfettamente giustificabile da obiettive ragioni di carattere tecnico-logistico, assume un'incidenza più rilevante. Nell'ambito del sistema Edipower, infatti, l'approvvigionamento in comune è un fenomeno pressoché limitato all'olio combustibile, impiegato sostanzialmente solo nella centrale di San Filippo del Mela, ed al carbone¹³.

41. La soluzione dell'unico gestore della centrale di San Filippo del Mela ridurrà l'esigenza di definizione del c.d. *unit commitment* (ossia, del sistema necessario per la realizzazione di un programma di produzione fattibile). I *toller* non dovranno più coordinarsi sulla decisione di accensione/spegnimento per ben 6 delle complessive 17 unità di produzione che costituiscono il parco impianti di Edipower, vale a dire per più di 1/3 di esse¹⁴.

¹¹ La Relazione Tecnica da cui è derivata la presente istruttoria è dedicata esclusivamente alla situazione del mercato all'ingrosso di energia elettrica nella macro-zona siciliana. L'AGCM a sua volta esplicitamente indica che la sua preoccupazione è rappresentata dal fatto "...*che l'attività di coordinamento dei toller di Edipower possa essere finalizzata alla riduzione concordata delle quantità offerte sul MGP al fine di innalzare il livello del prezzo zonale sul mercato siciliano...*" (enfasi aggiunta) (punto 32 del provvedimento d'avvio). Viene inoltre sottolineato come dalla Relazione Tecnica dell'AEEG emergano profili paralleli di asserito trattenimento della capacità unicamente in relazione alla Sicilia.

¹² Punto 34 del Provvedimento.

¹³ Le altre unità di produzione alimentate a olio combustibile (Turbigo 1, Turbigo 2 e Turbigo 3) ovvero a carbone (Brindisi 1 e Brindisi 2) sono chiamate in produzione molto raramente.

¹⁴ La misura strutturale proposta appare, quindi, idonea a ridurre quelle occasioni di contatto tra i *toller* che, secondo codesta Autorità, avrebbero consentito loro di attuare il presunto "*coordinamento orizzontale [...] volto ad influenzare le quantità e i prezzi di vendita dell'energia elettrica, in un contesto di mercato – in particolare quello della macrozona Sicilia*"

42. La misura in questione deve peraltro essere considerata unitamente alla misura di carattere comportamentale, con la quale viene inscindibilmente proposta. E' infatti dall'apprezzamento del combinato effetto delle due proposte che discende la totale neutralizzazione a fini concorrenziali, nel contesto dei limiti strutturali della macrozona Sicilia, dell'impresa di produzione comune in questione sia in termini di oggetto, sia di effetti.

b) Sull'idoneità dell'impegno comportamentale proposto

43. Per quanto riguarda la proposta di impegno a carattere comportamentale, si evidenzia che, nella sostanza, essa implica, qualora accettata, il totale "spossessamento" dell'impianto a favore della piena ed esclusiva gestione di Terna. Tale risultato si determinerà per un considerevole lasso di tempo e comunque fino alla data che oggi - per ammissione della stessa Terna - appare la più realistica per l'entrata in operatività dell'elettrodotto di collegamento Calabria-Sicilia che dovrebbe risolvere gran parte di quei problemi di congestione che rappresenta la principale causa del differenziale di prezzo elevato tra Sicilia e altre macrozone del Paese.

44. Il sacrificio che le Società (e con essa tutti gli altri *toller*) sopporteranno consiste, rispetto a quanto l'attuale quadro regolamentare prevede, nella rinuncia da parte delle Società e, per quanto detto, da parte dei *toller* al diritto di optare per le modalità alternative per la gestione delle unità di produzione essenziali, mettendo a disposizione di Terna tutta la capacità produttiva di San Filippo del Mela e vedendosi riconosciuti, a fronte della perdita di controllo operativo della centrale, i soli costi che l'AEEG determinerà.

45. Mediante questo strumento, verrà meno qualsiasi preoccupazione in merito alla circostanza, qui negata e fermamente contestata, che il livello dei prezzi in Sicilia sia in qualche misura attribuibile alla struttura dell'impresa comune in questione ovvero a condotte strategiche delle Società e dei *toller* di Edipower. In buona sostanza, l'impegno comportamentale in parola appare idoneo a rimuovere qualsiasi criticità concorrenziale legata ai possibili (non dimostrati e qui ancora una volta comunque contestati) effetti restrittivi ai cui l'impresa comune cooperativa Edipower e la meccanica dell'accordo di *tolling* alla stessa connessa potesse dare origine.

c) Conclusioni in relazione all'idoneità degli impegni

46. I due impegni sopra proposti, caratterizzati dall'incidere sia sulla struttura, sia sulla condotta futura dell'impresa comune di produzione e delle relazioni tra i singoli *toller*, consentono di superare *in toto* le criticità concorrenziali evocate da codesta spettabile Autorità nel provvedimento d'avvio in quanto, nella sostanza, attraverso gli stessi:

- caratterizzato da un elevato grado di concentrazione" dove "l'aggregato Edipower è pivotale e quindi potenzialmente in grado di fissare il prezzo zonale dell'energia in Sicilia nel 30% circa delle ore del trimestre considerato, in quanto la sua capacità produttiva disponibile è risultata con tale frequenza indispensabile per soddisfare la domanda zonale" (paragrafo 37 del Provvedimento).



VERSIONE NON CONFIDENZIALE

- si concede in gestione formalmente l'impianto ad unico soggetto (Edipower ovvero uno dei *toller*) ma la stessa viene lasciata per la totalità della sua capacità di generazione al gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, responsabile del dispacciamento; e
- conseguentemente, le Società, analogamente agli altri *toller*, non avranno alcuna possibilità di incidere sul livello del prezzo zonale del mercato siciliano il quale assumerà determinati valori per cause che non saranno riconducibili in alcun modo a comportamenti delle Società.
