



*Autorità Garante
della Concorrenza e del Mercato*

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 4 maggio 2017;

SENTITO il Relatore Dottoressa Gabriella Muscolo;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287, e successive modifiche, 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 il D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217;

VISTO l'articolo 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea ("TFUE");

VISTO il Regolamento n. 1/2003 del Consiglio europeo del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli articoli 81 e 82 del Trattato istitutivo della Comunità Europea (oggi articoli 101 e 102 TFUE);

VISTA la propria delibera del 29 settembre 2016, con la quale è stata avviata un'istruttoria nei confronti di Enel S.p.A. e Enel Produzione S.p.A. ("Enel Produzione"), per accertare l'esistenza di una possibile violazione dell'articolo 3 della legge n. 287/90 o dell'articolo 102 TFUE in relazione a condotte di offerta nei mercati dell'energia e dei servizi di dispacciamento;

VISTA la "*Comunicazione sulle procedure di applicazione dell'articolo 14-ter della legge 10 ottobre 1990, n. 287*", assunta nell'adunanza del 6 settembre 2012 e pubblicata sul Bollettino n. 35 del 17 settembre 2012;

VISTE le comunicazioni del 13 febbraio 2017, con le quali Enel S.p.A. ed

Enel Produzione hanno presentato impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90, secondo le modalità indicate specificamente nell'apposito "Formulario per la presentazione degli impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della legge n. 287/90", volti a rimuovere i possibili profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

VISTA la propria delibera del 1° marzo 2017, con la quale è stata disposta la pubblicazione, in data 7 marzo 2017, degli impegni proposti da Enel S.p.A. e Enel Produzione sul sito *Internet* dell'Autorità, al fine di consentire ai terzi interessati di esprimere le proprie osservazioni;

VISTE le osservazioni dei terzi interessati;

VISTE le modifiche accessorie agli impegni, presentate da Enel Produzione in data 19 aprile 2017;

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

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LA SEGNALAZIONE DELL'AEEGSI

1. In data 30 giugno 2016, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ("Aeegsi") ha trasmesso all'Autorità copia della propria delibera 24 giugno 2016, n. 342/2016/E/eel, con la quale ha avviato un procedimento ai sensi del Regolamento 25 ottobre 2011, n. 1227, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (Regolamento "Remit"). La delibera n. 342/2016/E/eel e le misure ivi previste concernono, tra l'altro, condotte poste in essere sul mercato del giorno prima ("MGP"), sul mercato infra-giornaliero ("MI") e sul mercato dei servizi di dispacciamento ("MSD") da parte di Enel Produzione nell'area di Brindisi, le quali hanno avuto un impatto notevole sul valore del corrispettivo per l'approvvigionamento su MSD (cd. *uplift*). Con la medesima delibera, l'Aeegsi ha intimato la cessazione di ogni comportamento di offerta tale da

alterare il regolare processo di formazione dei prezzi nei suddetti mercati elettrici, trasmettendo copia del provvedimento all’Autorità, alla quale si anticipavano successive possibili segnalazioni laddove nel corso del procedimento fossero emerse condotte anomale sotto il profilo del diritto della concorrenza.

2. In data 8 settembre 2016, l’Aeegsi ha trasmesso copia della propria delibera 6 settembre 2016, n. 477/2016/E/eel con la quale, anche ai sensi dell’articolo 16, comma 3, lettera d), del Regolamento Remit, essa ha formalmente deliberato di *“segnalare all’AGCM, per le valutazioni e gli interventi di propria competenza, la potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza”*, con riferimento alle condotte di offerta su MGP/MI e MSD tenute nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016 nell’area di Brindisi, tra l’altro da parte di Enel Produzione.

3. Secondo quanto rappresentato dall’Aeegsi, le unità produttive (“UP”) dell’impianto di Brindisi Sud di proprietà di Enel Produzione possono, a seconda del periodo/orario di riferimento e degli esiti dei mercati dell’energia, essere necessarie al gestore della rete Terna Rete Italia S.p.A. (“Terna”) per il mantenimento della tensione nell’area di Brindisi. In tale contesto, l’Aeegsi ha rappresentato che, mentre tali UP sono state in passato tradizionalmente dispacciate in esito ai mercati dell’energia, nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016 esse hanno registrato un programma di immissione in esito al mercato all’ingrosso tendenzialmente pari a zero, ascrivibile in parte alla riduzione dei prezzi che si è registrata sui mercati dell’energia e, in altra parte, alla possibile adozione su MGP/MI di una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli attesi di mercato).

4. In particolare, l’Aeegsi ha rappresentato che, nel periodo di riferimento, Enel Produzione avrebbe iniziato a presentare, dapprima nei soli fine settimana e poi anche nei giorni feriali, offerte su MGP ad un prezzo superiore al costo variabile orario, per tutta la capacità produttiva delle unità, incluso il minimo tecnico. In taluni casi, le UP in questione uscivano spente da MGP; in altri, Enel Produzione ha ricomprato su MI l’energia venduta su MGP, azzerandone il profilo di produzione.

5. Tali strategie di offerta hanno determinato un sostanziale azzeramento dei programmi di produzione vincolanti in esito ai mercati dell’energia. In tali circostanze, al fine di garantire l’esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, Terna ha dovuto disporre l’avviamento, su MSD, di alcune delle suddette UP, accettando le offerte presentate da Enel Produzione a prezzi

caratterizzati, secondo l'allegato A della citata delibera dell'Aeegsi n. 477/2016/E/eel, "da un incremento repentino e molto consistente", con impatto sul valore del corrispettivo *uplift*.

II. LE PARTI

6. Enel S.p.A. è la società *holding* a capo del gruppo Enel, attivo a livello mondiale nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Nel 2015, il fatturato consolidato di Enel S.p.A. è stato pari a circa 76 miliardi di euro, di cui oltre 39 miliardi realizzati in Italia.

7. Enel Produzione è una società attiva nella generazione di energia elettrica che dispone di numerosi impianti termoelettrici di diversa tipologia (olio/gas, cicli combinati, carbone, biomasse), impianti idroelettrici e fotovoltaici, tra cui quattro UP a carbone nell'area di Brindisi (impianto di Brindisi Sud). Enel Produzione vende l'energia elettrica prodotta sia attraverso contratti bilaterali sia sui mercati energetici, tra cui anche al gestore della rete di trasmissione nazionale Terna, che ha la responsabilità del dispacciamento dell'energia e della gestione in sicurezza della rete di trasmissione in Italia. Enel Produzione è interamente controllata da Enel S.p.A. Il fatturato realizzato da Enel Produzione nel 2015 è stato pari a oltre 5 miliardi di euro, realizzati quasi interamente in Italia.

III. I MERCATI INTERESSATI

8. In sede di avvio del procedimento, l'Autorità aveva ritenuto che i mercati interessati dalle condotte oggetto di analisi potessero essere quelli della vendita all'ingrosso di energia elettrica (MGP e MI) e il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

9. Il mercato all'ingrosso può essere definito come l'insieme dei contratti di compravendita di energia elettrica stipulati, dal lato dell'offerta, da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (produttori o importatori) e, dal lato della domanda, da grandi clienti industriali, grossisti e Acquirente Unico. I contratti possono essere conclusi sia tramite contrattazione bilaterale (c.d. contratti *over the counter*) sia su una piattaforma di scambi centralizzata (borsa elettrica). La borsa elettrica italiana è costituita

principalmente da un mercato a pronti, nel quale la maggior parte dell'energia viene contrattata sul mercato del giorno prima (MGP), dove vengono scambiati diritti/impegni a prelevare/immettere energia elettrica per il giorno successivo, quando gli scambi di energia tra le parti si realizzano fisicamente. Il mercato infra-giornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti su MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita e si svolge attualmente in sette sessioni successive. L'insieme di MGP e delle varie sessioni di MI può essere considerato il mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, che determina i programmi di produzione degli impianti in una determinata ora del giorno di riferimento.

10. A livello geografico, 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. Per tale motivo, la dimensione geografica del mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica deve ritenersi *sub*-nazionale, nel caso di specie venendo in rilievo la zona Macrosud¹.

11. A valle di MGP (e dei successivi mercati di aggiustamento) prende avvio il mercato dei servizi di dispacciamento, articolato in due sessioni: una prima sessione di programmazione (MSD *ex-ante*, o anche solo MSD ai fini del presente procedimento), nella quale Terna si approvvigiona di una serie di servizi distinti, aventi ad oggetto le risorse necessarie a risolvere le congestioni delle rete all'interno di ciascuna zona, a costituire adeguati margini di capacità di riserva o a mantenere la tensione sulla rete al fine di garantire il dispacciamento in sicurezza dell'energia immessa nel sistema; una seconda sessione che si svolge in tempo reale e definisce il cd. mercato del bilanciamento ("MB"), su cui Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a mantenere il continuo bilanciamento tra domanda e offerta e a ricostituire i margini di riserva via via che essi vengono utilizzati. All'interno di MSD *ex-ante* sembra poi possibile identificare mercati distinti a seconda della tipologia di servizio richiesto da Terna, nel caso di specie rappresentato dal servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico al fine di regolazione della tensione. Su tale mercato, in ogni ora, a seconda della configurazione che viene a crearsi in termini di esigenze della domanda e struttura dell'offerta, possono emergere delle porzioni di domanda residuale

¹ Cfr. Indagine conoscitiva IC22 sullo stato di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, provvedimento n. 14031 del 9 febbraio 2005, par. 3.2.2.

rispetto alle quali un unico produttore può detenere un elevato potere di mercato. Dalle informazioni trasmesse dall'Aeegsi emerge che, per regolare la tensione nell'area di Brindisi, Terna debba necessariamente approvvigionarsi da UP abilitate a presentare offerte su MSD che siano localizzate nella stessa zona, da cui ne consegue l'esistenza, sotto il profilo del mercato geografico rilevante, di un *cluster* relativo alla zona di Brindisi.

12. Secondo quanto riportato nell'allegato A alla delibera n. 477/2016/E/eel, il servizio di accensione degli impianti al minimo tecnico al fine di regolazione della tensione nell'area di Brindisi può essere fornito dai seguenti impianti di generazione: una UP di proprietà di Enipower S.p.A., la quale viene abitualmente dispacciata in esito ai mercati dell'energia in quanto legata al locale processo produttivo che rimane in funzionamento costante per l'intera giornata; una UP di Modugno, di proprietà di Sorgenia S.p.A.; quattro UP di Brindisi Sud, di proprietà di Enel Produzione. Nei periodi in cui il solo impianto di Enipower S.p.A. è stato dispacciato regolarmente in esito ai mercati dell'energia, come abitualmente avvenuto nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016, il fabbisogno residuo per Terna è stato di regola pari ad almeno due UP sulle 24 ore, da approvvigionare tra le quattro UP dell'impianto di Brindisi Sud e l'UP di Modugno. Il provvedimento di avvio ipotizzava dunque la posizione dominante di Enel Produzione su MSD, dato lo stato di *partner* obbligatorio rivestito dalla società rispetto alla domanda di Terna.

IV. LE CONDOTTE CONTESTATE

13. Sulla base delle informazioni trasmesse dall'Aeegsi, in sede di avvio dell'istruttoria l'Autorità aveva ipotizzato che, nel periodo 27 marzo – 15 giugno 2016, Enel Produzione avesse posto in essere talune condotte di offerta su MGP/MI a seguito delle quali le UP di Brindisi Sud, che erano usualmente dispacciate in esito a tali mercati, hanno invece azzerato i propri programmi di produzione. Oltre a possibili profili di trattenimento fisico o economico su MGP/MI, il regolatore faceva valere come, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, Terna aveva dovuto disporre l'avviamento, su MSD, di alcune UP dell'impianto di Brindisi Sud: in tale contesto, Enel Produzione avrebbe fatto leva sulla propria posizione di controparte commerciale obbligatoria per imporre a Terna prezzi eccessivi, che apparivano privi di proporzione rispetto al costo del servizio

offerto ed al contempo possibilmente iniqui, sulla base di un primo confronto con i prezzi offerti per lo stesso servizio in passato, nonché con il prezzo medio all'ingrosso nello stesso periodo di riferimento. Tali condotte apparivano pertanto suscettibili di integrare gli estremi di un abuso di posizione dominante, ai sensi dell'articolo 3, lettera a), della legge n. 287/90 o dell'articolo 102, lettera a), TFUE, in quanto idonee a determinare l'applicazione di corrispettivi eccessivi ai sensi della normativa *antitrust* nazionale o europea.

14. In sede di avvio del procedimento il descritto comportamento di Enel Produzione è stato ritenuto idoneo a pregiudicare il commercio intraeuropeo in quanto il corrispettivo unitario pagato da Terna per l'approvvigionamento delle risorse su MSD (*uplift*) costituisce una componente della bolletta elettrica, ed è quindi un costo che si riversa su tutti gli utenti elettrici, ivi comprese le imprese nazionali, che affronterebbero dunque maggiori costi di produzione rispetto a quelle attive in altri Stati membri.

V. IL PROCEDIMENTO DELL'AEEGSI DI AMMISSIONE DELL'IMPIANTO DI BRINDISI SUD AL REGIME DI REINTEGRO DEI COSTI PER L'ANNO 2017

15. In data 27 ottobre 2016, l'Aeegsi ha adottato la delibera n. 609/2016/R/eel con la quale ha avviato un procedimento per l'individuazione del regime di essenzialità da applicare alla capacità impiantistica oggetto di una serie di procedimenti tra cui, tra l'altro, quello avviato con la delibera n. 342/2016/E/eel, ivi compreso dunque l'impianto di Brindisi Sud di Enel Produzione. Il procedimento di cui alla delibera n. 609/2016/R/eel è stato avviato a valle della presentazione da parte di Terna dell'elenco degli impianti ritenuti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 63, comma 63.1, dell'allegato A alla delibera n. 111/2006, valido per l'anno 2017; tale procedimento contemplava una serie di scadenze procedurali per la gestione del processo di essenzialità in vista della chiusura dello stesso entro il 31 dicembre 2016. In particolare, entro il 10 novembre 2016 l'utente del dispacciamento avrebbe potuto formulare istanza di ammissione al regime di reintegro dei costi per uno o più anni; in caso di istanza per un periodo pluriennale, la richiesta avrebbe dovuto essere trasmessa anche a Terna la quale, entro sette giorni dal ricevimento, avrebbe dovuto esprimere un parere circa la probabilità che

l'impianto fosse essenziale nel periodo pluriennale indicato nella richiesta. A seguito di un ulteriore contraddittorio con l'utente del dispacciamento per la conferma e l'eventuale integrazione dell'istanza di ammissione al regime di reintegro, previsti entro il 2 dicembre successivo, la delibera definiva la conclusione del procedimento a fine anno a mezzo di un silenzio assenso, salva l'ipotesi di diniego espresso comunicato dall'Aeegsi alla parte entro il 31 dicembre 2016.

16. Nell'ambito di tale procedimento, in data 21 novembre 2016 Enel Produzione ha presentato al regolatore richiesta di ammissione al regime di reintegro dei costi di generazione per il periodo 2017-2020: applicando i criteri stabiliti dalla delibera n.111/2006 e successive modifiche, che prendono a riferimento il capitale lordo investito e un tasso di remunerazione dello stesso pari all'8,8%, la parte chiedeva un corrispettivo a reintegro dei costi fissi pari a circa [omissis]* milioni di euro per il 2017, pari a circa [omissis] milioni di euro per il 2018, pari a circa [omissis] milioni di euro per il 2019 e a circa [omissis] milioni di euro per il 2020. Nell'ambito di quell'istanza, Enel Produzione si è tuttavia resa disponibile ad accettare un *cap* al corrispettivo definito in applicazione dei criteri regolatori, nella misura di [omissis] milioni di euro per l'anno 2017, di [omissis] milioni di euro per il 2018, di [omissis] milioni di euro per il 2019 e di [omissis] milioni di euro per il 2020. Secondo quanto emerge dagli atti, in data 5 dicembre 2016 Terna ha dato riscontro negativo alla richiesta di ammissione dell'impianto al regime di essenzialità su base pluriennale, mentre Enel Produzione ha poi trasmesso una nuova comunicazione in data 21 dicembre 2016 con la quale ha ulteriormente ridotto nella misura di [omissis] milioni di euro la misura del *cap* per l'anno 2017. Anche a valle di un'interlocuzione con l'Autorità, con delibera del 28 dicembre 2016, n. 803/2016/R/eel l'Aeegsi ha tuttavia deciso di *“proseguire ... l'istruttoria sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da ENEL PRODUZIONE per l'impianto di Brindisi Sud, in collaborazione con l'AGCM”*.

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

VI. GLI IMPEGNI PROPOSTI DA ENEL PRODUZIONE E ENEL S.p.A.

17. In risposta alle possibili criticità sollevate dall’Autorità nel provvedimento di avvio, in data 13 febbraio 2017 Enel Produzione e Enel S.p.A. hanno presentato impegni ai sensi dell’articolo 14-ter della legge n. 287/90. Le misure presentate (di seguito, complessivamente, anche gli “Impegni”) consistevano, in sintesi, in una autolimitazione alla redditività complessiva dell’impianto di Brindisi Sud a [omissis] milioni di euro per ciascuno degli anni 2017, 2018 e 2019, al netto dei costi variabili riconosciuti ai sensi della delibera n. 111/2006 (“CVR”; “Impegno 1”); nell’impegno di Enel Produzione, per gli stessi anni, di offrire su MGP l’intera potenza disponibile di almeno due UP dell’impianto di Brindisi Sud a prezzi non superiori al CVR (“Impegno 2”); nell’impegno a limitare a quanto oggetto dell’Impegno 1 i costi fissi dell’impianto da considerare ai fini dell’eventuale ammissione al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006 per gli anni 2017, 2018 e/o 2019 (“Impegno 3”). Enel S.p.A. si è contestualmente impegnata a garantire il rispetto delle modalità attuative e delle tempistiche riguardanti le misure proposte da Enel Produzione.

18. Valutando detti Impegni non manifestamente infondati, con delibera del 1° marzo 2017 l’Autorità ne ha disposto la pubblicazione sul proprio sito *Internet* in data 7 marzo 2017, al fine di consentire ai terzi interessati di esprimere le proprie osservazioni. Entro il termine fissato per la conclusione del *market test*, in taluni casi in risposta ad apposite richieste di informazioni inviate dall’Autorità, sono pervenute osservazioni da parte di 13 soggetti, tra cui l’Aeegsi, Terna e operatori concorrenti e relative associazioni di categoria.

19. In risposta all’esito della consultazione pubblica sugli Impegni, Enel Produzione ha presentato una versione definitiva degli stessi in data 19 aprile 2017, allegata al presente provvedimento e di cui costituisce parte integrante. In tale versione gli Impegni originari sono stati sottoposti a modifiche accessorie. Nel prosieguo si illustra, per ciascuno degli Impegni presentati, il contenuto originario e quello definitivo alla luce delle modifiche accessorie apportate in seguito al *market test*, allo scopo di valutarne l’idoneità a rimediare alle preoccupazioni concorrenziali sollevate nel provvedimento di avvio del procedimento.

VI.1. L’Impegno 1 di Enel Produzione: l’autolimitazione alla redditività complessiva dell’impianto di Brindisi Sud per il 2017, 2018 e 2019

VI.1.1. Le misure originariamente proposte

20. Come anticipato, con l’Impegno 1 Enel Produzione si è impegnata a garantire che i ricavi annuali complessivamente ottenuti al termine dell’anno solare di riferimento per l’energia e i servizi offerti dall’impianto su MGP, MI e MSD non siano superiori a [omissis] milioni di euro per ciascuno degli anni 2017, 2018 e 2019, al netto dei CVR calcolati ai sensi della delibera n. 111/2006 (“Impegno 1.1”). Con tale impegno Enel Produzione autolimitava la redditività dell’impianto rispetto ai valori previsti dalla regolazione in caso di ammissione al regime di reintegro dei costi, ritenuti dall’impresa di equa remunerazione. Rispetto a tali valori, individuati secondo i criteri di cui all’allegato A della delibera n. 111/2006, la redditività dell’impianto veniva ridotta di un ammontare pari a circa 174 milioni di euro per il 2017, 155 milioni di euro per il 2018 e 148 milioni di euro per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa 477 milioni di euro in tre anni.

21. Enel Produzione si è impegnata a presentare, entro 120 giorni dall’approvazione del bilancio, una relazione certificata da una primaria società di revisione contabile, la quale fornirà un’esposizione dei ricavi totali e dei costi di produzione associati all’esercizio dell’impianto, quantificati secondo i criteri previsti dalla delibera n. 111/2006 per gli impianti essenziali ammessi al regime di reintegro dei costi (“Impegno 1.2”).

22. Qualora la relazione di cui all’Impegno 1.2 certifichi che Enel Produzione ha conseguito dei ricavi, al netto dei CVR, superiori a quelli di cui all’Impegno 1.1, gli importi eccedenti saranno restituiti secondo le modalità che saranno definite dall’Autorità o da altra autorità da quest’ultima individuata (“Impegno 1.3”).

23. Enel Produzione si è inoltre impegnata a svolgere con cadenza mensile un monitoraggio gestionale della redditività cumulata dell’impianto nel corso dell’anno di talché, qualora siano raggiunti gli importi di cui all’Impegno 1.1, a partire dal mese successivo a quello del rilevamento Enel Produzione offrirà tutta la capacità disponibile dell’impianto a un prezzo non superiore ai CVR sia su MGP che su MSD, fermo restando comunque quanto previsto dall’Impegno 2.2 per il riacquisto su MI (“Impegno 1.4”).

VI.1.2. Gli elementi emersi nell'ambito del market test

24. Tanto l'Aeegsi quanto Terna hanno accolto positivamente l'Impegno 1 nel suo complesso, e in particolare la sua durata triennale: l'Aeegsi ritiene, che, benché la costanza dell'ammontare del tetto nel triennio 2017-2019, a fronte di un andamento decrescente dei costi, possa garantire una dinamica crescente del tasso di remunerazione del capitale investito sui tre anni, tale dato è tuttavia accompagnato da un effetto di sostanziale e certo contenimento dell'onere per il sistema nel 2017, unico anno per cui Terna ha al momento già formulato istanza di ammissione dell'impianto di Brindisi Sud al regime di essenzialità. Terna, per parte sua, ha affermato che il fatto che ad oggi il gestore della rete non abbia ancora ritenuto l'impianto essenziale per il sistema per gli anni successivi al 2017 non esclude l'utilità della misura, in quanto la stessa ha carattere autonomo rispetto alle valutazioni di essenzialità dell'impianto: secondo Terna l'impegno assicura infatti, in ogni caso, una copertura del sistema elettrico coerente con le tempistiche che sembrano allo stato necessarie per mitigare con interventi di sviluppo i vincoli di rete nell'area di Brindisi.

25. Due operatori concorrenti partecipanti al *market test* e due associazioni di categoria, che si pronunciano con riferimento ad uno scenario di ammissione dell'impianto di Brindisi Sud al regime di reintegro dei costi su base triennale, ritengono invece eccessivo un simile arco temporale in quanto l'adozione di misure amministrative andrebbe a discapito degli operatori del mercato concorrenti, avendo come effetto quello di incidere sulla libera formazione del prezzo e sulla possibilità di sfruttare i relativi picchi.

26. Dalle informazioni raccolte nell'ambito del *market test* in risposta alle richieste di informazioni inviate dall'Autorità, è emerso inoltre come, al pari di quanto fatto da Enel Produzione per l'impianto di Brindisi Sud, in sede di richiesta all'Aeegsi di ammissione al regime di reintegro dei costi per l'anno 2017 anche A2A Energiefuture S.p.A. e EP Produzione S.p.A. hanno offerto uno sconto rispetto all'importo che sarebbe stato riconosciuto dal regime di reintegro dei costi previsto dalla delibera n. 111/2006, uno di essi in misura particolarmente consistente (*[omissis]*)². Più in generale, anche sulla base di un confronto effettuato con riferimento ai dati trasmessi dai titolari di due ulteriori impianti (*[omissis]*), sembra che i criteri di cui alla delibera

² Sul punto, si rinvia anche al testo della citata delibera dell'Aeegsi n. 803/2016/R/eel. Un'associazione di produttori partecipante al market test ha invece sottolineato il carattere eccezionale della previsione, da parte di un produttore, di un'autolimitazione alla propria redditività come definita sulla base dei criteri regolatori.

n. 111/2006 per la definizione della remunerazione spettante alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi siano suscettibili di comportare, nel contesto di mercato attuale, una possibile sovra-compensazione dei reali costi fissi operativi e del capitale sostenuti, come risultanti dal conto economico.

27. In termini più generali, due operatori intervenuti hanno poi rilevato che il tetto massimo di redditività oggetto di impegni dovrebbe essere decurtato dei ricavi generati da Enel Produzione nell'anno 2016 tramite l'applicazione di prezzi eccessivi; due soggetti intervenuti hanno invece sottolineato l'importanza di indicare, nell'ambito degli impegni, criteri più puntuali per la definizione dei CVR, in particolare per l'ipotesi di cui all'Impegno 1 in cui l'impianto non sia regolato.

28. Con riferimento al monitoraggio gestionale della redditività cumulata nel corso dell'anno, il regolatore ritiene infine preferibile che tale monitoraggio venga svolto su base settimanale piuttosto che mensile, nell'ottica di limitare strutturalmente l'ammontare dell'eventuale restituzione dovuta da Enel Produzione. Tanto secondo l'Aeegsi quanto secondo Terna, gli eventuali importi eccedenti dovrebbero essere versati a Terna ed essere restituiti al sistema attraverso una riduzione dell'*uplift*.

VI.1.3. Le modifiche accessorie

29. In data 19 aprile 2017, Enel Produzione ha presentato alcune modifiche accessorie per rispondere alle osservazioni formulate dai partecipanti al *market test*. In primo luogo, Enel Produzione ha ridotto la misura del *cap* da [250-280] a [240-270] milioni di euro, per ciascuno degli anni 2017, 2018 e 2019, precisando anche che i ricavi eventualmente già realizzati da Enel Produzione nel 2017 prima dell'eventuale approvazione degli Impegni contribuiranno alla realizzazione del valore di [240-270] milioni di euro, che dovrà dunque intendersi quale tetto annuale anche per il 2017.

30. Enel Produzione ha inoltre definito, in un nuovo allegato 2, specifici criteri per la quantificazione del CVR anche laddove l'impianto non fosse ammesso al regime di reintegro dei costi per una o più annualità. Tale metodologia è definita in coerenza con le previsioni di cui all'articolo 64 e seguenti dell'allegato A alla delibera n. 111/2006, ad eccezione che per taluni costi di logistica la cui quotazione è ancorata ad una richiesta di maggiorazione formulata da Enel Produzione all'Aeegsi in data 18 novembre 2016, che sarà applicabile laddove approvata dall'Aeegsi. La nuova versione

degli Impegni prevede inoltre che la relazione di cui all'Impegno 1.2 sia predisposta da una società di revisione contabile che sia indipendente da Enel Produzione e da Enel S.p.A. e che sia scelta dall'Autorità tra una lista di candidati presentata dalla parte, nelle forme descritte dall'allegato 1. Quest'ultimo delinea una specifica procedura di scelta del *monitoring trustee*, con obblighi di non interferenza nella sua attività a carico di Enel Produzione.

31. Secondo Enel Produzione, l'Impegno 1, nella sua nuova versione, risponde pienamente alla preoccupazione del provvedimento di avvio che i prezzi offerti dalla società su MSD siano eccessivi. Ciò in quanto l'Impegno fissa un tetto annuale massimo alla redditività conseguibile dall'impianto, determinato in misura sensibilmente inferiore a quella che la società avrebbe conseguito se tale remunerazione fosse stata definita in applicazione dei criteri di cui all'articolo 65 dell'allegato A alla delibera n.111/2006. Secondo la parte questi ultimi sono per definizione equi e non eccessivi in quanto riflettono i costi complessivi di produzione su base annua: in tale contesto, Enel Produzione autolimiterebbe la redditività dell'impianto rispetto ai valori regolati di equa remunerazione, riducendola di un ammontare pari a circa 184 milioni di euro per il 2017, 165 milioni di euro per il 2018 e 158 milioni di euro per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa 507 milioni di euro in tre anni (ossia pari a circa il [35-45%] meno dello scenario di applicazione dei criteri stabiliti dalla disciplina regolatoria).

32. Inoltre, gli Impegni contemplano una riduzione aggiuntiva pari a circa 86 milioni di euro per il 2017, 82 milioni di euro per il 2018 e 68 milioni di euro per il 2019, anche rispetto alla proposta di remunerazione scontata che la società aveva già presentato all'Aeegsi nell'ambito del processo regolamentare. Secondo Enel Produzione, la metodologia seguita per la formulazione degli Impegni appare perciò idonea a impedire l'applicazione di prezzi eccessivi rispetto ai costi effettivi dell'impianto, e dunque a rimuovere *in nuce* le preoccupazioni concorrenziali che hanno determinato l'avvio del procedimento.

33. Sul punto della costanza del *cap* nei tre anni, Enel Produzione aderisce alla posizione dell'Aeegsi che ha rilevato come, nell'insieme, alla luce dell'ingente beneficio per il sistema comportato dall'Impegno 1.1 nel 2017, il valore complessivo della remunerazione nei tre anni è da considerarsi congruo; la stabilità del tetto negli anni inoltre risponde alla necessità di far fronte al maggior livello di rischio connesso all'esercizio dell'impianto su orizzonti temporali lontani, rispetto ai quali risulta più difficile effettuare

previsioni.

34. Secondo Enel Produzione, non è poi appropriato il riferimento agli sconti offerti all'Aeegsi da A2A Energiefuture S.p.A. e EP Produzione S.p.A., da un lato in quanto essi sono stati presentati per porre rimedio a due procedimenti dell'Aeegsi tesi all'adozione di possibili provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, poi chiusi con la già citata delibera n. 803/2016/R/eel. L'adesione a un regime di remunerazione scontata non costituisce pertanto uno scenario normale ma si muove, anche in quel caso, in un contesto di carattere eccezionale e di natura afflittiva. Inoltre, secondo la parte, in termini assoluti lo sconto offerto da Enel Produzione risulta ben maggiore rispetto a quello offerto da A2A Energiefuture S.p.A. e EP Produzione S.p.A.; mentre, infatti, questi ultimi sono stati ammessi al regime di reintegro dei costi e hanno quindi la certezza di vedersi riconosciuta integralmente siffatta remunerazione scontata, Enel Produzione si è invece impegnata ad applicare il *cap* di cui all'Impegno 1.1 a prescindere dall'ammissione al regime di reintegro. Ne consegue che Enel Produzione non ha alcuna certezza di riuscire a conseguire integralmente la remunerazione di [240-270] milioni di euro di cui all'Impegno 1.1, con un profilo di rischio straordinariamente più oneroso rispetto a quello sostenuto dagli altri operatori³.

35. Enel Produzione non ha presentato modifiche accessorie con riferimento a quanto evidenziato dall'Aeegsi circa la possibilità di prevedere un monitoraggio gestionale della redditività cumulata annua con cadenza settimanale in luogo della frequenza mensile proposta con l'Impegno 1.4. Sul punto, la società ha dichiarato di curare la rendicontazione dei propri

³ Con riferimento alla possibile difformità tra costi risultanti sulla base dei criteri di cui all'articolo 65 dell'allegato A alla delibera n. 111/2006 e costi fissi operativi e del capitale come definiti nel conto economico, Enel Produzione ritiene che il campione prodotto dall'Autorità non sia rappresentativo in quanto relativo a due impianti (*omissis*) che non sono peraltro paragonabili sotto un profilo tecnico/economico con quello di Brindisi Sud. Inoltre Enel Produzione, che non ha avuto accesso alle risposte degli operatori nella loro versione integrale ma solo a talune elaborazioni aggregate predisposte dagli Uffici, ritiene che non sia possibile esprimere considerazioni approfondite sugli indici prodotti senza conoscere in base a quali criteri, dati e relativa documentazione siano stati rappresentati i costi di tali operatori e sia stato svolto il confronto con il regime regolamentare di reintegro. Più in generale, la parte considera che comunemente i prospetti di bilancio per impianti utilizzati ai fini gestionali non includono i costi indiretti, i costi comuni e le voci di remunerazione del capitale, mentre includono tipicamente solo gli ammortamenti e i costi operativi diretti. Pertanto vi è il rischio che, in funzione del tipo di risposte fornite dalle società interrogate, sia stato effettuato un confronto disomogeneo. Rispetto a tale considerazione l'Autorità ritiene che, ai fini del market test e dell'individuazione di soluzioni che siano idonee a soddisfare le preoccupazioni espresse in sede di avvio, il fatto che sia emerso dal market test un possibile disallineamento, anche solo in taluni casi e a determinate specifiche condizioni, tra criteri per la definizione del conto economico e criteri regolamentari, sia sufficiente ad escludere che, in termini assoluti, l'offerta anche solo di un minimo sconto rispetto alla remunerazione regolata sia di per sé necessariamente idonea a scongiurare che i prezzi così definiti siano eccessivi sotto il profilo antitrust.

costi e ricavi su base mensile. Più in generale, secondo la società, il monitoraggio su base settimanale, oltre ad essere particolarmente oneroso, potrebbe non fornire una rappresentazione dei costi e dei ricavi attendibile, alla luce del fatto che per la corretta valorizzazione di alcune partite economiche è necessario attendere la conclusione del mese di riferimento.

VI.1.4. Valutazioni

36. Con l'Impegno 1, nella sua versione definitiva, Enel Produzione ha offerto di ridurre la redditività complessiva dell'impianto di Brindisi Sud al tetto di [240-270] milioni di euro annui per il triennio 2017-2019. Si tratta di un *cap*, ossia un tetto massimo, che ha ad oggetto il primo margine, e dunque i ricavi annuali complessivamente ottenuti al netto dei costi variabili.

37. Sul valore proposto vale osservare che, alla luce della documentazione in atti e considerata l'ulteriore riduzione offerta in sede di modifiche accessorie agli Impegni, l'Autorità ritiene che la proposta formulata da Enel Produzione sia correttamente basata su una metodologia tesa al recupero dei costi annuali, e che la stessa definisca i ricavi ammissibili entro un valore che risolve le preoccupazioni concorrenziali formulate in sede di avvio. Tale valutazione scaturisce in particolare dal fatto che, benché altri operatori oltre a Enel Produzione abbiano manifestato la propria disponibilità ad offrire uno sconto rispetto al corrispettivo per il reintegro dei costi definito sulla base dei criteri regolatori di cui all'articolo 65 dell'allegato A alla delibera n. 111/2006, la percentuale di sconto offerta da Enel Produzione nell'ambito degli Impegni in oggetto appare particolarmente significativa, tanto in valore assoluto quanto nel confronto con quelle offerte da altri operatori. In tal senso si consideri anche che, contrariamente a questi ultimi casi, la proposta di Enel Produzione, stante l'incertezza in merito alla ammissione al regime di reintegro, non assicura alla società una remunerazione certa ma definisce solo un tetto massimo, che non verrà necessariamente raggiunto⁴.

38. La stessa Aeegsi ha espresso un giudizio sostanzialmente positivo in merito alla misura, ritenendo anche l'importo congruo nel suo complesso.

⁴ Con riferimento alla misura del *cap*, l'Autorità non ritiene poi condivisibile quanto sostenuto da taluni intervenienti con riferimento al fatto che il tetto proposto da Enel Produzione dovrebbe comunque essere più basso rispetto ad un livello di copertura dei costi, nella misura in cui deve avere valenza restitutoria di quanto oggetto di abuso nell'anno precedente. Nel ribaltare un precedente orientamento del TAR Lazio, il Consiglio di Stato ha chiarito che gli impegni possono essere accolti anche a fronte di condotte che hanno consumato i loro effetti, senza che sia necessario che le misure proposte si prefiggano di rimuovere tali effetti retroattivamente (TAR Lazio, sez. I, sentenza 9 maggio 2011, n. 3964, Conto TV, par. 3; Consiglio di Stato, sez. VI, sentenza 22 settembre 2014, n. 4773, Agcm c. Conto TV, parr. 18-19).

39. L'idoneità della soluzione offerta è poi rafforzata dalla previsione, introdotta in sede di modifiche accessorie, di criteri puntuali di quantificazione del CVR che non comportano alcuna discrezionalità da parte di Enel Produzione, e dall'attribuzione dell'incarico di certificazione dei costi e ricavi d'impianto ad una società di revisione terza nominata con il previo consenso dell'Autorità.

40. L'Autorità ritiene che l'impegno sia idoneo anche sotto il profilo della durata delle misure, in quanto offre un rimedio per tutto l'arco temporale per cui Enel Produzione sembra, allo stato delle attuali previsioni, poter continuare a rivestire la posizione di *partner* obbligatorio rispetto alla domanda di Terna relativamente al *cluster* di Brindisi. Nello stesso senso, peraltro, si sono espresse sia l'Aeegsi che Terna, le quali ritengono che l'Impegno triennale assicuri una copertura del sistema elettrico anche nel caso in cui l'impianto non sia dichiarato essenziale da Terna per gli anni 2018 e 2019; la durata triennale degli Impegni, è altresì ritenuta da Terna coerente con le tempistiche che sembrano allo stato necessarie per mitigare con interventi di sviluppo i vincoli di rete nell'area di Brindisi.

41. Peraltro, proprio in quanto l'Impegno è autonomo rispetto alle valutazioni di stretta essenzialità dell'impianto, che non necessariamente coincide con la nozione di dominanza ai fini *antitrust*, non è invece condivisibile la posizione di coloro che hanno sostenuto che la sua durata triennale sia idonea a generare un prolungato effetto sulle strategie di prezzo degli operatori concorrenti, argomento elaborato con riferimento al diverso scenario in cui l'impianto sia ammesso su base triennale al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006. Tale eventuale effetto per il mercato è infatti legato alla (anch'essa eventuale) ammissione dell'impianto al regime regolato, e non discende dunque dall'Impegno 1, che ha carattere autonomo rispetto alla regolazione.

42. Sul punto relativo alla restituzione di eventuali importi eccedenti il *cap*, l'Autorità ritiene congruo l'Impegno 1.3 di restituire gli importi eccedenti secondo le modalità che saranno definite dall'Autorità o da altra autorità da quest'ultima individuata, e provvederà a individuare tali modalità e a comunicarle alle parti entro il 31 dicembre 2017. Di tali adempimenti Enel Produzione darà conto all'Autorità nell'ambito di un'apposita relazione trasmessa entro il 31 marzo di ciascuno degli anni 2018, 2019 e 2020.

43. Da ultimo, l'Autorità ritiene comunque adeguata, alla luce delle argomentazioni presentate dalla parte circa la propria gestione interna, la previsione di un monitoraggio della redditività cumulata su base mensile,

come proposto da Enel Produzione nell’Impegno 1.4.

VI.2. L’Impegno 2 di Enel Produzione: l’offerta su MGP dell’intera potenza di almeno due UP a prezzi non superiori al CVR, negli anni 2017, 2018 e 2019

VI.2.1. Le misure originariamente proposte

44. L’Impegno 2.1 prevede che, negli anni 2017, 2018 e 2019, Enel Produzione offra su MGP l’intera potenza disponibile di almeno due UP dell’impianto a prezzi non superiori al CVR (“Impegno 2.1”).

45. Enel Produzione gestirà i possibili riacquisti su MI della potenza di cui all’Impegno 2.1, eventualmente dispacciata in esito a MGP, azzerando tale potenza solo nei casi in cui il programma di funzionamento non risulti tecnicamente fattibile o le operazioni necessarie a renderlo tale portino a una perdita economica rispetto ai costi di funzionamento. Tale valutazione verrà effettuata su base giornaliera secondo i criteri contenuti nell’allegato 3 agli Impegni (“Impegno 2.2”).

VI.2.2. Gli elementi emersi nell’ambito del market test

46. L’Aeegsi ha espresso una valutazione favorevole sull’Impegno 2, ritenendo che la misura di cui al punto 2.1 “*riduc[a] il rischio di esercizio di potere di mercato nel mercato per il servizio di dispacciamento da parte del titolare dell’impianto Brindisi Sud, dato che contribuisce a creare le condizioni affinché il programma di immissione dell’impianto medesimo in esito ai mercati dell’energia sia almeno pari alle quantità essenziali*”. L’Aeegsi ritiene nel suo complesso congruo anche il meccanismo di riacquisto su MI, considerando, da un lato, fondata l’esigenza di evitare programmi di produzione in esito a MGP non implementabili sotto il profilo tecnico e/o economico; dall’altro, che l’impatto dell’Impegno 2.2 dipenda da variabili di mercato di difficile prevedibilità e non dipendenti da Enel Produzione. Per gli ulteriori elementi emersi nell’ambito del *market test*, legati anche alla misura del *cap* e alla durata triennale degli Impegni, si rinvia a quanto descritto nei paragrafi precedenti.

VI.2.3. Le modifiche accessorie

47. Enel Produzione non ha presentato modifiche accessorie specifiche all'Impegno 2, salvo che per quanto riguarda, in termini più ampi, i criteri di quantificazione del CVR sopra richiamati, validi per il complesso degli Impegni presentati dalla parte.

VI.2.4. Valutazioni

48. L'Autorità ritiene che l'Impegno 2.1 contribuisca positivamente ad eliminare le preoccupazioni concorrenziali espresse in sede di avvio del procedimento, assicurando che l'intera potenza di almeno due UP dell'impianto sia offerta su MGP a un prezzo non superiore al CVR, scongiurando dunque possibili rischi di trattenimento fisico o economico su MGP. L'Impegno 2.1 è completato dalla misura di cui al punto 2.2 in forza della quale Enel Produzione si impegna a riacquistare la potenza offerta su MI soltanto qualora l'esito di MGP comporti condizioni di accettazione delle offerte tecnicamente o economicamente insostenibili; tale previsione appare pertanto oggettivamente giustificata nonché definita da una formula algebrica che limita la discrezionalità della parte.

49. Più in generale, oltre che porre vincoli alla condotta di Enel Produzione su MGP e MI, l'Impegno 2 è idoneo a ridurre considerevolmente i casi in cui Terna si troverà nella condizione di dover acquistare servizi su MSD, ed è dunque idoneo a far venir meno l'ipotizzata condizione di *partner* obbligatorio di Enel Produzione su MSD e, di conseguenza, la possibile dominanza di cui al provvedimento di avvio.

VI.3. L'Impegno 3 di Enel Produzione: il tetto ai costi fissi da considerare ai fini dell'eventuale reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006

VI.3.1. Le misure originariamente proposte

50. Con l'Impegno 3, Enel Produzione si è impegnata a limitare a [250-280] milioni di euro i costi fissi dell'impianto da considerare ai fini del reintegro, in caso di ammissione al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006.

VI.3.2. Gli elementi emersi nell'ambito del market test

51. Nell'ambito del *market test*, l'Aeegsi ha chiesto di chiarire che

l'Impegno 3 rimane valido anche nel caso in cui l'impianto sia ammesso al regime di reintegro dei costi per un periodo inferiore rispetto al triennio 2017-2019.

VI.3.3. Le modifiche accessorie

52. Nella versione depositata il 19 aprile 2017, oltre a ridurre a [240-270] milioni di euro il tetto di cui agli Impegni 1 e 3, Enel Produzione ha inoltre chiarito che tale *cap* è valido anche nel caso di ammissione al regime di reintegro per un periodo inferiore al triennio 2017-2019, ad esempio pari ad un solo anno.

VI.3.4. Valutazioni

53. L'Autorità valuta positivamente l'Impegno 3 quale misura complementare all'Impegno 1, tesa ad assicurare l'efficacia delle misure proposte anche qualora l'Aeegsi intendesse ammettere l'impianto di Brindisi Sud al regime di reintegro dei costi di cui alla delibera n. 111/2006. Sul punto, l'Autorità rileva nuovamente come l'Impegno 3 assicuri un ingente beneficio per gli utenti del sistema, in quanto Enel Produzione si è impegnata a limitare la propria redditività a valori ben inferiori a quelli garantiti dal regime di reintegro, oltre che ulteriormente scontati rispetto alla proposta formulata dalla stessa Enel Produzione all'Aeegsi lo scorso novembre.

VI.4. L'Impegno di Enel S.p.A. a garantire l'effettiva implementazione degli Impegni da parte di Enel Produzione

54. In data 13 febbraio 2017, Enel S.p.A. ha trasmesso la versione definitiva dei propri Impegni, nell'ambito della quale si è impegnata a garantire il rispetto da parte di Enel Produzione delle modalità attuative e delle tempistiche riguardanti le misure proposte dalla stessa società nell'ambito del proprio formulario. Non sono state presentate osservazioni su questa misura nell'ambito del *market test*, né modifiche accessorie da parte di Enel S.p.A..

55. L'Autorità ritiene che l'Impegno presentato da Enel S.p.A. contribuisca ad assicurare l'effettiva implementazione e pertanto l'efficacia delle misure proposte, nella misura in cui la società controllante Enel S.p.A., anch'essa destinataria del provvedimento di avvio, si fa garante dell'attuazione del

comportamento della società controllata Enel Produzione.

VII. CONCLUSIONI

56. Le preoccupazioni concorrenziali espresse dall’Autorità in sede di avvio del procedimento riguardavano un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Enel Produzione e da Enel S.p.A., concernente condotte di offerta su MGP/MI e MSD in possibile violazione dell’articolo 3 della legge n. 287/90 o dell’articolo 102 TFUE, che avrebbero comportato in particolare l’applicazione di prezzi eccessivi su MSD nella zona di Brindisi.

57. Gli Impegni presentati da Enel Produzione e da Enel S.p.A. appaiono idonei nel loro insieme a porre rimedio a tali preoccupazioni concorrenziali in quanto comportano un vincolo complessivo per le condotte di Enel Produzione tanto su MGP/MI quanto su MSD, che, sia nello scenario di ammissione dell’impianto al regime regolato che in quello di libera partecipazione ai suddetti mercati, minimizzerà la costituzione di potere di mercato in capo ad Enel Produzione e conterrà comunque la remunerazione e le condotte di prezzo di quest’ultima, e dunque gli oneri per gli utenti finali.

58. In primo luogo, infatti, l’Impegno 2 definisce la condotta della parte su MGP, assicurando che l’intera potenza di almeno due UP dell’impianto sia offerta su MGP a un prezzo non superiore al CVR, così scongiurando possibili rischi di trattenimento fisico o economico volto alla creazione di potere di mercato su MSD.

59. Ai sensi dell’Impegno 2.2. i riacquisti su MI della potenza offerta saranno possibili soltanto qualora l’esito di MGP comporti condizioni di accettazione delle offerte tecnicamente o economicamente insostenibili, previsione che appare oggettivamente giustificata nonché definita da una formula algebrica che limita la discrezionalità della parte. Oltre che porre vincoli alla condotta di Enel Produzione su MGP/MI, l’Impegno 2 è idoneo a ridurre considerevolmente i casi in cui Terna si troverà nella condizione di dover acquistare servizi su MSD, ed è dunque idoneo a far venir meno l’ipotizzata condizione di *partner* obbligatorio di Enel Produzione su MSD e, di conseguenza, la possibile dominanza evocata nel provvedimento di avvio.

60. Qualora poi le condizioni di mercato su MGP non fossero tali da consentire di coprire il CVR ai sensi dell’Impegno 2, evitando possibili situazioni di essenzialità su MSD, l’Impegno 1 impone a Enel Produzione di calibrare le proprie offerte su MSD al tetto massimo annuale di [240-270]

milioni di euro, al netto dei CVR, con un significativo ribasso rispetto alla remunerazione che sarebbe garantita dalla regolazione in caso di ammissione al regime di reintegro dei costi. L'idoneità della soluzione offerta è rafforzata dalla previsione, introdotta in sede di modifiche accessorie, di criteri puntuali di quantificazione del CVR che non comportano discrezionalità da parte di Enel Produzione, e dall'attribuzione dell'incarico di certificazione dei costi e ricavi d'impianto ad una società di revisione terza nominata con il previo consenso dell'Autorità.

61. Come già in precedenza indicato, gli eventuali importi eccedenti il *cap* di cui all'Impegno 1.3 dovranno essere restituiti secondo le modalità che verranno definite dall'Autorità e comunicati alla parte entro il 31 dicembre 2017. Delle eventuali restituzioni Enel Produzione darà conto all'Autorità nell'ambito di un'apposita relazione trasmessa entro il 31 marzo di ciascuno degli anni 2018, 2019 e 2020.

62. Sul punto relativo alla durata delle misure, in accordo con quanto sostenuto dall'Aeegsi e da Terna, l'Autorità ritiene che la durata triennale degli Impegni sia coerente con le tempistiche che sembrano allo stato necessarie per mitigare con interventi di sviluppo i vincoli di rete nell'area di Brindisi, assicurando una copertura del sistema elettrico anche nel caso in cui l'impianto non sia dichiarato essenziale da Terna per gli anni 2018 e 2019. Qualora l'Aeegsi intendesse ammettere Enel Produzione al regime di reintegro dei costi per tutti o anche solo per uno degli anni 2017, 2018 e/o 2019, l'Impegno 3 preserva la completezza del sistema di misure offerto nella parte in cui stabilisce che, anche in quella sede, Enel Produzione debba tener fermo il tetto di cui all'Impegno 1.1 e i conseguenti benefici per gli utenti del sistema. Rispetto allo scenario regolato, Enel Produzione limiterà la propria redditività d'impianto di circa 184 milioni di euro per il 2017, 165 milioni di euro per il 2018 e 158 milioni di euro per il 2019, con una riduzione complessiva pari quindi a circa 507 milioni di euro in caso di ammissione al regime di reintegro per l'intero triennio. Rispetto alla proposta di remunerazione scontata che la società aveva presentato all'Aeegsi, il risparmio per l'utente elettrico è comunque ancora particolarmente significativo, e pari a circa 86 milioni di euro per il 2017⁵, 82 milioni di euro per il 2018 e 68 milioni di euro per il 2019.

63. Con riferimento all'Impegno di garanzia presentato da Enel S.p.A., l'Autorità ritiene che esso sia idoneo ad assicurare l'effettiva

⁵ Con riferimento alla proposta di ulteriore riduzione formulata in data 21 dicembre 2016 da Enel Produzione all'Aeegsi per il solo anno 2017, che contempla una remunerazione pari a [omissis] milioni di euro, il risparmio per l'utente elettrico è, per tale anno, pari a [omissis] milioni di euro.

implementazione e pertanto l'efficacia degli impegni proposti da Enel Produzione, nella misura in cui la società controllante Enel S.p.A. si rende garante dell'attuazione del comportamento della società controllata.

64. In conclusione, gli Impegni presentati da Enel Produzione e da Enel S.p.A. appaiono complessivamente idonei a porre rimedio alle preoccupazioni concorrenziali espresse in sede di avvio del procedimento, in quanto permettono di evitare comportamenti suscettibili di determinare l'applicazione di prezzi eccessivi su MSD nell'area di Brindisi.

65. L'Autorità vigilerà sull'esecuzione degli Impegni e si riserva di riaprire d'ufficio il procedimento ai fini e per gli effetti di quanto previsto dall'articolo 14-ter, commi 2 e 3, della legge n. 287/90.

RITENUTO, quindi, che gli Impegni presentati da Enel Produzione S.p.A. e da Enel S.p.A. risultano idonei a far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria;

RITENUTO di disporre l'obbligatorietà degli Impegni presentati da Enel Produzione S.p.A. e da Enel S.p.A. ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90;

tutto ciò premesso e considerato:

DELIBERA

a) di rendere obbligatori per Enel Produzione S.p.A. e Enel S.p.A. gli Impegni presentati, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90, nei termini sopra descritti e allegati al presente provvedimento, di cui fanno parte integrante;

b) che Enel Produzione S.p.A. e Enel S.p.A. presentino all'Autorità, entro sessanta giorni dalla notifica del presente provvedimento, e successivamente entro sessanta giorni dalla scadenza dell'incarico conferito, in caso di mancato rinnovo, una lista di candidati per svolgere la funzione di *monitoring trustee* accompagnata da una relazione che certifichi la loro competenza ed esperienza nel settore e illustri la procedura seguita per la loro individuazione;

c) che Enel Produzione S.p.A. e Enel S.p.A. presentino all’Autorità, entro il 31 marzo di ciascuno degli anni 2018, 2019 e 2020, una relazione dettagliata sull’attuazione degli Impegni assunti;

d) con riferimento all’Impegno 1.3 di restituire gli importi eccedenti rispetto al tetto di cui all’Impegno 1.1, che Enel Produzione S.p.A. provveda a individuare tali importi nella medesima relazione di cui al punto c), procedendo alla loro restituzione secondo le modalità e le tempistiche che saranno individuate dall’Autorità con apposita delibera e comunicate alla parte entro il 31 dicembre 2017;

e) di chiudere il procedimento senza accertare l’infrazione, ai sensi dell’articolo 14-ter, comma 1, della legge n. 287/90.

Il presente provvedimento sarà 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, fatti salvi i maggiori termini di cui all’articolo 41, comma 5, del Codice del processo amministrativo, 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
Roberto Chieppa

IL PRESIDENTE
Giovanni Pitruzzella