

FORMULARIO PER LA PRESENTAZIONE DEGLI IMPEGNI AI SENSI DELL'ART. 14-TER  
DELLA LEGGE N. 287/90

A2A S.p.A. / A2A TRADING S.r.l.

VERSIONE NON CONFIDENZIALE

NUMERO DEL PROCEDIMENTO

1721 TOLLING EDIPOWER

**Parti del procedimento.**

Edipower S.p.A.	Iride S.p.A.
Edison S.p.A.	Iride Mercato S.p.A.
Edison Trading S.p.A.	Alpiq Holding S.A.
A2A S.p.A.	Alpiq Energia Italia S.p.A.
A2A Trading S.r.l.	

FATTISPECIE CONTESTATA

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*). Tale infrazione consisterebbe nell'asserito coordinamento delle politiche di offerta dei *toller* di Edipower volto ad influenzare le quantità e 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.

MERCATI INTERESSATI

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'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*. In ogni caso, risulta precisato che, essenzialmente, anche in considerazione della relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (*AEEG*) che ha dato origine all'istruttoria, i "comportamenti posti in essere dagli operatori oggetto del presente provvedimento riguardano direttamente la macrozona Sicilia".

DESCRIZIONE DEGLI IMPEGNI PROPOSTI.*a) Premessa*

Con il Provvedimento codesta spettabile Autorità ha avviato un procedimento istruttorio ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, nei confronti: (i) della società Edipower S.p.A. (*Edipower*); (ii) delle imprese *toller* di Edipower, ossia A2A Trading S.r.l. (*A2A Trading*), Edison Trading S.p.A. (*Edison Trading*), Iride Mercato S.p.A. (*Iride Mercato*), ALPIQ Energia Italia S.p.A. (*Alpiq Italia*); nonché (iii) delle rispettive società controllanti partecipanti al capitale sociale di Edipower, vale a dire A2A S.p.A. (*A2A*), Edison S.p.A. (*Edison*), Iride S.p.A. (*Iride*) e Alpiq Holding S.A. (*Alpiq*), per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 101, paragrafo 1, del TFUE.

Il procedimento è stato avviato successivamente alla trasmissione in data 13 agosto 2009, da parte dell'AEEG di una segnalazione 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 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.

Nel Provvedimento, l'AGCM traendo spunto dalla relazione dell'AEEG citata, ipotizza 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 ragionevole 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".

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".

A fronte di tali contestazioni A2A S.p.A. e A2A Trading S.r.l. (di seguito le *Società*) intendono preliminarmente respingere la fondatezza dei rilievi posti alla base del

Provvedimento. Il livello dei prezzi sul mercato zonale della Sicilia è invero imputabile prevalentemente a cause esogene, diverse ed indipendenti dalla condotta dei *toller* di Edipower. Pertanto, le Società ribadiscono la loro ferma convinzione che i propri comportamenti siano e siano stati pienamente conformi alla normativa nazionale e comunitaria posta a tutela della concorrenza.

Ciò premesso le Società, al solo fine di proporre delle soluzioni che possano far venire meno gli effetti 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 o acquiescenza nei confronti delle ipotesi di violazione indicate nel Provvedimento, ritengono opportuno presentare gli impegni qui di seguito descritti, ai sensi e per gli effetti dell'art. 14-ter della legge n. 287/90. Si tratta di impegni analizzati e discussi anche con gli altri *Toller*, la cui condivisione è essenziale per la loro effettiva implementazione stante l'unicità degli impianti.

#### *b) Gli impegni proposti*

Per quanto sopra motivato, le Società propongono due impegni tra loro collegati e relativi entrambi al mercato geografico della Sicilia, definiti congiuntamente alle altre parti del procedimento.

#### **Impegno strutturale**

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.

In particolare, tale affidamento avverrà a favore di Edipower s.p.a., con conseguente disapplicazione del contratto di *tolling* con riguardo all'impianto sopra indicato. Di conseguenza, 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 previsti in esercizio.

#### **Impegno comportamentale**

Prima di illustrare il rimedio di natura comportamentale che si intende proporre, in aggiunta a quello testé descritto di natura strutturale, si ritiene opportuno una breve descrizione del contesto normativo e regolamentare su cui tale secondo impegno si innesterà.

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

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*).

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"*.

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.

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"*<sup>1</sup>. A tal proposito, l'erna Spa (*Terna*), in qualità di gestore della rete di trasmissione, redige e pubblica sia un apposito elenco in cui ricomprende gli impianti essenziali<sup>2</sup>, sia una relazione inviata agli utenti del dispacciamento<sup>3</sup> 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*

<sup>1</sup> Art. 63.2, Delibera n. 111/06.

<sup>2</sup> Art. 63.1, Delibera n. 111/06.

<sup>3</sup> Artt. 63.9 e 63.10, Delibera n. 111/06.

PP

*impianti essenziali distintamente, per quanto possibile, per i diversi periodi di tempo*<sup>4</sup>.

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

Le informazioni ricomprese in tale relazione di Terna hanno anche la funzione di permettere all'utente del dispacciamento (UdD) titolare di impianti ritenuti essenziali 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 conseguiti<sup>5</sup>; 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.

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

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*

<sup>4</sup> Art. 63.10, Delibera n. 111/06.

<sup>5</sup> 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 63.13). La richiesta si considera accolta se Terna Spa non comunichi entro 30 giorni dal ricevimento il relativo diniego.

*Terna con modalità e tempi concordati, per quanto possibile, con il medesimo utente del dispacciamento*<sup>60</sup>. 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*) 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"*.

- o 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, ovverossia 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'AERG per i relativi impianti di produzione, salvo che Terna non richieda che tali offerte *"siano formulate con un prezzo unitario pari a zero"*.

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

<sup>60</sup> 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.

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.

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*

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.

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:

- o sottoscrivendo un contratto ai sensi del comma 65bis.1, un UdD si impegna a rendere disponibili a Terna nel MSD predefinite quantità di capacità produttiva "a salire" ovvero "a scendere" ed ad offrire 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,
- o 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 65bis.1) ma a prezzi non superiori (inferiori nel caso delle offerte a scendere) a prezzi massimi (minimi rispettivamente) determinati dall'AEEG. Inoltre, 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.

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

- o le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere oggetto del contratto con Terna (per entrambe le modalità alternativa previste);

- o il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui al comma 65bis.2;
- o il corrispettivo da riconoscere all'UdD nel caso di sottoscrizione del contratto di cui al comma 65bis.2.

*d) La scelta di Edipower*

Edipower ha scelto di avvalersi della 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] e massima di [CONFIDENZIALE] 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)<sup>7</sup> ha scelto di avvalersi della cd. "modalità ordinaria" di cui all'art. 65 della Delibera n. 111/06.

Si ritiene pertanto che se le "modalità ordinarie" dovrebbero 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.

Non è un caso, d'altronde, 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.

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

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.

In particolare – come sopra illustrato – la disciplina stabilita con la delibera AEEG n. 111/06 del 9 giugno 2006, come successivamente modificata ed integrata per tenere conto delle novità introdotte con la L. 28.01.09 n. 2, prevede che i titolari delle unità produttive identificate (da Terna s.p.a.) come essenziali, possano optare tra diversi regimi, tutti finalizzati a garantire l'efficienza dei mercati (e *in primis* del mercato dei

<sup>7</sup> 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=8eCMA0gXW4%3D&tabid=663>.

PP



servizi di dispacciamento) ma significativamente diversi tra loro quanto all'ambito e all'intensità dei vincoli e degli obblighi che comportano.

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. 65bis.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.

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).

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 da suddetta normativa, con le conseguenze sopra richiamate quanto ai maggiori vincoli di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento.

Da ultimo segnaliamo che la disciplina delle unità "essenziali" contenuta nella delibera AEEG n. 111/06, come modificata dalla delibera ARG/elt n. 52/09, è attualmente oggetto di un contenzioso pendente presso il Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia e che questo, con ordinanza n. 85/2010, ha recentemente disposto la remissione degli atti davanti alla Corte di Giustizia con conseguente sospensione del giudizio.

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 l'Autorità, misure comportamentali relative all'impianto di San Filippo del Mela di effetto e durata equivalenti rispetto a quelle ora proposte.

Le medesime misure equivalenti o altre equivalenti, eventualmente concordate con l'Autorità, saranno adottate anche nel caso in cui l'AEEG dovesse apportare delle modifiche al quadro regolamentare, delineato dalla vigente Delibera ARG/elt n. 52/09.

\* \* \*

Sebbene l'assunzione degli impegni sopra descritti deve intendersi condizionata alla valutazione da parte di codesta rispettabile Autorità della loro accettazione ai sensi dell'art. 14 *ter*, comma 1, della legge n. 287/90 con la contestuale chiusura del procedimento senza accertamento di alcuna infrazione a carico delle Società, le Società restano a disposizione per discutere con l'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 degli impegni sopra indicati, si ritiene che, poiché essi si ricollegano in primo luogo alla posizione di (limitata) pivotality attualmente detenuta dall'impianto di San Filippo del Mela, gli stessi saranno efficaci 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.

\* \* \*

**Considerazioni circa l'idoneità degli impegni a far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria.**

*a) Sull'idoneità degli impegni strutturali*

L'impegno delle Società di affidare ad un soggetto unico (Edipower) la gestione dell'impianto di San Filippo del Mela è idoneo a far venire meno gli asseriti profili anticoncorrenziali contestati dall'AGCM nel Provvedimento. Limitatamente a tale impianto l'impegno equivale in sostanza alla piena attuazione dell'operazione di acquisto del controllo di Edipower come approvata dalla Commissione UE con decisione n. 2792 del 27 marzo 2002, senza che trovino più applicazione le soluzioni gestionali conseguenti alla conclusione dell'accordo di Tolling.

Sotto il profilo geografico, questa tipologia di impegno è relativo 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 in merito sia all'oggetto, sia agli effetti dell'intesa cooperativa in parola<sup>8</sup>.

Sotto il profilo di merito, l'affidamento ad un unico soggetto della gestione dell'impianto di San Filippo risulta di per sé idoneo ad eliminare la necessità del coordinamento per l'approvvigionamento dei combustibili e per la programmazione produttiva delle UP eliminando in radice qualsiasi possibilità di "scambio di informazioni tra i toller circa le strategie di offerta effettuate dagli altri"<sup>9</sup>. Il soggetto unico gestore sarà 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, in tal modo eliminando alla radice ogni possibilità per i toller di dar luogo a quel coordinamento, che nel Provvedimento di avvio dell'istruttoria *de qua*, viene considerato fattore di possibile influenza sulle rispettive politiche commerciali.

Tale soluzione inoltre appare proporzionata e coerente con il fatto che le UP di San Filippo del Mela rappresentano gli impianti di Edipower per i quali l'approvvigionamento congiunto, peraltro perfettamente giustificabile da obiettiva ragioni di carattere tecnico-logistico, assume l'incidenza più rilevante. Rispetto a quanto comunicato nel 2003, infatti, nell'ambito delle centrali di Edipower, l'approvvigionamento in comune è un fenomeno che si è reso sistematicamente necessario e più efficiente sostanzialmente per l'olio combustibile. La sua rilevanza è peraltro confinata alla centrale di San Filippo del Mela, posto che le altre unità di

<sup>8</sup> L'AGCM esplicitamente indica che la sua preoccupazione è "che l'attività di coordinamento dei toller di Edipower possa essere finalizzata alla riduzione concordata delle quantità offerte sul MGIP al fine di innalzare il livello del prezzo zonale sul mercato siciliano" (punto 32 del provvedimento d'avvio). Viene inoltre sottolineato come dalla Relazione Tecnica dell'AEEG emergano profili paralleli di asserito trattamento della capacità unicamente in relazione alla Sicilia.

<sup>9</sup> Punto 34 del Provvedimento.

produzione alimentate a olio combustibile (Turbigo 1, Turbigo 2 e Turbigo 3) sono chiamate in produzione molto raramente.

Inoltre, la soluzione dell'unico gestore della centrale di San Filippo del Mela eliminerà l'esigenza di definizione del c.d. *unit commitment* (decisione necessaria per la realizzazione di un programma di produzione fattibile). I *toller* non dovranno più coordinarsi sulla decisione, pur necessaria, di accensione/spegnimento per le unità di produzione che insistono nella "macrozona Sicilia - caratterizzata 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" (punto 37 del Provvedimento).

La misura in questione deve essere considerata unitamente alla misura di carattere comportamentale, con la quale viene proposta. E' infatti dall'apprezzamento del combinato effetto delle due proposte che deriva l'eliminazione di qualsiasi preoccupazione, ancorché contestata, in merito alla possibilità per le Società di falsare le dinamiche concorrenziali nella macro zona Sicilia anche tenuto conto dei limiti strutturali ed infrastrutturali della stessa.

*b) Sull'idoneità degli impegni comportamentali*

Per quanto riguarda l'impegno di carattere comportamentale, si evidenzia che, nella sostanza, esso implica, se accettato, il sostanziale "spossessionamento" dell'impianto a favore della piena ed esclusiva gestione di Terna 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, la cui mancata realizzazione è fattore principale della scarsità di offerta che è una delle cause (a parere delle Società quella più rilevante) che determinano un differenziale di prezzo elevato tra Sicilia e altre macrozone del Paese. Non è da sottovalutare peraltro la circostanza che la leva garantita a Terna dalla piena ed esclusiva gestione dell'impianto potrebbe consentire alla stessa un esercizio meno cautelativo della capacità attualmente disponibile sull'interconnessione esistente, in tal modo anticipando in parte gli effetti benefici che deriveranno dal previsto incremento della capacità di interconnessione al 2014.

Il sacrificio che le Società (e con essa tutti gli altri *toller* che si impegneranno a presentare gli stessi impegni) sopporteranno consiste nell'affidare sostanzialmente a Terna - senza che a ciò siano costretti dalla vigente regolazione - la programmazione delle offerte per le UP di San Filippo del Mela e nel vedersi riconosciuti i soli costi che l'AEEG determinerà, rinunciando alla modalità alternativa di gran lunga preferita come dimostra il fatto che la sostanziale totalità degli operatori ha prescelto questa soluzione per assolvere ai propri obblighi.

Inoltre, come sopra meglio illustrato, l'obbligo assunto di richiedere l'ammissione alla *reintegrazione dei costi* determinerà l'insorgere di vincoli assai più stringenti in quanto – a differenza di quanto accade con la modalità di cui all'art. 65bis citato – l'UdD perderà ogni libertà sulla determinazione delle offerte (in termini sia di quantità, sia di prezzi) anche in relazione alle ore della giornata e alla quantità per le quali Terna non abbia indicato l'impianto essenziale nell'apposita relazione che quest'ultima trasmette sia all'UdD sia all'AEEG.

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 del suo coordinamento con gli altri *toller* di Edipower.

In buona sostanza, l'impegno comportamentale in parola appare idoneo a rimuovere qualsiasi criticità concorrenziale legata ai possibili effetti restrittivi ai cui l'impresa comune cooperativa Edipower e le modalità attuative dell'accordo di *tolling* alla stessa connessa potessero dare origine.

*c) Conclusioni in relazione all'idoneità degli impegni*

I due impegni (di natura sia strutturale sia comportamentale) sopra proposti consentono di superare ogni profilo di criticità ipotizzato nel provvedimento d'avvio in quanto i Toller affideranno la gestione delle UP di San Filippo del Mela ad un unico soggetto, non avendo così per definizione alcuna necessità di coordinarsi né in relazione alla tematica dell'approvvigionamento congiunto di combustibili né a quella della definizione del cd. *unit commitment* definitivo. il quale sarà di fatto deciso unilateralmente da Terna dal momento che l'unico soggetto gestore dell'impianto di San Filippo del Mela sarà tenuto a dare esecuzione ai *desiderata* di Terna. In pratica, si concede in gestione formalmente l'impianto ad unico soggetto (Edipower) ma sostanzialmente lo si lascia gestire per la totalità della sua capacità di generazione al gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, responsabile del dispacciamento e del mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

A giustificare ancora di più l'idoneità degli impegni in questa sede proposti sembra utile richiamare un passo della Relazione Tecnica allegata al provvedimento d'avvio del presente procedimento in cui l'AEEG sostiene – quanto alla programmazione da parte degli utenti del dispacciamento dei rispettivi impianti – che questi ultimi sarebbero incentivati *"a programmare le immissioni delle medesime unità in esito al mercato di aggiustamento (di seguito: MA) in maniera tale da costringere Terna a movimentarle su MSD. In altri termini, vi è l'incentivo per gli utenti del dispacciamento a non concedere margini di potenza "gratis" a Terna: cioè a caricare l'intera produzione a programma solo su certe unità lasciando completamente "scariche" altre loro unità onde costringere Terna a ridurre i programmi di produzione delle prime e programmare in produzione le seconde al fine*

*di ricavarsi i margini di potenza necessari a soddisfare il fabbisogno di riserva secondaria e terziaria" (pag. 25). Per quanto non si condivida affatto la ricostruzione delle dinamiche comportamentali degli operatori effettuata dall'AEEG, la quale sembra quasi far intendere che il comportamento economicamente più razionale per un'impresa consista nel cedere "gratuito" delle proprie risorse (i margini di potenza) sopportandone i costi per l'attivazione (o la disattivazione), si rileva che affidare interamente la programmazione delle UP in questione a Terna consentirà a quest'ultima di gestire pienamente tali margini e di stabilire (tramite l'imposizione al gestore unico dell'impianto di vincoli sulle modalità d'offerta su MGP, MA e MSD) quanta parte della produzione caricare su ogni singolo impianto. E' più che evidente che il cambiamento derivante dall'effetto congiunto dei due impegni proposti è idoneo ad eliminare in capo alla Società qualsiasi possibilità di "sfruttamento" congiunto della (limitata) pivotalità di Edipower - ancorché la stessa AEEG abbia ammesso che "[n]on è possibile escludere a priori che la pivotalità di EDIPOWER ne sia risultata in qualche misura sovrastimata".*

**Conclusioni sull'idoneità degli impegni a far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria**

Le misure proposte eliminano completamente "il ragionevole 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" (punto 32 del provvedimento d'avvio) in quanto, in relazione alla Sicilia, la gestione dell'unico impianto nella titolarità di Edipower rientrando nel perimetro del contratto di Tolling, i.e. San Filippo del Mela, sarà affidato in gestione ad un unico soggetto così facendo venir meno anche quel livello minimo di coordinamento tecnico necessario per poter raggiungere un livello di efficienza produttiva accettabile. Inoltre, a tale soggetto non sarà lasciata alcuna capacità di incidere sul livello del prezzo zonale del mercato siciliano sul quale né i comportamenti di Edipower né quello dei singoli Toller potranno avere più alcuna influenza.

Resta peraltro inteso che, ove nel periodo di validità degli impegni offerti, dovesse verificarsi un mutamento dell'assetto regolamentare o di mercato tale da determinare la superfluità dei suddetti impegni ovvero da imporre alle Società o a Edipower di adottare decisioni incompatibili con il permanere di quelle adottate in esecuzione dei presenti impegni, le Società s'impegnano ad informare tempestivamente codesta spettabile Autorità al fine di (i) ottenere il consenso da parte di quest'ultima a non ritenere più obbligatori i presenti impegni; ovvero (ii) proporre la modifica dei presenti impegni in modo che essi risultino comunque compatibili con il mutato quadro regolamentare.

Il testo dei presenti impegni contiene alcune informazioni di carattere riservato la cui divulgazione a terzi potrebbe creare un danno alle Società. Si richiede pertanto che le informazioni contraddistinte dalla dicitura [CONFIDENZIALE] siano

sottratte ad ogni eventuale accesso al presente documento e che siano tenuti riservati anche nell'eventuale fase di pubblicazione degli stessi sul sito internet dell'Autorità per il relativo *market test*.

Milano, 3 maggio-21 luglio 2010

Dott. Renato Ravanelli