

I 721 – TOLLING EDIPOWER

Provvedimento n. 21962

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 22 dicembre 2010;

SENTITO il Relatore Dottor Antonio Pilati;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287, e in particolare l'articolo 14-*ter* introdotto dalla legge 4 agosto 2006, n. 248, che ha convertito con modifiche il decreto legge 4 luglio 2006, n. 223;

VISTO l'articolo 101 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea – TFUE;

VISTO il Regolamento (CE) n. 1/2003 del Consiglio del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli artt. 81 e 82 del Trattato CE (ora artt. 101 e 102 del TFUE);

VISTA la *"Comunicazione sulle procedure di applicazione dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90"*, adottata dall'Autorità con delibera del 12 ottobre 2006 e pubblicata sul bollettino n. 39 del 16 ottobre 2006;

VISTA la propria delibera del 27 gennaio 2010, con la quale è stata avviata una istruttoria ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90 nei confronti di Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A.;

VISTE la comunicazione del 3 maggio 2010 di A2A S.p.A. e A2A Trading S.r.l. integrata in data 22 luglio 2010, la comunicazione del 3 maggio 2010 di Edison S.p.A. e Edison Trading S.p.A. integrata in data 27 luglio 2010, la comunicazione del 3 maggio 2010 di Iride S.p.A. e Iride Mercato S.p.A. integrata da Iren S.p.A. (già Iride S.p.A.) e Iren Mercato S.p.A. (già Iride Mercato S.p.A.) in data 26 luglio 2010 e la comunicazione del 3 maggio 2010 di Alpiq Holding S.A. e Alpiq Energia Italia S.p.A. integrata in data 27 luglio 2010, con le quali le società, secondo modalità e tempistiche indicate specificatamente nell'apposito *"Formulario per la presentazione degli impegni ai sensi dell'articolo 14 ter della legge n. 287/90"*, hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90;

VISTA la richiesta di parere inviata all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas il 10 agosto 2010 e la risposta pervenuta l'11 ottobre 2010;

VISTA la propria delibera adottata il 5 agosto 2010, con cui è stata disposta la pubblicazione degli impegni presentati dalle società Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A.;

VISTE le osservazioni dei terzi interessati e le controdeduzioni di Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iren S.p.A. (già Iride S.p.A.) ed Iren Mercato S.p.A. (già Iride Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A.;

VISTA la propria comunicazione alla Commissione europea, ai sensi dell'articolo 11, paragrafo 4, del Regolamento (CE) n. 1/2003;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Edipower S.p.A. (di seguito, Edipower) è una società operante nella generazione di energia elettrica. Edipower è controllata da Edison S.p.A.¹, che ne detiene il 50% del capitale sociale; le restanti partecipazioni sono detenute da A2A S.p.A. (20%), Alpiq Holding S.A. (20%) e Iren S.p.A. (10%). La capacità produttiva di Edipower è messa a disposizione dei suoi soci sulla base di: i) un *"Contratto di tolling"* relativo alla capacità produttiva delle centrali termoelettriche di Edipower; ii) un *"Contratto di somministrazione"* di energia elettrica, relativo alla somministrazione di energia elettrica prodotta dalle centrali idroelettriche di Edipower; iii) una scrittura privata tra i *toller* volta a regolare i rapporti tra le parti in relazione agli aspetti operativi dell'esecuzione dei contratti di *tolling* e di somministrazione (di seguito, *Accordo di Tolling*), stipulati il 3 settembre 2003². Ai sensi dell'Accordo di *tolling* la capacità di generazione di Edipower è messa a disposizione delle società di *trading* controllate dai suoi soci, in proporzione alle loro partecipazioni al capitale sociale: Edison Trading S.p.A., A2A Trading S.r.l., Alpiq Energia Italia S.p.A. e Iren Mercato S.p.A., i cosiddetti *toller*³.

Nel 2009 il fatturato realizzato in Italia da Edipower è stato di circa 1,25 miliardi di euro.

¹ [Cfr. la decisione della Commissione Europea, del 3 maggio 2002, sul caso COMP/M. 2792- Edison/Edipower/Eurogen.]

² [Cfr. il provv. n. 12742 del 22 dicembre 2003, I591 - Edipower/Edison Trading/AEM Trading/ATEL Energia/SIET, in Boll. n. 52/03.]

³ [Edipower opera invece direttamente sul mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito, MSD) per conto dei toller.]

2. Edison S.p.A. (di seguito, Edison), è la società *holding* dell'omonimo gruppo industriale attivo nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale a diversi livelli della filiera. In particolare, Edison è attiva nella generazione di energia elettrica sia direttamente che tramite società controllate, tra cui Edipower.

Edison è controllata congiuntamente da Électricité de France S.A. (di seguito, EDF) e da A2A S.p.A.⁴. EDF è una società di diritto francese controllata dallo Stato francese, attiva in Italia nei settori della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nel *trading* di energia e gas, nella gestione calore, nel teleriscaldamento, nonché nell'attività di produzione e trasformazione di servizi ecologici.

Nel 2009 il fatturato consolidato di Edison è stato di circa 9,3 miliardi di euro, realizzato in larga misura in Italia.

3. Edison Trading S.p.A. (di seguito, Edison Trading) è una società che svolge attività di compravendita all'ingrosso di energia elettrica e gas naturale, controllata al 100% da Edison.

Nel 2009 il fatturato di Edison Trading è stato di circa 4,2 miliardi di euro.

4. A2A S.p.A. (di seguito, A2A) è una società attiva, sia direttamente sia tramite le sue controllate, nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale a diversi livelli della filiera. In particolare, A2A è attiva nella generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e nell'approvvigionamento, distribuzione e vendita di gas naturale. A2A è nata dalla fusione per incorporazione di ASM Brescia S.p.A. in AEM S.p.A.⁵, ed è controllata congiuntamente dai Comuni di Milano e Brescia, che ne detengono ciascuno una partecipazione pari al 27,5% circa del capitale sociale, mentre Alpiq Holding S.A. detiene una quota del 5% del capitale sociale di A2A.

Nel 2009 il fatturato consolidato di A2A è stato di circa 5,9 miliardi di euro, realizzato in larga misura in Italia.

5. A2A Trading S.r.l. (di seguito, A2A Trading) è una società che svolge attività di compravendita all'ingrosso di energia elettrica e gas naturale, controllata al 100% da A2A.

Nel 2009 il fatturato di A2A Trading è stato di circa 3,2 miliardi di euro.

6. Iren S.p.A. (già Iride S.p.A.) è una *holding* industriale a capo dell'omonimo gruppo attivo come operatore verticalmente integrato nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale. A partire dal 1° luglio 2010, Iride S.p.A. ha incorporato Enia S.p.A. ed ha assunto la nuova denominazione di Iren S.p.A. (di seguito, Iren). Iren è soggetta al controllo congiunto da parte dei Comuni di Torino, Genova e Reggio Emilia⁶.

Nel 2009 il fatturato complessivo del gruppo Iride e di Enia S.p.A. è stato di circa 3,2 miliardi di euro.

7. Iren Mercato S.p.A. (già Iride Mercato S.p.A.) è una società che svolge attività di compravendita all'ingrosso e al dettaglio di energia elettrica e gas naturale, interamente posseduta da Iren.

Nel 2009 il fatturato di Iren Mercato S.p.A. (già Iride Mercato S.p.A.) è stato di circa 2,1 miliardi di euro.

8. Alpiq Holding S.A. (di seguito, Alpiq Holding) è una multinazionale svizzera che opera principalmente nei settori dell'energia e dei servizi energetici. Il capitale sociale di Alpiq Holding è detenuto per il 25% da EDF, per il 31% dalla società svizzera EOS Holding S.A., per il 31% da un consorzio di società svizzere, mentre il restante capitale sociale è detenuto da altri soci di minoranza e da azionariato diffuso. Sulla base della decisione dell'Autorità antitrust svizzera⁷, nessun socio di Alpiq Holding risulta detenere un controllo esclusivo o congiunto sulla stessa. In Italia il gruppo opera tra l'altro nella generazione e vendita di energia elettrica, anche tramite la società interamente controllata Alpiq Energia Italia S.p.A..

Nel 2009 il fatturato consolidato realizzato da Alpiq Holding è stato pari a circa 11,2 miliardi di euro.

9. Alpiq Energia Italia S.p.A. (di seguito, Alpiq Energia) è una società del gruppo Alpiq che svolge attività di compravendita all'ingrosso di energia elettrica.

Nel 2009 il fatturato di Alpiq Energia è stato di circa 951 milioni di euro.

II. IL FATTO

a) Il contesto: domanda, offerta e infrastrutture di rete nel mercato elettrico siciliano

10. Dal punto di vista della formazione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, il territorio nazionale è suddiviso in zone, identificate dai principali limiti di transito che caratterizzano la rete di trasmissione nazionale. Quando i flussi di energia che sarebbero necessari ad eguagliare il prezzo di due zone confinanti risultano superiori ai limiti di transito tra le due zone, esse si "separano" e i prezzi zonali assumono valori differenti, al fine di eguagliare separatamente domanda e offerta in ciascuna delle due zone.

11. La Regione Sicilia, in particolare, è una delle zone in cui è divisa la rete di trasmissione nazionale. Al suo interno esiste un polo limitato di produzione di energia elettrica, costituito dal polo produttivo di Priolo-Gargallo.

A partire dal 2008, il prezzo zonale della Sicilia si è differenziato da quello del polo limitato di Priolo in un numero estremamente limitato di ore⁸. Il polo di Priolo si è quindi "separato" dalla Sicilia solo raramente.

La Sicilia, comprensiva del polo limitato di Priolo, costituisce la c.d. macrozona Sicilia.

⁴ [Cfr. la decisione della Commissione Europea, del 12 agosto 2005, sul caso COMP/M. 3729- EDF/AEM/EDISON.]

⁵ [Cfr. il provv. n. 17723 del 13 dicembre 2007, AEM/ASM BRESCIA (C8835), , in Boll. n. 47/07.]

⁶ [L'operazione è stata autorizzata dall'Autorità con provv. n. 20018 del 25 giugno 2009, IRIDE/ENIÀ (C10108), , in Boll. n. 25/09.]

⁷ [Cfr. la decisione della Wettbewerbskommission, caso ATOL- EOSH- Aktiven del 24 febbraio 2006.]

⁸ [Circa il 3,5% delle ore nel 2008, circa il 2,7% nel 2009 e circa l'1,2% nei primi 9 mesi del 2010.]

12. Il prezzo siciliano è stato stabilmente più alto del prezzo delle zone dell'Italia continentale, a causa di vari fattori: l'elevata concentrazione del mercato, il peso di impianti vetusti ed inefficienti, la ridotta capacità di interconnessione con il continente e le carenze delle infrastrutture di rete siciliane⁹.

A partire dal 2007 si è assistito ad una progressiva divaricazione tra il prezzo zonale siciliano e il Prezzo Unico Nazionale (di seguito, PUN), a causa principalmente del crescente peso dei moderni impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale (di seguito, CCGT) sul continente¹⁰, mentre in Sicilia rimaneva significativo il peso degli impianti termoelettrici a olio combustibile, che fissavano il prezzo nella grande maggioranza delle ore di picco. Inoltre, la Sicilia è rimasta l'unica zona d'Italia dove i costosi turbogas a ciclo aperto sono stati chiamati a produrre con una certa frequenza sul Mercato del Giorno Prima (di seguito, MGP), dove hanno fissato il prezzo nel 6% circa delle ore di picco del 2009 e nel 5,4% di tali ore nel 2008.

13. A partire dal 2007 si è inoltre manifestata una progressiva carenza di offerta in Sicilia, che ha spinto il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A. (di seguito, Terna), a richiedere nella seconda metà del 2007 alla Regione Sicilia di autorizzare la permanenza in servizio di alcuni gruppi dell'impianto di San Filippo del Mela. Secondo Terna, infatti, l'entrata in servizio del nuovo CCGT di ENEL Produzione S.p.A. (di seguito, EP) a Termini Imerese (PA) (avvenuta all'inizio del 2008) non sarebbe stata sufficiente a compensare l'uscita dal servizio dei due gruppi a olio di Termini Imerese¹¹ e anche dei gruppi dell'impianto ad olio di San Filippo del Mela di Edipower.

Attualmente, a fronte di una potenza complessiva teorica di oltre 5.200 MW (escludendo gli impianti eolici), Terna stima che sarà in media disponibile alla punta settimanale di consumo poco più dei 2/3 di tale capacità, a causa - tra l'altro - di manutenzioni rese più frequenti dalla vetustà di parte del parco termoelettrico siciliano e di limitazioni di rete.

A fronte di un *trend* crescente della domanda siciliana, tali carenze di offerta saranno definitivamente risolte¹² soltanto con l'entrata in funzione del nuovo elettrodotto di collegamento da 1000 MW tra Sicilia e continente prevista per il 2013.

14. L'incidente alla centrale ISAB nell'ottobre 2008 – che ha sottratto capacità produttiva a basso costo per circa 550 MW fino alla metà di dicembre 2008 e per circa 275 MW fino alla fine di giugno 2010 – ha inasprito i vincoli di offerta sul mercato siciliano, ampliando le opportunità di esercizio del potere di mercato da parte sia di EP, che di Edipower, proprietaria dell'impianto di San Filippo del Mela.

15. A causa di ciò, nel corso del 2008 e del 2009 il prezzo zonale siciliano è stato differente da quello delle zone del Continente cui la Sicilia è direttamente collegata in circa 2/3 delle ore, nelle quali la Sicilia è risultata "separata" dal Continente. Nelle ore in cui la Sicilia è risultata separata dal Continente il prezzo zonale è stato pari al doppio circa di quello registrato in assenza di separazione.

16. Nel corso del 2008 i prezzi zonal dell'energia elettrica realizzati nella macrozona Sicilia sul MGP sono risultati particolarmente elevati, segnando un valore medio annuo di quasi 120 €/MWh, superiore di oltre il 50% rispetto al 2007, e di circa il 37% rispetto al PUN.

Similmente, nel corso del 2009 il prezzo medio siciliano è stato del 38% superiore al PUN medio, registrando una discesa inferiore a quella dei prezzi delle zone continentali e andamenti difforni nei mesi di gennaio, aprile, maggio e novembre, quando i prezzi siciliani sono aumentati o non diminuiti (aprile), a fronte di un prezzo calante nelle zone continentali.

17. Le dinamiche di prezzo siciliane del 2008 sono state analizzate sia dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito, GME) che dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (di seguito, AEEG).

Il GME, nella sua Relazione Annuale per l'anno 2008, ha sottolineato l'andamento anomalo dei prezzi siciliani nel periodo maggio - ottobre 2008, affermando che esso non può essere ricondotto, se non molto parzialmente, all'effetto di fattori esogeni quali domanda, indisponibilità di capacità o costo dei combustibili¹³.

b) La segnalazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas e l'avvio del procedimento

18. In data 13 agosto 2009 l'AEEG, in esito alla 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, ha segnalato all'Autorità, ai sensi

⁹ [L'elettrodotto esistente tra la Sicilia ed il Continente ha una capacità di 300 MW, che tuttavia è limitata a 100 MW dal gestore di rete, Terna S.p.A., durante le ore diurne per creare una riserva necessaria alla gestione in sicurezza del dispacciamento sulla rete siciliana. La rete siciliana è insufficientemente magliata ed è attualmente ancora sprovvista di un anello completo a 380 Kv, per cui la riserva di capacità di alcuni impianti, a causa della loro localizzazione, non può essere utilizzata appieno. Le limitazioni del collegamento tra Priolo e il resto della Sicilia non permettono di sfruttare circa un terzo della potenza disponibile nel polo limitato di Priolo.]

¹⁰ [Si ricorda che, in linea di principio, l'ordine di merito economico per tecnologia vede – in ordine crescente di costo – l'idrico fluente, il carbone, i CCGT, l'olio combustibile e i turbogas. A sinistra dell'idrico fluente vi sono le offerte a zero o con priorità di dispacciamento (convenzionalmente offerte a zero), tra cui l'eolico e gli impianti CIP6.]

¹¹ [La Regione Sicilia aveva già autorizzato l'utilizzazione come "riserva fredda" di uno dei due gruppi a olio combustibile, su richiesta di Terna e su base non continuativa. Per "riserva fredda" si intende un impianto che è normalmente spento ed è avviato su richiesta di Terna, con congruo preavviso.]

¹² [Tuttavia, la permanenza in servizio (almeno come "riserva" a disposizione di Terna) di alcuni specifici impianti dovrà comunque essere assicurata fino al completamento di alcune opere di magliatura della rete siciliana e in particolare dell'"anello" in alta tensione lungo l'intero perimetro dell'isola.]

¹³ [Cfr. Gestore del Mercato Elettrico, Relazione Annuale 2008, pp. 70-71.]

dell'articolo 2, comma 33, della legge n. 481/95, alcuni comportamenti posti in essere sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica – e in particolare nella macrozona Sicilia - nei mesi di novembre e dicembre 2008 e gennaio 2009. Gli elementi di fatto relativi a tale segnalazione sono contenuti nel documento denominato *“Relazione Tecnica sugli esiti dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica, con riferimento alla zona Sicilia e ad alle zone ad essa interconnesse, negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009”* (allegato A alla delibera VIS. 82/09).

19. L'AEEG osservava che gli alti livelli dei prezzi registrati nel trimestre novembre 2008 - gennaio 2009 non sembravano completamente riconducibili né alle rilevanti avarie e indisponibilità verificatesi nel periodo, né dall'andamento del costo dei combustibili – omogeneo sul territorio nazionale.

20. L'AEEG attirava l'attenzione sul fenomeno di trattenimento, sia fisico che economico¹⁴, di capacità produttiva da parte dei due principali operatori presenti in Sicilia – ENEL S.p.A. (di seguito, ENEL) e l'aggregato Edipower (inteso come l'insieme dei *toller* di Edipower) - al fine di influenzare la determinazione del prezzo di equilibrio nella suddetta macrozona; con specifico riferimento all'aggregato Edipower l'analisi riguardava anche il possibile coordinamento tra i *toller* finalizzato a tale possibile trattenimento di capacità.

21. In estrema sintesi, dall'analisi svolta, l'AEEG rilevava che il trattenimento di energia dell'aggregato Edipower, nell'arco del trimestre considerato, sarebbe stato imputabile per il 22% ad A2A Trading, per il 25% ad Alpiq Energia, per il 41% ad Edison Trading e per il 12% ad Iride Mercato (ora Iren Mercato). Il contributo al trattenimento dell'aggregato Edipower da parte di ciascun *toller* appariva, dunque, largamente confrontabile con la rispettiva quota di ripartizione della capacità produttiva delle unità di generazione di Edipower. Inoltre, i profili di trattenimento orario dei *toller*, calcolati come media nell'arco del trimestre, risultavano tra loro alquanto simili. Infatti, per tutte e quattro le società il trattenimento di energia si concentrava perlopiù nelle medesime ore della giornata¹⁵.

22. Sulla base della segnalazione dell'AEEG e delle proprie analisi, l'Autorità decideva di aprire il 27 gennaio 2010 due distinte istruttorie sul mercato siciliano, una per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di ENEL e della sua controllata ENEL Produzione S.p.A.¹⁶ ed uno per presunta intesa tra i *toller* di Edipower, volta al coordinamento delle loro strategie di offerta per sfruttare l'indispensabilità dell'impianto di San Filippo del Mela nelle ore di picco, oggetto del presente provvedimento.

c) I mercati rilevanti individuati nel provvedimento di avvio

23. Nel provvedimento di avvio si è ipotizzato che il mercato rilevante per la valutazione delle condotte in esame fosse quello della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica nella macrozona Sicilia.

24. Il mercato all'ingrosso si può definire, sulla base dell'impostazione conferitagli dalla normativa italiana, come l'insieme dei contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (tramite produzione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, grossisti, e Acquirente Unico dall'altro. Si tratta di contratti che possono essere conclusi sia su una piattaforma di scambi centralizzata (borsa elettrica), sia al di fuori di quest'ultima, tramite contrattazione bilaterale (cosiddetti contratti OTC). La borsa elettrica italiana è costituita principalmente da un mercato a pronti, nel quale la maggior parte dell'energia viene contrattata sul MGP, dove vengono scambiati diritti/impegni a prelevare ed immettere energia elettrica per il giorno successivo, quando gli scambi di energia tra le parti si realizzano fisicamente.

25. A valle di MGP (e dei successivi mercati di aggiustamento, di seguito, MI) prende avvio il mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito, MSD), cui è abilitato a partecipare un sottoinsieme degli impianti attivi su MGP, che gode di particolari caratteristiche tecniche. Su MSD, il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna, si approvvigiona delle risorse necessarie a: risolvere le congestioni della rete all'interno di ciascuna zona; predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione; garantire il bilanciamento tra immissioni e prelievi di energia, sia “a programma”, che “in tempo reale”.

Sulla base della costante giurisprudenza comunitaria¹⁷ e nazionale, il mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica – di cui MGP è parte – è un mercato distinto da MSD.

26. Poiché la rete di trasmissione nazionale è caratterizzata da una serie di vincoli fisici di natura strutturale che, soprattutto in alcune ore della giornata, limitano il trasporto di energia da una zona all'altra del territorio italiano, determinando vere e proprie congestioni di rete, la dimensione geografica del mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica non si può ritenere nazionale.

L'indagine conoscitiva svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'AEEG¹⁸ ha individuato, infatti, più mercati di tipo macrozonale, sulla base della frequenza di separazione delle differenti zone tra loro e degli aggregati di zone non

¹⁴ [Il trattenimento di capacità fisico si verifica quando un operatore non presenta offerta in vendita su tutta od una parte della propria capacità disponibile. Il trattenimento economico consiste invece nella presentazione sul MGP di offerte in vendita a prezzi così elevati da rendere improbabile l'accettazione delle stesse.]

¹⁵ [Nelle ore 7, 8, 21, 22, 23 e 24 dei mesi di novembre e dicembre e tra le ore 7 e le ore 11 durante il mese di gennaio.]

¹⁶ [Cfr. caso A423 ENEL - DINAMICHE FORMAZIONI PREZZI MERCATO ENERGIA ELETTRICA IN SICILIA.]

¹⁷ [Il mercato dei servizi di dispacciamento (ancillary and balancing services) è stato incluso nel mercato all'ingrosso solo nel caso M5224, EDF / British Energy, apparentemente a causa delle specificità del mercato britannico.]

separate più frequenti. In particolare, sono stati individuati quattro distinti mercati geografici rilevanti: la macrozona Nord, la macrozona Sud, la macrozona Sicilia e la macrozona Sardegna.

27. Le condotte oggetto di analisi riguardano la determinazione delle quantità di energia da offrire sul MGP, dei prezzi ai quali offrire tale energia e degli impianti che dovranno produrla.

Tali condotte si riferiscono, in particolare, alle decisioni relative agli impianti localizzati nella macrozona Sicilia.

L'estensione geografica del mercato rilevante è dunque limitata alla macrozona Sicilia.

28. Dato che le offerte su MGP determinano gli acquisti e le vendite di Terna su MSD, il mercato dei servizi di dispacciamento è stato considerato un mercato potenzialmente rilevante per la valutazione delle condotte oggetto dell'istruttoria¹⁹, anch'esso esteso alla macrozona Sicilia.

d) Le preoccupazioni concorrenziali espresse nel provvedimento di avvio

29. Il 27 gennaio 2010, a seguito della già richiamata segnalazione dell'AEEG, l'Autorità ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Edipower, delle società *toller* di Edipower, Edison Trading, Iride Mercato (ora Iren Mercato), A2A Trading e Alpiq Energia, e delle rispettive società controllanti che partecipano al capitale sociale di Edipower, Edison, Iride (ora Iren), A2A e Alpiq Holding, per una presunta infrazione dell'articolo 101 del TFUE²⁰.

30. Nel provvedimento di avvio i comportamenti oggetto di istruttoria riguardavano il parallelismo nei profili orari di trattenimento di capacità di generazione dell'impianto siciliano di San Filippo del Mela nella disponibilità di ciascun *toller* sul MGP e la proporzionalità del trattenimento di capacità, di ciascun *toller*, con la rispettiva quota di energia disponibile prevista dall'Accordo di *Tolling*. La sottrazione di capacità di generazione dell'impianto di San Filippo del Mela da MGP sarebbe stata sia di tipo economico che fisico.

31. Tali comportamenti sarebbero stati volti alla riduzione concordata delle quantità offerte sul MGP al fine di innalzare il livello del prezzo zonale sul mercato siciliano. Secondo l'Autorità, le condotte osservate non potevano esse spiegate dalle modalità di funzionamento dell'Accordo di *Tolling*, sulla base della comunicazione di Edipower e dei *toller* all'Autorità effettuata nel 2003²¹, in quanto quest'ultima, oltre a prevedere il pieno mantenimento dell'autonomia tra i *toller* nell'approvvigionamento dei combustibili, stabiliva anche una completa indipendenza nella formulazione delle offerte dell'energia da parte degli stessi. Inoltre, i comportamenti osservati non apparivano spiegabili dal flusso informativo definito nell'ambito dell'Accordo di *Tolling*, nei termini in cui era stato comunicato nel 2003, il quale doveva realizzarsi soltanto tra Edipower e ciascun *toller*.

e) Consistenza dell'intesa

32. Sulla base delle analisi contenute nella relazione tecnica dell'AEEG, riguardanti il trimestre novembre e dicembre 2008 e gennaio 2009, l'aggregato Edipower è risultato 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. Peraltro, in tale analisi l'AEEG ha evidenziato che l'aggregato Edipower poteva avere influenzato il prezzo in una percentuale di ore ancora maggiore (50% circa), anche senza averlo fissato direttamente, grazie a strategie di trattenimento di capacità disponibile.

f) Esistenza di un pregiudizio al commercio tra Stati Membri

33. L'esistenza di un pregiudizio al commercio tra Stati Membri come esito dei comportamenti descritti appare sussistere, in quanto l'intesa in questione avrebbe interessato l'attività di generazione e vendita all'ingrosso dell'energia in un mercato zonale che rappresenta una parte rilevante del territorio nazionale. Inoltre, gli effetti delle presunte condotte restrittive non avrebbero riguardato soltanto la definizione dei prezzi zionali ma si sarebbero riflesse anche sul PUN, che è definito su base nazionale e costituisce una media ponderata dei prezzi di vendita zionali.

34. Di conseguenza, la fattispecie oggetto del presente procedimento sarebbe stata idonea ad arrecare pregiudizio al commercio tra Stati membri ed ad essere valutata ai sensi dell'articolo 101 del TFUE.

III. GLI IMPEGNI PROPOSTI DALLE PARTI

35. In risposta alle criticità di natura concorrenziale rilevate dall'Autorità, il 3 maggio 2010, le Parti hanno presentato degli impegni ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge n. 287/90, successivamente integrati in ultimo il 27 luglio 2010.

36. Gli impegni consistono:

¹⁸ [Cfr. IC22 - Indagine Conoscitiva sullo stato di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, provv. n. 14031 del 9 febbraio 2005.]

¹⁹ [Si ricordi che ENEL è indispensabile per il soddisfacimento del fabbisogno di potenza – e, quindi, di riserva secondaria e terziaria, approvvigionati su MSD – per una proporzione elevatissima di ore.]

²⁰ [Cfr. provv. n. 20708 del 27 gennaio 2010, TOLLING EDIPOWER (1721), in Boll. n. 4/10.]

²¹ [Cfr. provvedimento n. 12742, Edipower/Edison Trading/AEM Trading/ATEL Energia/SIET (1591), del 22 dicembre 2003, in Boll. n. 52/03.]

i) nell'affidamento ad Edipower, entro 60 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, delle attività di approvvigionamento dei combustibili e di formulazione delle offerte di energia elettrica su MGP e su MSD relativamente alla centrale di generazione siciliana di San Filippo del Mela;

ii) nella rinuncia da parte di Edipower - a partire dal 1° gennaio 2011 fino alla data di completamento dell'elettrodotto Sorgente - Rizziconi di collegamento della Sicilia con il continente - per le unità produttive di San Filippo del Mela individuate da Terna come "essenziali" ai sensi della regolazione vigente, al diritto di scelta tra i c.d. "regimi alternativi" di cui alla delibera AEEG n. 111/06, come modificata dalla delibera ARG/elt 52/09, e conseguentemente nell'adesione al c.d. "regime ordinario" di cui all'articolo 65 dell'Allegato A della citata delibera, il quale prevede vincoli alle offerte formulate dall'impianto sia sui Mercati del giorno prima ed infragiornaliero (MGP/MI) che sul Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD);

iii) nella disponibilità a proporre impegni di effetto equivalente a quelli sopra elencati nel caso in cui la citata disciplina sulle unità essenziali dovesse modificarsi, anche a causa di un eventuale accoglimento dei ricorsi pendenti relativi alla delibera ARG/elt 52/09 dell'AEEG.

37. Il regime di cui all'articolo 65 dell'Allegato A della delibera n. 111/06 e s.m.i., relativo ai *"Vincoli afferenti gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammessi alla reintegrazione dei costi"*, prevede che le offerte su MGP, MI ed MSD, sulle unità essenziali, siano formulate nel rispetto dei vincoli e criteri definiti dal gestore della rete Terna. In particolare, ai sensi della delibera, l'operatore è tenuto a: i) offrire su MGP/MI ad un prezzo pari al costo variabile riconosciuto dall'AEEG, nelle ore in cui e per le quantità per cui, l'impianto essenziale non è ritenuto da Terna indispensabile per la sicurezza del sistema²²; ii) offrire su MGP/MI ad un prezzo pari a zero, nelle ore in cui e per le quantità per cui, a) l'impianto essenziale è ritenuto da Terna indispensabile per la sicurezza del sistema, b) l'impianto non è indispensabile per la sicurezza del sistema ma l'offerta a prezzo zero è strettamente necessaria per rendere tecnicamente fattibile il programma di produzione dello stesso impianto relativamente alle ore in cui quest'ultimo è ritenuto indispensabile da Terna ai fini della sicurezza del sistema.

38. Nel caso in cui un'unità di produzione di un impianto ammesso alla reintegrazione dei costi non sia ritenuta indispensabile per la sicurezza del sistema per un'intera giornata, l'operatore può evitare di presentare offerte su MGP con riferimento a tale unità. L'AEEG, tenendo conto di tali situazioni, decurta dalla reintegrazione dei costi gli importi corrispondenti agli eventuali mancati ricavi che l'operatore avrebbe conseguito se avesse presentato offerte su MGP relativamente a tale unità²³.

39. Tale disciplina richiede, inoltre, che le offerte su MSD siano formulate ad un prezzo pari al costo variabile riconosciuto all'unità considerata che, nel caso in cui l'offerta riguardi la fornitura del servizio di riserva secondaria, comprende anche una componente specifica a copertura di tale prestazione. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al maggiore tra il costo variabile riconosciuto e il prezzo su MGP della zona in cui è localizzata l'unità medesima.

40. L'ammissione al c.d. "regime ordinario" prevede che l'AEEG riconosca, con propria delibera, al soggetto aderente la reintegrazione dei costi (fissi e variabili) relativi a ciascun impianto ammesso. Tale criterio di reintegrazione dei costi di generazione prevede il riconoscimento di uno specifico corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto di produzione ed i ricavi dallo stesso conseguiti sul mercato, dal momento dell'inserimento dell'impianto di produzione nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (pubblicato da Terna con cadenza annuale)²⁴. I criteri con cui calcolare i costi da reintegrare ad Edipower per la quantità ammessa da Terna al regime ordinario degli impianti essenziali sono stati recentemente ridefiniti dall'AEEG nelle delibere ARG elt 161/10 e ARG/elt 222/10.

IV. GLI IMPEGNI PROPOSTI DA ENEL E ENEL PRODUZIONE NEL PROCEDIMENTO A423

41. Anche le Parti del procedimento A423, ENEL S.p.A. ed ENEL Produzione S.p.A., hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14 *ter* della legge n. 287/90, i quali, riguardando i comportamenti di tali imprese su MGP ed MSD in Sicilia, incidono sul contesto di mercato rilevante ai fini della valutazione degli impegni presentati nel procedimento in oggetto.

42. In sintesi, gli impegni di ENEL ed EP consistono nella fissazione per il 2011 di un tetto massimo alle offerte (*bid cap*) pari a 190 €/MWh da applicare a tutti i loro impianti di generazione nella macrozona Sicilia, a partire dal 1° gennaio 2011, e fino al 2013, anno nel quale Terna prevede sia completato il nuovo elettrodotto di collegamento tra la

²² [Nelle medesime ore, se l'operatore formula l'offerta ad un prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto, la stessa è valorizzata: i) al citato costo variabile nelle ore in cui il prezzo su MGP è pari o maggiore al medesimo costo; ii) al prezzo su MGP se quest'ultimo è inferiore al costo variabile riconosciuto; iii) ad un corrispettivo compreso tra il costo variabile riconosciuto e il prezzo su MGP, nelle ore in cui quest'ultimo è inferiore al primo se ciò risulti necessario per rendere il programma di produzione di cui al punto i) tecnicamente fattibile.]

²³ [I mancati ricavi sono individuati come il prodotto tra la differenza, se positiva, tra il prezzo su MGP ed il costo variabile riconosciuto all'unità di produzione, e la potenza massima erogabile dall'unità (nel caso in cui il prezzo su MGP sia superiore o pari al costo variabile riconosciuto) o, alternativamente, la potenza definita da Terna strettamente necessaria a rendere fattibile il programma di produzione del giorno (nel caso in cui il prezzo su MGP sia inferiore al costo variabile riconosciuto).]

²⁴ [Cfr. gli artt. 63.13 e 63.1 della delibera AEEG ARG/elt 52/09.]

Sicilia ed il Continente e, dunque, a partire dal quale dovrebbero avere termine le problematiche dovute alla carenza di offerta di energia sull'isola.

43. Il *bid cap* per gli anni 2012 e 2013 sarà indicizzato alle variazioni del prezzo del petrolio Brent.

V. LE OSSERVAZIONI PERVENUTE IN MERITO AGLI IMPEGNI

V.1. Le osservazioni dei partecipanti al market test

44. Al *market test* hanno partecipato tre società attive nella produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica: ERG S.p.A. – Divisione Gas & Power (di seguito, ERG), International Power Italia S.r.l. (di seguito, IPI)²⁵ e Sorgenia S.p.A. (di seguito, Sorgenia).

Osservazioni di carattere generale

45. Secondo ERG, tra l'avvio delle istruttorie in oggetto e la pubblicazione degli impegni sono avvenute variazioni strutturali del mercato elettrico siciliano a seguito delle quali *"sono venuti meno alcuni degli elementi di fatto che hanno dato luogo alle Istruttorie dell'AGCM"*. Infatti, le *"situazioni peculiari che avevano portato al verificarsi [in Sicilia] di prezzi meno concorrenziali rispetto al resto del Paese"* nei periodi oggetto dell'avvio sarebbero state superate grazie alla *"entrata in funzione di ulteriori impianti, tra cui quelli appartenenti a società del Gruppo ERG"*, che avrebbe *"favorito l'aumento dei livelli di concorrenzialità in Sicilia"*.

46. In particolare, ad avviso di ERG, vi sarebbe stato l'ingresso di circa 1000 MW di nuova capacità, che avrebbe portato ad un incremento del 20% della capacità installata in Sicilia: 450 MW di impianti eolici, 480 MW del nuovo CCGT di ERG, 260 MW dovuti al rientro in servizio del secondo gruppo dell'impianto ISAB, fermo dall'ottobre 2008. A tale incremento di capacità sarebbe corrisposto solo un aumento modesto della domanda.

47. In questo quadro, gli impegni, secondo ERG, sarebbero *"di scarsa efficacia, se non dannosi"*, perché lascerebbero inalterata la capacità dell'incumbent ENEL di influenzare i prezzi – ora che Edipower è di fatto escluso dalla formazione del prezzo a seguito della nuova entrata di capacità generativa – e potrebbero determinare una *"alterazione ulteriore del regolare funzionamento del mercato"*.

48. Sorgenia rileva inoltre che *"la via per poter limitare l'effetto della forte concentrazione dell'offerta in Sicilia è legata all'allargamento [dell'offerta] agli impianti del Continente"*. In attesa che vengano completate le nuove infrastrutture di trasmissione previste da Terna e già autorizzate, Sorgenia propone di compiere tale allargamento dell'offerta *"attraverso un ridisegno dei vincoli zionali (per esempio attraverso soluzioni del tipo interconnessioni virtuali [...])"*.

Osservazioni sugli impegni presentati dalle Parti

49. Nessun tipo di osservazione è stata formulata sul primo dei due impegni presentati dai *toller* e, cioè, quello relativo all'affidamento ad Edipower delle attività di approvvigionamento dei combustibili e di formulazione delle offerte di energia elettrica su MGP e su MSD relativamente alla centrale di generazione siciliana di San Filippo del Mela.

50. Quanto al secondo impegno – connesso al c.d. "regime ordinario" degli impianti essenziali - ERG ed IPI, pur riconoscendo che tale misura risolverebbe il profilo del trattenimento di capacità avanzato dall'Autorità in sede di avvio di istruttoria, ritengono che essa determinerebbe effetti negativi sia sul piano della concorrenza sia su quello dell'efficienza nel processo di dispacciamento degli impianti siciliani.

51. In particolare, ERG argomenta che i vincoli alle offerte formulate sulle unità di San Filippo del Mela comporterebbero delle distorsioni nelle dinamiche competitive su MGP in quanto l'eventuale offerta a prezzo zero di parte della capacità dell'impianto a olio combustibile di San Filippo del Mela: *i)* spiazzerebbe capacità più efficiente (i CCGT di ERG e di ENEL); *ii)* non contribuirebbe alla formazione del prezzo di mercato; *iii)* garantirebbe ad Edipower sia il dispacciamento della capacità offerta a prezzo zero sia la remunerazione integrale dei costi sostenuti (fissi e variabili). Gli impegni di Edipower produrrebbero quindi, secondo ERG, effetti distorsivi dovuti alla disottimizzazione nell'utilizzo degli impianti, un aumento degli oneri di sistema per remunerare l'operatore ammesso al reintegro dei costi, e la penalizzazione, nonché un disincentivo all'investimento in nuove tecnologie, per gli operatori più efficienti.

52. Inoltre, ERG contesta il fatto che gli impegni siano legati ad una disciplina regolatoria, quella relativa agli impianti essenziali di cui alla delibera AEEG ARG elt 52/09, che è stata oggetto di impugnazione di fronte al T.A.R. Lombardia da alcuni operatori per contrarietà alla disciplina europea.

53. ERG e IPI, inoltre, hanno osservato che, poiché l'individuazione degli impianti essenziali dovrebbe avvenire sulla base delle necessità di sicurezza del sistema di norma risolte su MSD, la qualifica di impianto essenziale non può essere concessa, ed utilizzata, per risolvere comportamenti anticoncorrenziali su MGP. Inoltre, secondo entrambi i soggetti, gli impegni avrebbero dovuto riguardare comportamenti da assumere su MGP, e non su MSD, in quanto nel provvedimento di avvio tale secondo mercato sarebbe stato individuato solo come potenzialmente rilevante.

54. Quanto alle modalità operative di gestione del meccanismo di offerta dell'energia elettrica su MGP ed MSD derivante dall'adesione al c.d. "regime ordinario", Sorgenia ha evidenziato la presenza di alcune incertezze riguardo: *i)* alle condizioni di mercato a fronte delle quali Terna chiederebbe ad Edipower la formulazione di offerte a prezzo zero su MGP; *ii)* ai criteri di definizione dei costi riconosciuti e *iii)* alle ricadute complessive sul sistema.

²⁵ [ERG ed IPI controllano congiuntamente ISAB Energy S.r.l., che gestisce l'omonimo impianto di generazione siciliano.]

V.2. Il parere dell'AEEG

55. L'11 ottobre 2010 è pervenuto il parere dell'AEEG sugli impegni. In tale parere, che riguarda principalmente l'effetto congiunto degli impegni proposti dalle Parti nell'ambito dei procedimenti A423 e I721, l'AEEG formula una valutazione complessivamente positiva degli impegni, in quanto idonei a ridurre il prezzo zonale nella macrozona Sicilia ed impedire, o rendere non profittevole, una strategia di trattenimento di capacità sia di ENEL, sia di Edipower.

56. L'AEEG basa il proprio giudizio su una analisi *"what if"*, nella quale gli esiti effettivi di MGP nei mesi di febbraio, maggio e giugno 2010 vengono confrontati con gli esiti simulati che si sarebbero avuti in tali mesi se gli impegni del gruppo ENEL e di Edipower e dei suoi *toller* fossero stati già operanti. In tali simulazioni si assume che: (i) Edipower offra sempre ai costi variabili, come prescritto dagli impegni; (ii) EP scelga la strategia più profittevole all'interno di un insieme pre-definito²⁶; (iii) gli altri operatori seguano il medesimo comportamento tenuto nella realtà in quei tre mesi.

57. Da tale analisi è emerso come il prezzo medio zonale siciliano che si sarebbe osservato nelle ore di picco nei tre mesi del 2010 presi in esame dall'AEEG, se gli impegni del gruppo ENEL e di Edipower e dei suoi *toller* fossero già stati in vigore, sarebbe stato [5-10%]²⁷ rispetto a quello effettivamente realizzatosi. L'AEEG conclude quindi che l'effetto congiunto degli impegni sarebbe quello quantomeno di calmierare il prezzo siciliano, impedendogli di oltrepassare livelli determinati, in larga misura, dal costo variabile riconosciuto²⁸ alle unità di generazione dell'impianto di Edipower di San Filippo del Mela.

58. Con specifico riferimento al presente provvedimento, l'AEEG valuta che, nel caso di accoglimento dei ricorsi avverso la delibera ARG elt/52/09, che individua, tra gli altri, il c.d. "regime ordinario" degli impianti essenziali, Edipower, al fine di porre in atto una misura equivalente a quella contenuta nei suoi impegni, dovrebbe impegnarsi a offrire sui mercati dell'energia a prezzi coerenti a quelli definiti da Terna ai sensi dell'articolo 65 dell'Allegato A della deliberazione n. 111/06.

59. Quanto all'ammissione al reintegro dei costi degli impianti ammessi al "regime ordinario" degli impianti essenziali, l'AEEG rileva che *"l'eventualità che la domanda di ammissione [...] possa essere oggetto di diniego da parte di AEEG è estremamente remota, essendo la sicurezza per il sistema predominante ai fini del giudizio. In linea puramente teorica, il diniego potrebbe avere luogo nell'ipotesi in cui si rilevi un costo fisso dell'impianto assolutamente sproporzionato rispetto al beneficio derivante dalla messa a disposizione del medesimo impianto a Terna per tutto l'anno. Una simile evenienza appare comunque assai poco probabile nel caso di specie"*.

VI. LE CONTRODEDUZIONI DEI TOLLER DI EDIPOWER

60. Il 21 ottobre 2010 sono pervenute le controdeduzioni dei *toller* di Edipower e delle rispettive società controllanti, alle osservazioni formulate sugli impegni pubblicati il 9 agosto 2010.

61. Le Parti sono concordi nel ritenere che le critiche emerse nell'ambito del *market test*, in particolare quelle formulate da ERG riguardano la disciplina degli impianti essenziali, ovvero il quadro regolatorio vigente, piuttosto che gli impegni proposti. Infatti, gli impegni proposti si concretizzano, a detta dei *toller*, nella rinuncia a un diritto di scelta da parte di Edipower, nella sua qualità di utente del dispacciamento, tra i diversi regimi regolamentari previsti dalla disciplina e l'adesione della società a quello più penalizzante sotto il profilo della libera determinazione delle proprie strategie commerciali (c.d. "regime ordinario"), per il caso in cui le unità di San Filippo del Mela siano qualificate come essenziali. Le Parti evidenziano peraltro come tale qualifica esuli dalla sfera di controllo dei *toller*, ma dipenda esclusivamente dalle analisi sull'essenzialità svolte da Terna nell'esercizio della missione istituzionale attribuitale.

62. In altre parole, a detta delle Parti, tali critiche esulano dalla valutazione circa l'idoneità degli impegni a far venire meno i presunti profili anticoncorrenziali di cui all'avvio del procedimento istruttorio.

63. Ad ogni modo, con riguardo ad alcune delle specifiche criticità sollevate dai partecipanti al *market test*, le Parti hanno rilevato quanto segue.

64. Il gruppo Alpiq ha osservato come l'effetto degli impegni proposti, in termini di possibile aumento degli oneri per il sistema, andrebbe valutato prendendo in considerazione *"gli esiti complessivi del mercato a seguito dell'attuazione degli impegni, e cioè i positivi effetti che ne deriverebbero su MSD"*.

65. Il gruppo A2A, con riguardo al presunto effetto di penalizzazione degli operatori più efficienti (quali i CCGT), asserisce che questi ultimi risulterebbero penalizzati rispetto a impianti meno efficienti ammessi al reintegro dei costi solo i) nelle ore in cui tali ultimi impianti siano considerati essenziali da Terna per la sicurezza del sistema, e sempre che, nelle medesime ore, i CCGT in questione non siano stati considerati a loro volta essenziali da Terna, ovvero ii) in tutte le altre ore, laddove i CCGT siano offerti su MGP a prezzi maggiori rispetto ai costi variabili standard definiti dall'AEEG per gli impianti essenziali. A2A rileva come, nel primo caso, è ancora una volta l'attuale assetto

²⁶ [In particolare, l'AEEG ipotizza tre tipi di strategie che Enel può adottare: i) una strategia di tipo concorrenziale, in base alla quale essa offre tutte le sue unità termoelettriche in Sicilia al minor valore tra il proprio costo variabile ed il prezzo effettivamente offerto su MGP, ii) una strategia da monopolista sulla propria domanda residuale, in cui Enel formula le offerte sui suoi impianti in Sicilia al valore del bid cap (190 €/MWh), iii) una strategia "ibrida", in base alla quale Enel offre le sue unità in Sicilia al minor valore tra il bid cap (190 €/MWh) ed il prezzo effettivamente offerto su MGP. In tutti gli scenari ipotizzati, Enel offre tutta la capacità disponibile.]

²⁷ [Nella presente versione del provvedimento alcuni dati sono stati omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

²⁸ [Le modalità di calcolo di tali costi sono stati recentemente definiti dall'AEEG nelle delibere ARG elt 161/10 e ARG/elt 222/10.]

regolamentare a prediligere esigenze di sicurezza rispetto a quelle di efficienza; nel secondo caso, ci si troverebbe di fronte ad offerte di vendita su MGP da parte dei CCGT non competitive.

66. Quanto alla considerazione sollevata da ERG e IPI, circa il fatto che gli impegni riguarderebbero il MSD, mercato indicato soltanto come “potenzialmente rilevante” in sede di avvio istruttorio, il gruppo Alpiq ha evidenziato come, premessa l’inscindibile interrelazione tra il MGP e il MSD, gli stessi partecipanti al *market test* abbiano implicitamente riconosciuto l’impatto potenzialmente significativo degli impegni proposti dai *toller* anche su MGP. Infatti, il gruppo Alpiq rileva che il regime ordinario di cui all’articolo 65 della delibera AEEG n. 111/06 prevede vincoli alla formulazione delle offerte sia su MGP che su MSD.

67. In merito all’osservazione di carattere generale di Sorgenia, relativa alla possibilità di modificare l’attuale disegno normativo del mercato attraverso l’introduzione di meccanismi di “*interconnector virtuale*” tra Sicilia e continente, i gruppi Alpiq e A2A non la ritengono pertinente rispetto all’oggetto del *market test*, in quanto attiene al sistema con cui il regolatore ha scelto di disciplinare l’utilizzo e la remunerazione degli impianti essenziali ma non riguarda la bontà degli impegni proposti.

68. Quanto all’incertezza sulle modalità operative di gestione del meccanismo di offerta dell’energia elettrica prodotta da San Filippo del Mela, i gruppi Edison, A2A e Alpiq hanno evidenziato che i criteri di definizione dei costi riconosciuti sono stati recentemente resi noti dal regolatore, mentre per quanto riguarda la pubblicità dei periodi critici in cui Terna chiederebbe a Edipower di formulare offerte a prezzo zero, il gruppo Edison ritiene che sul punto rilevi anche la necessità di contemperare le esigenze di riservatezza dei titolari degli impianti essenziali.

69. Con riferimento a quanto affermato dall’AEEG in merito ad una misura equivalente a quella contenuta negli impegni in caso di accettazione dei ricorsi pendenti sulla regolazione vigente in materia di impianti essenziali, i *toller* ritengono che ogni scelta in tal senso non possa essere definita in questo momento ma debba, semmai, essere valutata alla luce del contesto normativo e di mercato che si verrebbe a creare a seguito di tale accettazione dei ricorsi. In ogni caso si dichiarano disponibili a discutere con l’Autorità misure di effetto equivalente se e qualora l’attuale disciplina sugli impianti essenziali venisse modificata a seguito dell’esito dell’impugnativa in corso.

VII. LA VALUTAZIONE DEGLI IMPEGNI

70. La contestazione all’origine del presente procedimento riguardava un possibile coordinamento dei *toller* di Edipower volto al trattenimento di capacità produttiva sul MGP al fine di innalzare il livello del prezzo zonale sul mercato siciliano. Tale coordinamento sarebbe stato realizzato nel contesto dell’utilizzo, da parte dei *toller*, dell’energia elettrica prodotta dagli impianti di Edipower in applicazione dell’Accordo di *Tolling*.

71. Il primo impegno presentato, consistente nell’affidamento da parte dei *toller* alla sola Edipower delle attività di approvvigionamento dei combustibili e di formulazione delle offerte di energia elettrica su MGP e su MSD, relativamente alla centrale di generazione siciliana di San Filippo del Mela, comporta la sottrazione di tale impianto dall’applicazione dell’Accordo di *Tolling* e fa, quindi, venire meno ogni rischio che i *toller* stessi possano porre in atto un coordinamento anticoncorrenziale delle proprie condotte commerciali nell’ambito dell’esecuzione dell’Accordo di *Tolling*. Tenuto conto anche del fatto che nessuna osservazione su tale impegno è stata formulata in sede di *market test*, si ritiene che esso sia particolarmente utile a risolvere i problemi concorrenziali avanzati dall’Autorità in sede di avvio istruttorio.

72. Tale primo impegno è strettamente connesso alla seconda misura proposta dalle Parti, in base alla quale i *toller* decidono di rinunciare al diritto di scegliere uno dei “regime alternativi” degli impianti essenziali e, pertanto, di aderire al “regime ordinario”. In base a tale scelta, infatti, Edipower perderà il controllo operativo sulle unità produttive di San Filippo del Mela qualificate da Terna come essenziali ai fini di sicurezza del sistema. Al riguardo si deve osservare come nell’anno 2010 i *toller* di Edipower abbiano deciso di aderire al “regime alternativo”, connesso alla c.d. “contrattualizzazione degli impianti”, con riferimento alla centrale di San Filippo del Mela.

73. Tale “regime alternativo” di contrattualizzazione delle unità essenziali, per il quale ha optato Edipower per l’anno 2010, prevede dei vincoli alle offerte formulate solo su MSD e solo su quantità predefinite, significativamente inferiori a quelle assoggettate ai vincoli di offerta previsti dal “regime ordinario”. Infatti, agli effetti del regime di contrattualizzazione, la capacità produttiva complessivamente assoggettata ai vincoli imposti da Terna è stata per il 2010, in alcune ore dell’anno, al massimo pari a [100-250 MW], mentre in caso di adesione al regime ordinario tutte le unità produttive di San Filippo del Mela sarebbero state sottoposte ai vincoli sulle offerte di cui al “regime ordinario”, sia su MSD che su MGP (circa 1200 MW)²⁹.

74. In presenza di analoghe caratteristiche in termini di essenzialità delle unità produttive di San Filippo del Mela, l’impegno proposto da Edipower e dai *toller*, determinando il passaggio delle unità di San Filippo del Mela dal “regime

²⁹ [Cfr. il verbale dell’audizione della società Terna S.p.A. del 29 settembre 2010. Nel corso di tale audizione Terna ha spiegato come in effetti la capacità individuata come essenziale ai sensi del regime ordinario sia sempre superiore a quella eventualmente soggetta a contrattualizzazione in base al regime alternativo. Infatti, la capacità essenziale determinata ai sensi del regime ordinario è calcolata come la quantità di capacità su cui ciascun operatore del dispacciamento è pivotale rispetto al fabbisogno di energia elettrica zonale e di riserva. La quantità di energia assoggettata a contrattualizzazione come definita dall’AEEG, invece, è calcolata come la differenza tra la quantità di capacità essenziale individuata ai sensi del regime ordinario e la quantità mediamente accettata (sugli ultimi 3 anni) in vendita su MGP/MI del singolo operatore in una determinata zona.]

alternativo", cui Edipower ha aderito nel 2010, al "regime ordinario", determina dei vincoli stringenti, e maggiori rispetto al passato, sull'operatività dei *toller* sui mercati elettrici.

75. L'assoggettamento delle unità dell'impianto di San Filippo del Mela di Edipower alla disciplina di cui al "regime ordinario" sugli impianti essenziali ex articolo 65 della delibera AEEG 111/06 s.m.i., comportando l'offerta su MGP della capacità disponibile ad un prezzo al più pari al costo variabile riconosciuto dall'AEEG, esclude per definizione la possibilità di applicare un extra margine sui costi variabili sull'energia venduta. In altre parole, in virtù di tale comportamento viene meno sia la possibilità che Edipower eserciti potere di mercato su MGP, sia che la stessa adotti comportamenti di trattenimento di capacità di tipo fisico e/o economico così come prospettato in sede di avvio di istruttoria (dal momento che tutta la capacità produttiva di San Filippo del Mela ritenuta da Terna essenziale è a disposizione del gestore di rete).

76. L'impegno esercita i suoi effetti anche su MSD in quanto, sulla base della suddetta disciplina del "regime ordinario" sugli impianti essenziali, l'energia venduta su MSD dall'impianto di San Filippo del Mela sarà valorizzata al maggiore tra il costo variabile riconosciuto all'unità considerata ed il prezzo zonale siciliano. In altri termini, le eventuali offerte formulate da Edipower su MSD saranno soggette ad un vincolo individuato dal costo variabile riconosciuto all'unità considerata o in alternativa al prezzo su MGP nella macrozona Sicilia (a sua volta influenzato dagli impegni stessi).

77. La durata dell'impegno relativo all'assoggettamento delle unità produttive di San Filippo del Mela, qualificate come essenziali da Terna, a vincoli stringenti di offerta sia su MGP che su MSD a partire dal 1° gennaio 2011 fino alla data di entrata in esercizio del nuovo elettrodotto Sorgente-Rizziconi di collegamento della Sicilia con il continente, attesa per il 2013, appare congrua nella misura in cui la realizzazione di tale interconnessione aumenterà significativamente l'offerta di energia elettrica nella macrozona Sicilia attraverso un incremento delle importazioni di energia elettrica dalla zona Sud. Ciò tenderà a ridurre le criticità di *deficit* di offerta di energia in Sicilia ed ad aumentare il livello di concorrenzialità della macrozona.

78. Come osservato anche nel parere reso dall'AEEG, l'impegno proposto da Edipower ed i suoi *toller*, consistente nella scelta di aderire al "regime ordinario" sugli impianti essenziali, congiuntamente a quelli presentati da ENEL ed EP nel procedimento A423, appaiono inoltre idonei a ridurre il prezzo zonale siciliano (in particolare, nelle ore di picco).

79. Per quanto riguarda le criticità sollevate nell'ambito del *market test* da ERG ed IPI - in particolare, in merito alla circostanza che l'accettazione degli impegni possa determinare una inefficienza nel processo di dispacciamento degli impianti siciliani nel nuovo contesto venutosi a creare dopo l'ingresso del ciclo combinato di ERG nell'estate del 2010 -, si osserva che tali preoccupazioni non paiono direttamente attinenti alla specifica idoneità degli impegni a rimuovere le preoccupazioni concorrenziali espresse nell'avvio del procedimento istruttorio (circostanza che le imprese partecipanti al *market test* non contestano), ma riguardano, piuttosto, possibili effetti prodotti dalla regolamentazione vigente in materia di impianti essenziali.

80. Più nello specifico, in sede di valutazione degli impegni presentati dalle Parti, si è potuto verificare che il gestore della rete elettrica Terna non ritiene che l'ingresso in servizio di nuova capacità di generazione in Sicilia nel 2010 abbia mutato in maniera sostanziale il contesto del mercato siciliano. In particolare Terna ritiene che: *"l'entrata del nuovo impianto di ERG ed il ritorno in esercizio della seconda unità di ISAB ha aumentato la capacità disponibile in Sicilia e di conseguenza ha reso meno essenziali tutti gli altri operatori. Tuttavia, la sicurezza del sistema in Sicilia continua ad essere molto dipendente da altri fattori, ed in particolare da eventi quali il fuori servizio di una linea o di un impianto"*³⁰. Quanto all'ingresso di nuova capacità eolica in Sicilia, menzionato sempre da ERG, Terna ha dichiarato che tale evento potrebbe addirittura accrescere il fabbisogno di riserva di potenza nell'isola piuttosto che ridurlo (*"si chiarisce che vi è una differenza sostanziale tra potenza installata da fonte eolica e quella effettivamente producibile e che inoltre l'entrata in funzione di nuova capacità da fonte eolica richiede una maggiore riserva di potenza nella zona."*³¹). A detta del gestore di rete le criticità in termini di sicurezza in Sicilia permarranno almeno fino a quando non verrà realizzato il nuovo collegamento con il continente Sorgente- Rizziconi.

81. Alla luce di quanto precede, ci si attende in particolare che anche nel nuovo contesto di mercato siciliano, caratterizzato tra l'altro dall'entrata in esercizio dell'impianto CCGT di ERG, l'impianto di Edipower di San Filippo del Mela contribuirà alla fissazione del prezzo zonale di equilibrio in una parte delle ore di picco. Tale circostanza risulterà tanto più frequente, quanto più il sistema siciliano sarà esposto a picchi di domanda o a sempre possibili indisponibilità di impianti e/o di elementi di rete, che favorirebbero l'esercizio del potere di mercato degli operatori pivotali nella macrozona Sicilia, quali ENEL ed Edipower.

82. Nella misura in cui l'impianto di San Filippo del Mela risulti pertanto ancora marginale – e dunque necessario per la formazione del prezzo zonale su MGP – in alcune situazioni di mercato in Sicilia nel 2011, la tesi della c.d. "disottimizzazione" dell'ordine di merito siciliano a seguito dell'accettazione degli impegni avanzata da alcuni partecipanti al *market test* perde di consistenza.

83. Per quanto riguarda, infine, un eventuale incremento degli oneri per il sistema elettrico nel suo complesso legato agli impegni - e dovuto all'ammissione di Edipower al reintegro dei costi di generazione relativi all'impianto di San Filippo del Mela -, si fa presente in primo luogo che tale eventualità è prevista dalla regolamentazione vigente; in

³⁰ [Cfr. il verbale dell'audizione della società Terna S.p.A. del 29 settembre 2010]

³¹ [Ibidem.]

secondo luogo si osserva che l'AEEG, come ricordato *supra*, ritiene che il diniego al reintegro potrebbe avere luogo nell'ipotesi in cui si rilevi un costo fisso dell'impianto assolutamente sproporzionato rispetto al beneficio derivante dalla messa a disposizione del medesimo impianto a Terna per tutto l'anno e che il regolatore ritenga una simile evenienza come assai poco probabile nel caso di specie.

84. Da ultimo si osserva che tale regime di reintegro dei costi, nella misura in cui appare funzionale ad evitare che un operatore, aderendo al regime di cui all'articolo 65 della delibera 111/06 e s.m.i., svolga la sua attività in perdita, è in grado di garantire la proporzionalità della misura proposta dai *toller* di Edipower.

85. L'Autorità vigilerà sull'esecuzione degli impegni, ai fini e per gli effetti di quanto previsto dall'articolo 14 *ter*, comma 1, della legge n. 287/90. In tal senso, l'Autorità si riserva di riaprire d'ufficio il procedimento qualora le parti contravvenissero agli impegni assunti e resi obbligatori con il presente provvedimento. L'Autorità si riserva di verificare la persistente idoneità degli impegni a eliminare le preoccupazioni concorrenziali oggetto del procedimento, alla luce di eventuali modifiche della situazione di fatto rispetto ad ogni elemento su cui si fonda la decisione, con particolare riguardo alle condizioni concorrenziali dei mercati rilevanti, al contesto regolamentare, nonché alla capacità di generazione di San Filippo del Mela per cui Edipower è tenuta a formulare offerte ad un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto dall'AEEG. In ogni caso, fin da ora, l'Autorità stabilisce che, in caso di futuro accoglimento dei ricorsi pendenti sulla regolazione vigente in materia di impianti essenziali, le Parti del presente procedimento debbano presentare nuove misure in grado di garantire effetti equivalenti agli impegni proposti e nel contesto normativo e di mercato che si verrebbe a creare a seguito di tale accoglimento dei ricorsi.

RITENUTO, pertanto, che gli impegni presentati dalle società Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. in data 3 maggio 2010, così come integrati da ultimo in data 27 luglio 2010, sono tali da fare venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

RITENUTO di dover disporre l'obbligatorietà dei suddetti impegni, ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 1, della legge n. 287/90;

RITENUTO, infine, di poter chiudere il procedimento nei confronti delle società Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. senza accertare l'infrazione ai sensi dell'articolo 14-*ter* della legge citata;

DELIBERA

a) di rendere obbligatori gli impegni, ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 1, della legge n. 287/90, nei confronti delle società Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. nei termini sopra descritti e allegati al presente provvedimento di cui fanno parte integrante;

b) di chiudere il procedimento nei confronti delle società Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. senza accertare l'infrazione ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 1, della legge n. 287/90;

c) che le società Edipower S.p.A., Edison S.p.A. ed Edison Trading S.p.A., A2A S.p.A. ed A2A Trading S.r.l., Iride S.p.A. (ora Iren S.p.A.) ed Iride Mercato S.p.A. (ora Iren Mercato S.p.A.), Alpiq Holding S.A. ed Alpiq Energia Italia S.p.A. dovranno presentare, entro novanta giorni dalla notifica del presente provvedimento, e successivamente ogni 30 novembre di ciascun anno, fino alla data di entrata in esercizio dell'elettrodotto Sorgente - Rizziconi di collegamento della Sicilia con il continente, una relazione sull'attuazione dell'insieme degli impegni assunti e delle attività connesse, con particolare riguardo alla richiesta di adesione da parte di Edipower, nella sua qualità di utente del dispacciamento e per le unità produttive di San Filippo del Mela individuate da Terna come essenziali, al regime di cui all'articolo 65 dell'Allegato A della delibera AEEG n. 111/06, come modificata dalla delibera ARG/elt 52/09.

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, comma 2, 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

Luigi Fiorentino

IL PRESIDENTE

Antonio Catricalà