

C7065 - CASSA DEPOSITI E PRESTITI/TRASMISSIONE ELETTRICITÀ RETE NAZIONALE-GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE

Provvedimento n. 14542

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 4 agosto 2005;

SENTITO il Relatore Professor Carlo Santagata;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'atto della società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., pervenuto in data 24 maggio 2005;

VISTA la propria delibera del 22 giugno 2005 con la quale ha avviato, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90, un procedimento nei confronti delle società Cassa depositi e prestiti S.p.A., T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A. e Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.;

SENTITI i rappresentanti della società Cassa depositi e prestiti S.p.A. in data 12 e 28 luglio 2005, i rappresentanti delle società T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A. in data 13 e 28 luglio 2005 e i rappresentanti della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. in data 15 e 28 luglio 2005;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. FATTO

1. Le parti

1. Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (di seguito CDP), ai sensi del Decreto Legislativo 30 luglio 1999, n. 284¹, è un'amministrazione dello Stato dotata di propria personalità giuridica e di autonomia ordinamentale, organizzativa, patrimoniale e di bilancio, che svolge attività e servizi di interesse economico generale. CDP è stata trasformata in società per azioni con il D. L. 30 settembre 2003, n. 269² e ne sono state ridefinite funzioni, compiti, dotazioni nonché modalità di gestione finanziaria e operativa con D.M. 5 dicembre 2003³. Il capitale sociale di CDP è attualmente detenuto per il 70% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita il controllo sulla società, e per il restante 30% è suddiviso tra sessantasei fondazioni di origine bancaria italiane. Nel 2004 CDP ha realizzato in Italia un fatturato di quasi 11 miliardi di euro⁴.

2. Per quanto riguarda le attività svolte da CDP, l'oggetto sociale definito nello Statuto della società prevede: i) il finanziamento dello Stato ed enti pubblici in generale; ii) il finanziamento di opere, impianti, reti e dotazioni destinati alla fornitura di servizi pubblici e alle bonifiche; iii) l'assunzione delle partecipazioni ad essa attribuite con decreto del MEF di cui all'articolo 5, comma 3, lettera b), del D.L. n. 269/03 e affidate alla c.d. gestione separata; iv) la gestione delle funzioni, attività e passività di CDP anteriori alla trasformazione, trasferite al MEF ai sensi dell'articolo 5, comma 3, lettera a), del D.L. n. 269/03 nonché la gestione di ogni altra funzione di rilievo pubblicistico e attività di interesse generale assegnata per atto normativo, amministrativo o convenzionale; v) la fornitura di servizi di assistenza e consulenza e attività in favore dei soggetti di cui alla lettera i); infine, vi) la fornitura di servizi di consulenza e attività di studio, ricerca e analisi in materia economica e finanziaria.

3. Nell'ambito delle attività sopra descritte, CDP detiene una partecipazione pari a circa il 10% del capitale sociale di Enel S.p.A. (di seguito ENEL), ad essa trasferita dal MEF con decreto 5 dicembre 2003, in attuazione dell'articolo 5, comma 3, lettera b), del D.L. n. 269/03, che ha previsto il trasferimento in capo a CDP di beni e partecipazioni societarie dello Stato e ha demandato al MEF la determinazione dell'oggetto di tali trasferimenti, sottoposti alla gestione separata a fini contabili e organizzativi, uniformata a criteri di trasparenza e salvaguardia dell'equilibrio. I criteri di gestione delle partecipazioni societarie dello Stato attribuite a CDP e assegnate alla gestione separata, in base al comma 11 del citato articolo 5 del D.L. n. 269/03, sono determinati dal MEF con decreto non regolamentare. In attuazione di tale previsione, è stato adottato il D.M. 18 giugno 2004, che ribadisce il potere di indirizzo del MEF in merito alle attività in gestione separata (previsto al comma 9 dell'articolo 5 del D.L. n. 269/03) e detta i criteri di gestione di tali partecipazioni.

¹ [*"Riordino della Cassa depositi e prestiti, a norma dell'articolo 11 della L. 15 marzo 1997, n. 59", pubblicato nella Gazz. Uff. 17 agosto 1999, n. 192.*]

² [*"Disposizioni urgenti per favorire lo sviluppo e per la correzione dell'andamento dei conti pubblici", pubblicato nella Gazz. Uff. 2 ottobre 2003, n. 229, S.O. e convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, della legge 24 novembre 2003, n. 326 (Gazz. Uff. 25 novembre 2003, n. 274, S.O.), entrata in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione.*]

³ [*Publicato nella Gazz. Uff. 12 dicembre 2003, n. 288, S.O.*]

⁴ [*CDP redige il proprio bilancio in base agli schemi previsti per le banche; ai fini del calcolo del fatturato di CDP ai sensi dell'art. 16, comma 2, della legge n. 287/90, viene in rilievo il valore di un decimo del totale dell'attivo dello stato patrimoniale, esclusi i conti d'ordine.*]

4. T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A. (di seguito TERNA), è una società costituita da ENEL in data 31 maggio 1999, in attuazione del Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79⁵, che prevedeva la separazione della proprietà delle infrastrutture elettriche costituenti la rete di trasmissione nazionale (di seguito RTN) dalla loro gestione, ed il mantenimento delle stesse in capo ai soggetti che ne erano al momento proprietari, con l'obbligo per questi ultimi di costituire apposite società di capitali alle quali trasferire esclusivamente i beni e i rapporti relativi alla trasmissione di energia elettrica. ENEL ha quindi trasferito a TERNA il ramo di azienda relativo all'esercizio dei diritti di proprietà della rete, comprendente le infrastrutture in alta e altissima tensione, le stazioni di smistamento e trasformazione dell'energia elettrica e le connesse attività di manutenzione e sviluppo. Il capitale sociale di TERNA è attualmente detenuto per il 36,14% da ENEL e per il 14% circa da un pool di investitori istituzionali, mentre il restante 50% è stato oggetto di offerta pubblica di vendita. Nel 2004 TERNA ha realizzato un fatturato pari a 994,5 milioni di euro, dei quali 865,8 conseguiti in Italia.

5. TERNA è la società proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica ad alta e ad altissima tensione (AT e AAT). Sulla base di quanto previsto nella normativa in materia, le principali attività svolte da TERNA consistono nell'esercizio, manutenzione e sviluppo della parte di RTN di proprietà o nella sua disponibilità al fine di consentire il trasporto di energia elettrica dagli impianti di produzione o dai punti di interconnessione con le reti estere (nei casi di energia importata), sino ai punti di interconnessione con le reti di distribuzione e ai punti di prelievo dei clienti finali direttamente connessi con la RTN. TERNA opera inoltre nella fornitura di servizi di progettazione, realizzazione, esercizio e manutenzione di impianti in alta e altissima tensione nonché nell'offerta di servizi di telecontrollo di reti tecnologiche (energia elettrica, acqua e gas) e servizi di comunicazioni elettroniche, quali appoggio, manutenzione e sviluppo di reti in fibra ottica e servizi di *housing*.

6. Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN) è una società per azioni costituita nell'aprile 1999 da ENEL in attuazione del citato Decreto Legislativo n. 79/99 ed è operativa dal 1° aprile del 2000 (D.M. 21 gennaio 2000). Le azioni della società sono detenute dal MEF, il quale esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero delle Attività Produttive (MAP) che ne definisce anche gli indirizzi strategici ed operativi. Il fatturato realizzato in Italia nel 2004 dal solo ramo di azienda oggetto di cessione è stato di quasi 8 miliardi di euro.

7. Le attività del GRTN, disciplinate dal Decreto Legislativo n. 79/99, riguardano la trasmissione di energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione, la cui gestione è stata affidata alla società in regime di concessione trentennale (approvata con D.M. 17 luglio 2000) ed il dispacciamento, attività quest'ultima che coordina il funzionamento degli impianti di produzione, della RTN e delle reti ad essa connesse e dei servizi ausiliari del sistema elettrico. In particolare, il GRTN svolge le seguenti funzioni: gestisce la RTN; programma gli interventi di sviluppo e di manutenzione della RTN garantendo la continuità degli approvvigionamenti e predispone il Piano annuale per la sicurezza; connette alla RTN tutti gli operatori che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione; gestisce i flussi di energia, garantendo l'equilibrio fra domanda e offerta; partecipa alle contrattazioni della borsa elettrica; colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e assimilate (cd energia "Cip 6"); qualifica gli impianti a fonte rinnovabile, emette i relativi "certificati verdi" e ne verifica gli obblighi dei produttori ed importatori; gestisce le linee di interconnessione con i Paesi esteri e assegna l'import di energia elettrica; elabora le statistiche del settore elettrico.

8. In ottemperanza alle previsioni del Decreto Legislativo n. 79/99, il GRTN ha costituito l'Acquirente Unico (AU) ed il Gestore del mercato Elettrico (GME), società per azioni delle quali è unico azionista. L'AU ha il compito di assicurare la fornitura di energia elettrica, a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, ai "clienti vincolati", in modo da consentire anche a tali consumatori di beneficiare dei vantaggi del processo di liberalizzazione del settore. Al GME è invece affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato borsistico dell'energia, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e che assicura, inoltre, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.

2. Descrizione dell'operazione

9. Le operazioni comunicate consistono nell'acquisizione da parte di CDP: *i*) di una partecipazione pari al 29,99% del capitale sociale di TERNA, attualmente detenuto da ENEL; e *ii*) del ramo di azienda del GRTN costituito dal complesso delle attività, funzioni, beni, rapporti giuridici attivi e passivi, organizzato per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, individuato all'articolo 1, comma 1, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004⁶.

⁵ [*"Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", pubblicato nella Gazz. Uff. 31 marzo 1999, n. 75.*]

⁶ [*"Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione", pubblicato nella Gazz. Uff. 18 maggio 2004, n. 115. In particolare, in base alla citata disposizione, non costituiscono oggetto di trasferimento: a) i beni, rapporti giuridici e personale afferenti alla funzione di gestione dell'energia prodotta da impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili e assimilate incentivati, nonché all'attività di qualificazione degli impianti da fonti rinnovabili (si tratta delle funzioni di cui all'art. 3, commi 12 e 13, e di cui all'art. 11, comma 3, del D. Lgs. n. 79/99, nonché le attività correlate di cui al D. Lgs.*

10. Le acquisizioni in esame si inquadrano nel processo di unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e di successiva privatizzazione del soggetto risultante dall'unificazione, previsto all'articolo 1-*ter* del D.L. 29 agosto 2003, n. 239⁷. Il D.P.C.M. 11 maggio 2004, recante modalità e criteri per l'unificazione tra proprietà e gestione della RTN, ha stabilito il termine del 31 ottobre 2005 per la realizzazione dell'unificazione della proprietà e della gestione della RTN, con trasferimento a TERNA del ramo d'azienda del GRTN sopra menzionato. Ai fini della privatizzazione del soggetto risultante dall'unificazione, il suddetto D.P.C.M., riprendendo quanto stabilito in via generale dall' articolo 1-*ter* del D.L. 29 agosto 2003, n. 239, ha inoltre previsto che ENEL, entro il 1° luglio 2007, riduca la propria partecipazione nel capitale di TERNA/soggetto unificato ad una quota non superiore al 20% (articolo 4, comma 2); che nessun operatore del settore elettrico possa esercitare i diritti di voto per la nomina degli amministratori per una quota eccedente il limite del 5%. (articolo 3, comma 2, lettera b); e che lo statuto del soggetto unificato contenga un limite di possesso azionario pari al 5% (articolo 3, comma 2, lettera c), ai sensi dell'articolo 3 del D.L. 31 maggio 1994, n. 332⁸.

11. Le condizioni sospensive alle quali sono sottoposti il "*Contratto di compravendita di azioni*" di TERNA e il "*Contratto di cessione di ramo d'azienda*" del GRTN sono strutturate in modo da garantire che l'acquisto del ramo di azienda del GRTN da parte di TERNA si perfezioni in modo coordinato con l'ingresso di CDP in TERNA e la contemporanea cessione della partecipazione da parte di ENEL.

12. All'esito delle operazioni in esame, il capitale sociale di TERNA sarà ripartito come segue: il 29,99% sarà detenuto da CDP; il 5% circa da ENEL; il 5% circa da Generali; e il restante 60% circa sarà flottante. L'assemblea di TERNA del 31 gennaio 2005 ha già approvato le modifiche degli articoli dello Statuto sociale che entreranno in vigore alla data di efficacia del trasferimento a TERNA del ramo di azienda del GRTN, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, del D.P.C.M. 11 maggio 2004. In ottemperanza alle previsioni del medesimo decreto, l'assemblea ordinaria di TERNA dovrà procedere al rinnovo del consiglio di amministrazione in conformità alle nuove previsioni statutarie entro sessanta giorni dalla data di efficacia del trasferimento del ramo d'azienda del GRTN. Il nuovo articolo 15 dello Statuto di TERNA specifica i requisiti di onorabilità, professionalità ed indipendenza ai quali è subordinata l'assunzione della carica di amministratore della nuova società, come disposto dall'articolo 3, comma 2, lettera b, del D.P.C.M. 11 maggio 2004⁹.

13. La gestione dell'impresa spetta esclusivamente agli amministratori¹⁰; in base all'articolo 3, comma 1, del D.P.C.M. 11 maggio 2004, il soggetto derivante dall'unificazione fra proprietà e gestione della RTN è gestito secondo principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o di categorie di utenti. Il CdA di TERNA sarà composto da un numero compreso fra sette e tredici membri. Gli amministratori verranno nominati, in base a un meccanismo di voto di lista, dall'assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti che rappresentino, da soli o con altri, almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'assemblea¹¹. Ogni azionista può presentare, solo o con altri, una sola lista e ogni candidato può presentarsi in una sola lista. Ogni avente diritto al voto può votare una sola lista. Dalla lista che ottiene il maggior numero di voti vengono tratti i sette decimi degli amministratori da eleggere, con eventuale arrotondamento all'unità inferiore; i restanti amministratori vengono tratti dalle altre liste. Il nuovo articolo 14.3, lettera d) dello Statuto TERNA, prevede che "*in sede di elezione degli amministratori [...] nessun operatore del settore della produzione, importazione, distribuzione, vendita e trasmissione dell'energia elettrica – anche attraverso le società controllate, controllanti, o controllate dalla medesima controllante – può esercitare il diritto di voto per più del 5% del capitale sociale*"¹².

14. Il CdA può delegare, nei limiti di cui all'articolo 2381 del codice civile, proprie attribuzioni ad un comitato esecutivo determinando il contenuto, i limiti e le eventuali modalità di esercizio della delega. Per quanto riguarda il collegio sindacale, esso è costituito da tre sindaci effettivi e due supplenti, eletti dall'assemblea, sulla base di liste presentate dagli azionisti secondo le stesse modalità di nomina previste per l'elezione degli amministratori. Dalla lista che ha

n. 387/03,c.d. Energia CIP6); b) le partecipazioni detenute nelle società GME e AU; c) gli eventuali oneri e relativi eventuali stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere –fino alla data di efficacia del trasferimento- dallo stesso GRTN.]

⁷ [*Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica*], pubblicato nella Gazz. Uff. 29 agosto 2003, n. 200 e convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, della legge 27 ottobre 2003, n. 290.]

⁸ [*Norme per l'accelerazione delle procedure di dismissione di partecipazioni dello Stato e degli enti pubblici in società per azioni*], pubblicato nella Gazz. Uff. 1° giugno 1994 n. 126 e convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, della legge 30 luglio 1994, n. 474 (Gazz. Uff. 30 luglio 1994, n. 177).]

⁹ [*Tra le altre previsioni, gli amministratori esecutivi di TERNA (provvisi di deleghe gestionali conferite individualmente dal CdA o titolari di funzioni direttive nella società) non possono contestualmente rivestire, a pena di decadenza, funzioni di amministratore esecutivo nella società controllante o in società sottoposte a comune controllo ove si tratti di società operanti nel settore della produzione, distribuzione e fornitura di energia elettrica.*]

¹⁰ [*Gli amministratori, oltre ad esercitare i poteri attribuiti dalla legge, sono competenti a deliberare sulle seguenti materie: fusione e scissione; istituzione e soppressione di sedi secondarie; indicazione di quali amministratori hanno la rappresentanza; riduzione del capitale sociale in caso di recesso di soci; adeguamento dello statuto a disposizioni normative; trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.*]

¹¹ [*Si vedano, in tal senso, l'art. 14 dello Statuto di TERNA e l'art. 3, comma 2, del D.P.C.M. 11 maggio 2004.*]

¹² [*Cfr., al riguardo, l' art. 3, comma 2, lettera b, del D.P.C.M. 11 maggio 2004.*]

ottenuto il maggior numero di voti vengono tratti 2 sindaci effettivi e uno supplente, che siano in possesso dei requisiti di onorabilità e professionalità indicati nel D.M. 30 marzo 2000, n. 162.

15. In considerazione del futuro assetto societario di TERNA e sulla base delle regole di *corporate governance* previste nello Statuto sociale, la realizzazione dell'operazione relativa alla compravendita del 29,99% delle azioni di TERNA determina l'acquisto in capo a CDP del controllo esclusivo della medesima società¹³. Il controllo esclusivo di un'impresa, infatti, "può essere acquisito anche attraverso una partecipazione di minoranza qualificata. Che ciò sia il caso, può essere stabilito in base ad elementi di natura giuridica o fattuale"¹⁴.

16. Nel caso di specie, tenuto conto della futura composizione azionaria di TERNA, si può ritenere altamente probabile che CDP, attraverso la partecipazione del 29,99% del capitale di TERNA, possa ottenere la maggioranza nell'assemblea degli azionisti, in quanto le azioni rimanenti sono fundamentalmente disperse tra una moltitudine di proprietari¹⁵. Nelle tre assemblee di TERNA finora svoltesi, la presenza del capitale è stata in misura del 55,23%, del 52,04% e del 52,50%. In ragione di tale situazione, la titolarità di circa il 30% di TERNA appare idonea ad attribuire a CDP la maggioranza dei voti nell'assemblea, mentre la presenza di ENEL, che deterrà una partecipazione di circa il 5% del capitale di TERNA, non sarà in grado di influenzare le decisioni dell'assemblea che, in base allo Statuto, delibera su tutte le materie di sua competenza con le maggioranze richieste dalla legge.

17. Sulla base delle regole di *corporate governance*, e in particolare delle specifiche modalità di nomina dei componenti dei due organi societari, la titolarità del 29,99% del capitale sociale di TERNA comporta inoltre l'attribuzione a CDP del potere di designare più della metà dei componenti sia del CdA sia del collegio sindacale. Atteso che per la validità delle riunioni del CdA è necessaria la presenza della maggioranza degli amministratori in carica con diritto di voto e che le deliberazioni sono prese a maggioranza assoluta dei voti dei presenti, CDP sarà in grado di determinare il corso strategico degli affari dell'impresa oggetto dell'acquisizione.

18. Alla luce di quanto sopra esposto, per effetto della realizzazione delle due operazioni comunicate, CDP acquisirà il controllo esclusivo di TERNA e del ramo d'azienda del GRTN individuato dall'articolo 1 del D.P.C.M. 11 maggio 2004.

3. Qualificazione dell'operazione

19. Le due operazioni in esame, in quanto comportano l'acquisizione del controllo, rispettivamente, di un'impresa e di parte di un'impresa, costituiscono delle concentrazioni ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/90.

Ciascuna di esse rientra nell'ambito di applicazione della legge n. 287/90, non ricorrendo le condizioni di cui all'articolo 1 del Regolamento CE 139/04, e sono soggette all'obbligo di comunicazione preventiva disposto dall'articolo 16, comma 1, della medesima legge, in quanto il fatturato totale realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale dall'insieme delle imprese interessate è superiore a 411 milioni di euro.

4. L'avvio di istruttoria

20. Con provvedimento del 22 giugno 2005, l'Autorità ha avviato un procedimento nei confronti delle società CDP, TERNA e GRTN ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90. In particolare, l'ipotesi contenuta nel provvedimento di avvio di istruttoria era che le operazioni in esame fossero suscettibili di determinare, ai sensi dell'articolo 6 della legge n. 287/90, la creazione o il rafforzamento di una posizione dominante sul mercato della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (MI) e nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

5. L'attività istruttoria

21. Le parti del procedimento sono state ascoltate in audizione una prima volta, al cospetto degli Uffici, in data, rispettivamente, 12 luglio 2005 (CDP), 13 luglio 2005 (TERNA), 15 luglio 2005 (GRTN), e una seconda volta, nel corso di una audizione davanti al Collegio, in data 28 luglio 2005. Le Parti del procedimento hanno avuto in più occasioni accesso al fascicolo istruttorio. In data 28 giugno 2005, la società ENEL, che non è parte del presente procedimento, ha formulato una istanza di accesso agli atti del fascicolo ai sensi dell'articolo 13 del DPR 217/98. In data 7 luglio 2005 gli Uffici dell'Autorità hanno inviato una comunicazione alla società ENEL ricordando che, la facoltà di accedere ai documenti, ai sensi dell'articolo 13 del citato decreto, è attribuita ai soggetti ai quali è stato notificato il provvedimento

¹³ [Secondo la disciplina comunitaria infatti, "si ha controllo in presenza di diritti, contratti o altri mezzi che conferiscano, da soli o congiuntamente, e tenuto conto delle circostanze di fatto o di diritto, la possibilità di esercitare un'influenza determinante sull'attività dell'impresa" Cfr. Regolamento CE n. 139/2004, art. 3.2, in GUCE n. L 24 del 29 gennaio 2004.]

¹⁴ [Comunicazione CE n. 98/C, in GUCE n. C66 del 2 marzo 98. Anche il Consiglio di Stato ha sottolineato l'ampia portata della nozione di controllo di cui all'art. 7 della legge n. 287/90, osservando che "lo stesso [...] precisa che la relativa fattispecie si realizza non solo nei casi di cui all'articolo 2359 cod. civ., ma anche in presenza di diritti, contratti od altri rapporti giuridici, che conferiscono, da soli o congiuntamente, e tenuto conto delle circostanze di fatto e di diritto, la possibilità di esercitare un'influenza determinante sull'attività di una impresa" [Consiglio di Stato, Sez. VI, decisione del 24 maggio 2002, n. 2869]. Nella stessa decisione, si legge che "le disposizioni contenute nella legge n. 287 del 1990 riproducono, sostanzialmente, quelle contenute nel Reg. CEE n. 4064/89, recante la disciplina del controllo delle operazioni di concentrazione di dimensione comunitaria".]

¹⁵ [Si ricorda peraltro che, per disposizione normativa e statutaria, nessuno può possedere azioni di TERNA che comportino una partecipazione superiore al 5% del capitale sociale (cfr. art. 6.4 dello Statuto e art. 3 del D.P.C.M. 11 maggio 2004). Tale clausola, insieme a quelle contenute nello Statuto di TERNA che hanno la finalità di assicurare la tutela delle minoranze azionarie, non possono essere modificate per un periodo di tre anni a decorrere dalla data di efficacia del trasferimento a TERNA del ramo d'azienda del GRTN.]

di avvio dell'istruttoria nonché ai " *soggetti portatori di interessi pubblici o privati [...] cui possa derivare un pregiudizio diretto, immediato ed attuale dalle infrazioni oggetto dell'istruttoria o dai provvedimenti adottati in esito alla stessa e che facciano motivata richiesta di intervenire [...]*" entro dieci giorni dalla pubblicazione nel bollettino del provvedimento di avvio dell'istruttoria [avvenuta in data 1° luglio 2005]». Successivamente a detta comunicazione, non è pervenuta alcuna richiesta di partecipazione di ENEL al presente procedimento.

II. RISULTANZE ISTRUTTORIE

1. La segnalazione del 7 aprile 2004

22. L'Autorità, nell'esercizio dei poteri di cui all'articolo 22 della legge n. 287/90, ha formulato le proprie osservazioni nell'ambito di un'apposita segnalazione sulla "Riunificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale"¹⁶. In tale sede, l'Autorità, dopo aver sottolineato gli aspetti positivi connessi al processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della RTN, aveva affermato la necessità di una completa separazione proprietaria tra rete di trasmissione elettrica ed operatori attivi nelle fasi a monte (generazione) ed a valle (distribuzione e vendita) per consentire all'operatore di rete di mantenere, sia in materia di accesso alla rete, sia con riferimento al dispacciamento degli impianti di generazione, i profili di terzietà e di indipendenza necessari affinché nei mercati dell'energia a valle della rete operino effettive condizioni concorrenziali. Al riguardo, l'Autorità aveva evidenziato che le modalità di cui all'articolo 1 *ter* della legge n. 290/03 avrebbero potuto non risultare coerenti con l'obiettivo di completa separazione proprietaria, in quanto la previsione di una "successiva privatizzazione" del soggetto risultante dalla unificazione tra proprietà e gestione della RTN era accompagnata: i) dalla possibilità che le società elettriche mantenessero una partecipazione non inferiore al 20% nel capitale della nuova società; e ii) da una clausola statutaria della nuova entità che prevedeva un limite di possesso azionario pari al 5%.

23. L'Autorità aveva dunque auspicato che le norme concernenti la riunificazione della proprietà e della gestione della RTN prevedessero un esplicito divieto alla detenzione di quote di capitale sociale della società risultante dalla fusione tra TERNA e il GRTN da parte di ENEL e di qualsiasi altra società di produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica. L'Autorità aveva inoltre rilevato la possibilità che l'operatore *incumbent* ENEL, a seguito della riunificazione e privatizzazione della RTN, giungesse a controllare "di fatto" l'attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica, con evidente deterioramento delle condizioni concorrenziali del mercato elettrico rispetto alla situazione attuale, che vede la presenza di un operatore gestore di rete indipendente, il GRTN, ancorché non proprietario delle infrastrutture.

2. I mercati rilevanti

24. Le operazioni comunicate interessano in primo luogo le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, attualmente svolte in regime concessorio dal GRTN, al cui interno si realizzerà la riunificazione della proprietà con la gestione della RTN; in secondo luogo, in ragione dell'incidenza delle decisioni assunte su questo primo mercato sull'operatività dei soggetti che immettono e/o prelevano energia dalla RTN, gli effetti di tali operazioni devono essere valutati a valle, precisamente nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (MI) e nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

Mercato della trasmissione e del dispacciamento

25. L'attività di trasmissione di energia elettrica consiste nel trasporto e nella trasformazione dell'energia elettrica, immessa dai produttori o importata dall'estero, sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione, ai fini della consegna di detta energia ai clienti connessi in alta ed altissima tensione ed ai distributori (in media tensione).

26. La trasmissione di energia elettrica implica lo svolgimento dell'attività di manutenzione e sviluppo della RTN, nonché l'attività di dispacciamento, la quale consiste nell'impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione e della rete di trasmissione, in sintesi la definizione dell'ordine di accesso alla rete.

27. Infatti, i vincoli tecnici esistenti fanno sì che l'esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica, intesa come l'immissione e il contestuale prelievo di energia elettrica conseguenti all'esecuzione di un contratto di fornitura (sia quelli stipulati nella c.d. borsa elettrica che fuori borsa), non possa essere autonomamente assicurata dalle parti del contratto stesso (cd. "non perfetta eseguibilità dei contratti" o "eseguibilità tramite infrastrutture terze"). Tale fenomeno trae origine da quattro principali elementi:

- a) la necessità di utilizzare un'infrastruttura condivisa che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile, vale a dire la rete di trasmissione nazionale e la rete in alta tensione di distribuzione;
- b) la necessità di mantenere stabile il livello della tensione e della frequenza sulla rete di trasmissione nazionale entro livelli predefiniti;
- c) l'impossibilità di controllare in tempo reale i flussi di energia elettrica, da e verso i singoli utenti della rete, tramite il distacco selettivo e proporzionato degli utenti medesimi;
- d) l'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica.

¹⁶ [Cfr. Segnalazione AS278 "Riunificazione tra la proprietà e gestione della rete elettrica nazionale", in bollettino 15/04.]

28. Queste caratteristiche indicano la necessità che esista un gestore avente lo scopo di coordinare all'interno di un unico soggetto le attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della RTN. Si comprende quindi perché le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica siano svolte in regime di monopolio legale sull'intero territorio nazionale. Esse sono attribuite in concessione dal MAP al GRTN, ai sensi dell'articolo 3 del Decreto Legislativo n. 79/99, con D.M. 17 luglio 2000, e allo stato attuale disciplinate dalla convenzione approvata con il medesimo decreto.

29. Le attività di trasmissione e dispacciamento continueranno ad essere regolate dal D.M. 17 luglio 2000 fino alla data di efficacia del trasferimento alla società TERNA del ramo d'azienda del GRTN, individuato all'articolo 1, comma 1, del D.P.C.M. 11 maggio 2004. A decorrere dalla data di efficacia di tale trasferimento (31 ottobre 2005), si applicherà la disciplina contenuta nel D.M. 20 aprile 2005, con il quale è stata attribuita al GRTN la concessione, della durata di venticinque anni, per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della RTN, ed è stata approvata la nuova convenzione stipulata in pari data tra il MAP e il GRTN¹⁷.

30. Trasmissione e dispacciamento individuano, quindi, un mercato rilevante del prodotto che, per il modello adottato dal legislatore nel processo di liberalizzazione del settore elettrico, si caratterizza per avere la struttura di un monopolio legale. La domanda su tale mercato è espressa da tutti i soggetti che intendono immettere energia elettrica sulla rete (nella veste di generatori, importatori, grossisti, come tali qualificati quali utenti del dispacciamento). Poiché la programmazione degli impegni di immissione/prelievo di energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita è un elemento fondamentale per consentire, in un contesto liberalizzato, che possa essere garantito il funzionamento del sistema, i programmi stessi, sia che siano in esito a contratti bilaterali, sia che si riferiscano a compravendita presso i mercati gestiti dal GME nel sistema centralizzato, devono essere registrati presso il GRTN.

31. L'offerta in tale mercato è rappresentata dal soggetto in concessione il quale, gestendo la RTN come infrastruttura condivisa tra più operatori, assegna i diritti di utilizzo della capacità di trasporto al fine di connettere coloro che intendono immettere energia elettrica sulla rete.

32. Il mercato rilevante della "trasmissione e dispacciamento" così definito non deve essere confuso, per quanto strettamente connesso verticalmente, con il mercato rilevante, ove si verificano gli effetti delle operazioni in esame, relativo ai "servizi di dispacciamento", descritto nel seguito. Quest'ultimo ricomprende l'attività svolta dal gestore, sempre in regime di concessione, al fine di consentire la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi programmati e quelli reali, determinando così la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale.

33. Il mercato della trasmissione e dispacciamento, comportando lo svolgimento di attività che investono il funzionamento dell'intera RTN, ha un ambito geografico rilevante che può definirsi corrispondente ai confini del territorio nazionale.

Mercati dell'energia (mercato all'ingrosso, mercato dei servizi di dispacciamento)

34. L'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica influenza l'operatività dei soggetti che immettono e/o prelevano energia dalla RTN, i cd "utenti del dispacciamento" (generatori, importatori, grossisti, grandi consumatori).

35. Infatti, si tratta del mercato, lungo la filiera verticale, che, consentendo l'accesso, lo sviluppo e la adeguata manutenzione della RTN, permette agli operatori di offrire energia elettrica nei mercati a valle: segnatamente il mercato all'ingrosso dell'energia (MI) ed il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

36. In dettaglio, il MI individua l'ambito competitivo ove vengono stipulati i contratti di compravendita di energia elettrica tra gli operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, AU e grossisti dall'altro. Tale mercato ricomprende tutte le negoziazioni all'ingrosso di energia, vale a dire sia i contratti stipulati nei mercati centralizzati gestiti dal GME (MGP o mercato del giorno prima e MA o mercato dell'aggiustamento, in sintesi la c.d. borsa elettrica), sia quelli al di fuori dei medesimi tramite contrattazione bilaterale.

37. Generatori, grossisti, AU e grandi consumatori finali sono tutti utenti del dispacciamento, cioè operatori che immettono e/o prelevano energia dalla RTN e che, conseguentemente, si avvalgono, a monte, del mercato della trasmissione e dispacciamento. Giornalmente, l'esito della programmazione dei flussi di energia in immissione e prelievo sulla rete è garantito dalla soluzione dei mercati centralizzati dell'energia, cioè del cd "mercato del giorno prima" (MGP) e "mercato dell'aggiustamento" (MA). La soluzione a programma prodotta da questi mercati non garantisce, data la struttura della RTN, un esito dei flussi di energia in immissione e prelievo coerente con i vincoli di trasporto presenti sulla RTN stessa e, dunque, determina l'insorgere di problemi di congestione di rete e di separazione zonale dei mercati dell'energia.

38. In ragione della descritta incompatibilità tra la soluzione a programma dei mercati dell'energia del giorno prima (MGP e MA) e i vincoli di trasporto sulla RTN, il gestore della rete, sempre il giorno prima, si approvvisa sul mercato

¹⁷ [Il D.M. 20 aprile 2005 costituisce attuazione della disposizione di cui al comma 4 dell'art. 3 del D.P.C.M. 11 maggio 2004, in base al quale il MAP, prima della data di efficacia del trasferimento delle attività del GRTN a TERNA, doveva integrare e modificare il D.M. 17 luglio 2000 recante la concessione trentennale per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, rilasciata al GRTN, allo scopo di assicurare la migliore funzionalità della concessione medesima all'esercizio delle attività trasferite a TERNA.]

dei servizi di dispacciamento (MSD) delle risorse necessarie a: (i) risolvere le congestioni della rete rilevante; (ii) predisporre adeguati margini di capacità di riserva secondaria e terziaria di potenza di generazione. Vi è poi anche una sessione in tempo reale del MSD nella quale il gestore acquista le risorse necessarie a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia (cd bilanciamento in tempo reale)". Partecipano al MSD, il gestore, in qualità di controparte centrale unica, e gli utenti del dispacciamento delle unità di produzione o di consumo abilitate alla fornitura delle risorse negoziate nel mercato stesso. Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma preliminare aggiornato risultante dai mercati precedenti (MGP e MA).

39. Il MSD assicura, quindi, la fornitura delle risorse del sistema elettrico nazionale necessarie a garantire la sicurezza dello stesso, nonché il buon esito dei contratti di compravendita di energia elettrica. È rilevante osservare che il gestore della rete si approvvigiona delle risorse necessarie per i servizi di dispacciamento prevalentemente attraverso meccanismi di mercato. Il MSD consente la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi di energia programmati e quelli reali, e quindi determinando la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale.

40. Le transazioni operate nel MSD dal GRTN sono in parte dovute a fattori strutturali connessi alla rete ed in parte originate dagli sbilanciamenti prodotti dagli utenti del dispacciamento – cioè dai soggetti che immettono e prelevano energia dalle reti. Gli sbilanciamenti degli utenti del dispacciamento possono essere connotati come vere e proprie transazioni di acquisto (vendita) di energia elettrica dal (al) GRTN. Pertanto, gli operatori che intendano dare esecuzione fisica ad un contratto di compravendita di energia elettrica devono concludere con il GRTN, direttamente o tramite terzi (il grossista che li rifornisce di energia), un contratto per la fornitura del cd "servizio di dispacciamento".

41. Il MI e il MSD sono mercati caratterizzati da una dimensione zonale. Con riferimento alle quattro macrozone in cui è stato suddiviso il MI¹⁸, è possibile affermare che ENEL detiene una posizione dominante ed è in grado di determinare con assoluta autonomia il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei mercati rilevanti all'ingrosso "Nord", "Macrosud" e "MacroSicilia". In relazione al mercato sardo, l'evidenza strutturale sembra suggerire l'esistenza di un duopolio delle società ENEL ed Endesa. Con riferimento al MSD, le quote di mercato detenute da ENEL in ogni segmento di prodotto (riserva terziaria, riserva secondaria, risoluzione congestioni) e per ogni tipologia di prodotto o periodo della giornata (ore piene, ore vuote) sono tali da definire tale società in posizione dominante¹⁹.

3. Le argomentazioni degli operatori del settore elettrico

42. In data 27 maggio 2005, sono state inviate delle richieste di informazioni ad alcuni tra gli operatori del settore elettrico al fine di formulare un giudizio sulla operazione notificata.

43. La società di generazione elettrica TIRRENO POWER S.p.A. ha affermato che: «La realizzazione delle operazioni di concentrazione indicate riguardano sia l'attività di trasmissione che quella di dispacciamento ed alcune delle azioni relative ad entrambe le attività hanno evidente impatto sul mercato elettrico, ad esempio: per la trasmissione, alle attività di manutenzione programmata delle linee elettriche e della stazioni di trasformazione nonché dei piani di sviluppo della rete; per il dispacciamento alle attività di individuazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, alla gestione del registro delle unità di produzione degli operatori di riferimento, nonché alla definizione dei programmi di produzione delle unità di cui il GRTN dispone (CIP 6 e must run)» (Cfr documento 15 del fascicolo).

44. La società di generazione elettrica Endesa Italia S.r.l. ha affermato che: «[...] la successiva operazione di trasferimento a Terna del ramo d'azienda del GRTN [...] potrebbe comportare una alterazione della par condicio tra operatori del mercato elettrico alla luce delle seguenti considerazioni:

a) *la Cassa Depositi e Prestiti ha nel suo portafoglio una quota rilevante di azioni delle società Eni Spa e Enel Spa [...]*

c) *la Cassa Depositi e Prestiti diverrebbe [...] l'azionista rilevante di Terna a cui verrà trasferito il ramo d'azienda del GRTN che si occuperà dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento, cruciale ai fini dell'attività di produzione» (enfasi aggiunta, cfr. documento 19 del fascicolo).*

45. Il grossista di energia elettrica DYNAMEEETING S.p.A., nella propria risposta, ha argomentato che «[...] la nuova società, frutto della acquisizione da parte di Terna dei rami d'azienda del GRTN preposti alla gestione della rete [...] rivestirà un ruolo centrale nell'auspicato processo di incremento della concorrenzialità del mercato elettrico. In quest'ottica è presumibile che le scelte di investimento che saranno effettuate per potenziare la rete di trasmissione e risolvere i vincoli di rete avranno rilevanti ripercussioni sull'operatore dominante [...]. È evidente che le attività che verranno intraprese dal Nuovo Soggetto, in quanto volte auspicabilmente a sviluppare le interconnessioni tra le zone, e, quindi, a ridurre l'entità delle congestioni nella trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale, potrebbero confliggere con gli interessi della CDP, la cui partecipazione in Enel S.p.A. [...], ancorché inferiore in termini percentuali

¹⁸ [Cfr. provvedimento n. 14174, del 6 aprile 2005, A366 Comportamenti restrittivi sulla borsa elettrica, pubblicato nel Bollettino n. 14/2005.]

¹⁹ [Cfr. provvedimento n. 14031, del 9 febbraio 2005, IC22 - Stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, pubblicato nel Bollettino n. 6/2005.]

rispetto alla prospettata partecipazione nel Nuovo soggetto, è sicuramente economicamente più rilevante» (enfasi aggiunta, cfr. documento 18 del fascicolo).

46. La società di generazione elettrica EDISON Sp.A. nella sua risposta alla richiesta di informazioni ha affermato che *«le modalità in concreto prescelte per tale operazione [...] – con l'incorporazione del GRTN in Terna e dunque la riconduzione della gestione della rete nel perimetro dell'Enel – hanno richiesto l'adozione di una serie di correttivi diretti ad evitare che essa comportasse un'attenuazione della garanzie di neutralità del gestore [...]. L'adeguatezza di tali misure rispetto all'obiettivo perseguito – l'assoluta imparzialità nella gestione e nello sviluppo della rete elettrica – dovrà essere verificata alla prova dei fatti [...]. il gestore proprietario della rete è almeno in alcuni casi chiamato ad assumere decisioni (non necessariamente di carattere strategico e dunque anche di taglio molto operativo) che possono non essere totalmente vincolate da regole tecniche predefinite e che pongono comunque rilevanti difficoltà di controllo dall'esterno* (enfasi aggiunta, cfr. documento 16 del fascicolo). Più in dettaglio, a detta della società, si riscontra l'«[...] *esistenza di aree decisionali o anche solo operative inevitabilmente (e anche fisiologicamente) opache, o rispetto alle quali appare comunque difficile una puntuale identificazione delle ragioni sottese a scelte e/o comportamenti [...]*». Quanto agli ambiti interessati da queste scelte "opache" del gestore, controllabili con difficoltà dall'esterno, EDISON cita tre casi:

- la programmazione degli interventi di sviluppo della RTN;
- la scelta degli impianti per la risoluzione delle congestioni;
- gli interventi di manutenzione della rete sulle linee di trasmissione.

47. Al fine di qualificare meglio queste affermazioni, ed in particolare di specificare in dettaglio gli ambiti di discrezionalità tecnica ritenuti non eliminabili e/o sanabili da attività di verifica (*ex ante* e/o *ex post*) da parte delle autorità competenti, in data 20 luglio 2005, successivamente all'avvio dell'istruttoria, è stata inviata una nuova richiesta di informazioni alla società EDISON S.p.A..

48. Nella sua risposta del 27 luglio 2005 EDISON, con riferimento all'attività di sviluppo della RTN afferma che: «I margini di libera scelta del gestore possono apparire limitati, dato che i piani di sviluppo della rete devono essere predisposti dal medesimo sulla base di indirizzi del Ministero delle Attività Produttive (al quale spetta poi anche la verifica di conformità del piano agli indirizzi stessi). Sarebbe peraltro ingenuo credere che gli indirizzi ministeriali possano colmare interamente l'area delle scelte che devono essere compiute nell'ambito del suddetto piano, anche alla luce delle formidabile complessità tecnica delle procedure necessarie per realizzare gli interventi e della conseguente estrema opinabilità dei tempi per dare attuazione agli stessi. Il Ministero può indicare le priorità negli interventi di potenziamento (quando non solamente i criteri per definire tali prioritari), ma in particolare sul profilo cruciale dei tempi è difficile che possa seriamente vincolare le scelte del gestore» (enfasi aggiunta, cfr. documento 69 del fascicolo). Oltre che nella fase di progettazione, a detta di Edison, tale discrezionalità del gestore residua anche in fase di attuazione del piano di sviluppo.

49. Con riferimento all'attività di dispacciamento degli impianti di produzione, Edison, già nella risposta alla prima richiesta di informazioni, aveva individuato l'ambito di discrezionalità citando il «[...] *caso in cui per risolvere una congestione il gestore debba scegliere tra due offerte di energia, entrambe tecnicamente valide e con prezzi simili. In tali evenienze, la scelta a favore di un operatore, quand'anche in ipotesi determinata non da motivazioni tecniche o comunque oggettive ma da un atteggiamento non imparziale del gestore, difficilmente potrà essere messa in discussione (tanto più se si considera che in tale materia il gestore può facilmente invocare, a difesa delle sue decisioni, esigenze attinenti alla garanzie della sicurezza del sistema che per loro natura si basano su ipotesi e assunzioni sulle successive dinamiche del sistema elettrico)*» (cfr. documento 16 del fascicolo).

50. Nella successiva risposta EDISON fornisce due esemplificazioni della situazione appena descritta. Si tratta di due situazioni riferite all'attività svolta dal gestore nel cd MSD in tempo reale. Nel primo caso si verifica un incremento di domanda inatteso in una data porzione di rete. Il gestore, in tempo reale, può scegliere tra vari impianti per acquistare l'energia necessaria a soddisfare l'energia necessaria a coprire l'eccesso di domanda su tale porzione di rete. Una scelta basata su criteri oggettivi di minimizzazione del costo del gestore porterebbero alla individuazione di un certo impianto. Selezionando tale impianto, vi è tuttavia la possibilità, la cui valutazione in molti casi è assolutamente discrezionale e basata sull'esperienza e la sensibilità del gestore, di creare una ulteriore congestione sulla porzione di rete che connette l'impianto prescelto alla porzione di rete interessata dall'incremento di domanda. Di conseguenza, il gestore potrebbe scegliere non l'offerta formulata dall'impianto che pratica il prezzo più basso. Un caso simmetrico al primo è relativo all'ipotesi in cui il gestore deve ridurre la produzione su una linea a causa di un sovraccarico. Anche in questa situazione, il gestore, sulla base di valutazioni assolutamente discrezionali, potrebbe non scegliere di attivare l'impianto che è disposto a riacquistare energia al prezzo più alto (la soluzione economicamente più efficiente) se tale soluzione comporti problemi di bilanciamento sulla porzione di rete su cui insiste tale impianto.

51. In definitiva, EDISON afferma che non vi sono «[...] algoritmi che possano determinare esattamente le offerte più economiche da attivare per risolvere un problema di gestione in sicurezza della RTN durante il tempo reale» (cfr. documento 69 del fascicolo). In particolare, EDISON argomenta che la soluzione efficiente derivante dall'utilizzo di un algoritmo che minimizza il costo del gestore per l'acquisto delle risorse deve essere verificata, con riferimento alla sua coerenza con la gestione complessiva del sistema, sulla base di una valutazione puramente discrezionale del gestore stesso.

52. Con riferimento alla manutenzione delle RTN, Edison afferma che «[...]le regole che disciplinano tali interventi certamente non eliminano in toto la discrezionalità del gestore, dato che manutenzioni proposte da operatori diversi nella stessa area possono influire in maniera simile sulla gestione in sicurezza della RTN: in tali casi la scelta relativa alla proposta da accogliere è ovviamente opinabile e rimessa ad un apprezzamento assai difficilmente sindacabile del gestore» (cfr. documento 69 del fascicolo).

53. Al fine di garantire la neutralità di comportamento del nuovo gestore, gli operatori del settore elettrico interpellati hanno indicato una pluralità di misure. Alcuni hanno sottolineato la necessità di adottare misure di carattere strutturale, in particolare la piena separazione proprietaria tra ENEL e il gestore della rete (cfr. la risposta di EDISON documento 16 del fascicolo). La società grossista DALMINE ENERGIE ha affermato che *«la soluzione che prevede l'acquisto da parte di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. del controllo esclusivo di Terna S.p.A. deve essere, a nostro giudizio, intesa come una soluzione meramente transitoria. A conclusione di questa fase transitoria [...] dovrà essere prevista la collocazione delle azioni detenute dalla Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. sul mercato azionario attraverso una offerta pubblica [...]»* (cfr. documento 17 del fascicolo). Altri operatori hanno suggerito l'adozione di misure comportamentali. **4. Le argomentazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG)**

54. In data 27 maggio 2005 è stata inviata una richiesta di informazioni all'autorità di regolazione settoriale, AEEG, in merito all'operazione in esame. In particolare, è stata richiesta:

- una valutazione sui mercati interessati dalle operazioni in oggetto, sia con riferimento alle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia sia, più in generale, in relazione alla totalità dei mercati dell'energia;
- con riferimento alla verifica del documento denominato codice di trasmissione, di dispacciamento, sviluppo e sicurezza (c.d. Codice di Rete) di cui all'articolo 4, comma 4, del D.P.C.M. dell'11 maggio 2004, una indicazione circa l'avvenuta verifica positiva dello stesso da parte dell'AEEG;
- con riferimento alle attività di connessione alla RTN, dispacciamento degli impianti, sviluppo della rete, gestione, esercizio e manutenzione della rete, se residuano aspetti particolari che, tenuto conto dell'assetto societario del soggetto gestore della rete che verrà a costituirsi a valle delle operazioni in oggetto, possano determinare situazioni di possibili distorsioni concorrenziali nei mercati dell'energia (mercato all'ingrosso – MGP, MA e contratti bilaterali – e MSD);
- una valutazione in merito alla circostanza che l'assetto azionario del futuro soggetto proprietario e gestore della RTN sia tale da garantire che il processo di redazione del Piano annuale di sviluppo della RTN possa soddisfare gli obiettivi di promozione della concorrenza.

55. L'AEEG ha fornito una risposta ai quesiti formulati in data 10 giugno 2005 (cfr. documento 20 del fascicolo). Con riferimento al primo quesito relativo alla identificazione dei mercati rilevanti ha affermato *«le attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito RTN) sono comprese nel più ampio servizio di trasmissione erogato dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale [...]. Tale servizio ha come oggetto il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle infrastrutture a rete della RTN, ed è pertanto distinto dal servizio di dispacciamento [si tratta del mercato denominato MSD nella terminologia del provvedimento] [...] inteso come approvvigionamento e conseguente fornitura delle risorse del sistema elettrico nazionale necessario a garantire la sicurezza dello stesso nonché il buon esito dei contratti di compravendita di energia elettrica»* (cfr. documento 20 del fascicolo).

56. Il MSD è influenzato dall'attività svolta dal gestore nella trasmissione di energia *«[...] è importante rilevare che il Gestore della rete si approvvigiona delle risorse necessarie per il dispacciamento prevalentemente attraverso meccanismi di mercato e che le modalità di svolgimento delle citate attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della RTN hanno un impatto sulla dimensione e sul grado di concorrenzialità di tale mercato»*(cfr. documento 20 del fascicolo); *«[...] l'organizzazione delle manutenzioni sulla RTN, ad esempio, modifica sia l'ammontare di risorse che il gestore della rete deve approvvigionare sul mercato per il servizio di dispacciamento, sia il grado di sostituibilità tra le risorse offerte da utenti del dispacciamento diversi, le cui unità di produzione sono localizzate in punti diversi della rete* (cfr. documento 20 del fascicolo).

57. L'AEEG individua anche un nesso stretto tra la fase della trasmissione e il mercato all'ingrosso (MI), anch'esso individuato come rilevante ai fini delle operazioni in esame: *«Analogamente le attività di trasmissione hanno un impatto anche sul grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso dell'energia. Si pensi, ad esempio, ad una variazione della capacità di trasporto tra le zone a seguito della realizzazione di nuove infrastrutture di rete»* (cfr. documento 20 del fascicolo).

58. Con riferimento al secondo quesito, l'AEEG ha confermato l'avvenuta approvazione del Codice di Rete da parte dell'autorità di regolazione.

59. In merito al terzo quesito, l'AEEG ha dichiarato che *«l'assetto proprietario risultante dalle operazioni di acquisto in oggetto potrebbe determinare distorsioni concorrenziali nel mercato all'ingrosso dell'energia o nel mercato per il servizio di dispacciamento. [...] il grado di concorrenzialità di tali mercati è influenzato sia dall'assetto delle infrastrutture di trasmissione che dall'organizzazione e gestione del servizio di trasmissione. [...] le operazioni in oggetto determinerebbero la compresenza in capo ad un unico soggetto [CDP] di interessi economici sia nell'attività di produzione dell'energia elettrica [attraverso Enel] che nel servizio di trasmissione. Un problema analogo si pone anche per il servizio di dispacciamento, in particolare con riferimento all'approvvigionamento delle risorse; in questo caso un eventuale interesse della Cassa Depositi e Prestiti Spa a sostenere i ricavi di produzione del gruppo Enel si porrebbe in*

contrasto con l'obiettivo di minimizzazione dei costi del servizio assegnato al Gestore della rete» (enfasi aggiunta, cfr. documento 20 del fascicolo).

60. Dopo aver espresso queste chiare preoccupazioni sugli effetti concorrenziali, sia su MI sia su MSD, connesse all'operazione in esame – effetti legati essenzialmente all'esistenza di un interesse di CDP ad accrescere i ricavi di generazione di ENEL – l'AEEG afferma che: «*Le preoccupazioni connesse alle potenziali distorsioni che il nuovo assetto proprietario potrebbe determinare sono tuttavia mitigate dal fatto che il servizio di trasmissione e il servizio di dispacciamento si configurano come servizi di pubblica utilità soggetti alla regolamentazione di questa Autorità*» (enfasi aggiunta, cfr. documento 20 del fascicolo). Se ne deduce che la circostanza che i cd servizi di trasmissione e di dispacciamento siano di pubblica utilità e soggetti a regolamentazione non sia un elemento in grado di eliminare le preoccupazioni concorrenziali individuate dall'AEEG, ma solo a "mitigarle", con tutta l'indeterminatezza che tale termine assume in merito alla misura della riduzione degli effetti distorsivi connessi a tale mitigazione.

61. Con riferimento all'ultimo quesito, l'AEEG ricorda che «[...] la promozione della concorrenza nel settore elettrico non è un obiettivo esplicitamente assegnato al gestore della rete nella predisposizione del piano di sviluppo[...]» (cfr. documento 20 del fascicolo). Tale obiettivo «[...] è comunque garantito dall'azione regolatoria di questa Autorità e si fonda sul dettato legislativo di cui all'articolo 1, comma 1 della legge 481/95» (cfr. documento 20 del fascicolo).

5. La posizione delle Parti

Cassa Depositi e Prestiti

62. Preliminarmente alle valutazioni di merito circa la ricostruzione della fattispecie restrittiva ipotizzata nel provvedimento di avvio dall'Autorità, CDP nel corso del procedimento ha sostenuto che, già da una analisi sommaria del contesto normativo comunitario, e della situazione dei principali Stati Membri, l'obiettivo di garantire l'indipendenza dei gestori della rete di trasmissione non esige necessariamente la completa esclusione di legami proprietari fra il soggetto gestore e l'ex-monopolista o gli altri operatori della filiera elettrica.

63. In tale scenario, sempre secondo CDP, il legislatore italiano, pienamente consapevole della necessità di tutelare tutti gli utenti della RTN, e tenendo in considerazione le segnalazioni provenienti dalle Autorità indipendenti, ha adottato un modello idoneo a garantire l'indipendenza del Gestore e gli interessi pubblici connessi alle funzioni svolte da quest'ultimo. Infatti, le competenze ed il ruolo del GRTN nel mercato dell'energia elettrica sono stati individuati dall'articolo 3 del Decreto Bersani e disciplinato dal Decreto del MAP del 17 luglio 2000, con il quale lo Stato ha attribuito al GRTN in concessione trentennale, a decorrere dal 1° aprile 2000, l'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, nonché la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Su tale situazione è intervenuto il DL 239/03 che, all'articolo 1 *ter*, ha previsto una serie di misure per l'organizzazione e lo sviluppo della rete elettrica e la terzietà delle reti, demandando al Governo il compito di determinare i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN, nonché la gestione del soggetto risultante dalla unificazione (criteri e modalità intervenuti con il D.P.C.M. 11 maggio 2004).

64. Nelle proprie memorie CDP puntualizza che rispetto a tale impostazione del DL 239/03, l'Autorità aveva espresso nella sua segnalazione dell'aprile 2004 una serie di riserve, le quali sono state tenute in considerazione dalle istituzioni, sia nel D.P.C.M., sia nella scelte di coinvolgere nell'Operazione CDP. Il legislatore, tuttavia, non ha raccolto l'invito ad escludere gli operatori della filiera elettrica dal capitale del soggetto risultante dall'unificazione. La scelta di fondo sarebbe stata comunque attuata in modo pienamente compatibile con le garanzie di indipendenza del Gestore, la cui azione dovrà essere interamente ispirata a principi di neutralità e non discriminazione degli utenti o categorie di utenti (articolo 3, comma 1, del D.P.C.M.).

65. Con specifico riferimento alle operazioni in esame, CDP ha formulato una serie di osservazioni volte ad escludere che con esse si venga a costituire o rafforzare una posizione dominante.

66. In primo luogo, CDP sostiene che l'attività di trasmissione e dispacciamento svolta dal Gestore non costituisce un mercato rilevante. I confini di tale presunto mercato rilevante sarebbero individuati *per relationem*: esso coinciderebbe con l'oggetto della concessione rilasciata dal MAP al Gestore. Il Gestore risulterebbe dunque titolare di un monopolio in tale mercato. Inoltre, il metodo di definizione del mercato adottato dall'Autorità contrasterebbe con i consolidati principi di diritto della concorrenza, non essendo fondato sull'applicazione dei criteri di sostituibilità dal lato della domanda e dal lato dell'offerta, e prescindendo da qualsiasi analisi in merito alle caratteristiche dei servizi che sarebbero offerti in tale mercato.

67. L'individuazione quindi di una posizione dominante di CDP, sotto forma di monopolio legale, in relazione alle attività di trasmissione e dispacciamento svolte dal Gestore deriverebbe da una erronea valutazione in merito alla natura di tali attività, le quali costituirebbero funzioni pubbliche riservate allo Stato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del Decreto Bersani. Al fine, quindi, di stabilire se il Gestore possa essere qualificato come un'impresa in posizione dominante occorrerebbe chiedersi, sempre secondo CDP, se le attività di trasmissione e dispacciamento possano configurarsi come un'attività economica di natura industriale o commerciale consistente nell'offrire beni o servizi sul mercato, o invece costituiscono una missione di interesse generale che rientra nei compiti essenziali dello Stato, come tale sottratta all'applicazione delle regole di concorrenza. L'esercizio di una tipica prerogativa statale, secondo la Parte, appare evidente nel caso delle attività di trasmissione e dispacciamento, le quali avrebbero il solo fine di garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della RTN ed il corretto funzionamento nel mercato elettrico, sotto il diretto controllo delle Autorità competenti (MAP e AEEG).

68. In altri termini, CDP sostiene che tramite la partecipazione al MSD, il Gestore si limita a consentire ed a garantire il funzionamento del mercato secondo i criteri di merito economico. Per tali ragioni, l'attività di dispacciamento svolta dal Gestore va qualificata come una funzione pubblica attribuita in concessione ed esercitata in conformità ai criteri dettati dalla legge. Analoghe considerazioni valgono per ciò che attiene all'attività di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, che consiste prevalentemente nell'elaborazione dei Piani di sviluppo. In ogni caso, secondo quanto affermato nelle proprie memorie, CDP ritiene che, qualora l'Autorità ritenesse le funzioni svolte dal Gestore in materia di trasmissione e dispacciamento quali attività di mercato, esse si configurerebbero come un monopolio legale, in virtù della previsione di cui all'articolo 1, comma 1, del Decreto Bersani, che riserva allo Stato lo svolgimento di tali attività, prevedendone l'attribuzione in concessione al Gestore. Pertanto, l'operazione non sarebbe comunque suscettibile di costituire o rafforzare una posizione dominante nel mercato della trasmissione e del dispacciamento, determinando unicamente un cd. "effetto sostituzione", ovvero il subentro di un soggetto ad un altro nell'esercizio del monopolio legale, peraltro sottoposto alla regolamentazione del MAP e dell'AEEG. Seguendo tale impostazione, la situazione non sarebbe dunque dissimile ai numerosi casi in cui l'Autorità, senza procedere ad avvio istruttorio, ha autorizzato l'acquisizione della proprietà delle reti di distribuzione di energia, le quali costituiscono attività di mercato esercitate in regime di monopolio legale su base locale.

69. Altro rilievo sollevato da CDP concerne l'onere della prova in un procedimento di valutazione di una concentrazione ed il diritto al contraddittorio. La Parte ha sostenuto che gli effetti di sostanziale riduzione della concorrenza paventati nel provvedimento di avvio consisterebbero in realtà in una serie di congetture sui futuri comportamenti del Gestore che risultano avulse dal contesto economico e normativo di riferimento, attestandosi ad un livello di notevole astrattezza e genericità. L'Autorità si sarebbe limitata a prevedere il rischio di comportamenti discriminatori finalizzati a far conseguire a CDP un vantaggio finanziario derivante dalla partecipazione detenuta in ENEL, senza individuare gli stessi e, quindi, senza analizzarne in concreto l'attendibilità. In particolare, l'Autorità avrebbe individuato, tra i possibili comportamenti restrittivi, quelli relativi:

- alla scelta degli impianti da dispacciare al fine di risolvere le congestioni locali;
- agli interventi di sviluppo della RTN finalizzati a rimuovere i colli di bottiglia tra due aree del Paese.

70. Tuttavia, CDP sostiene, con riferimento alla prima ipotesi, che l'Autorità ometterebbe di individuare quali sarebbero le lacune nella pervasiva regolamentazione di dettaglio. Le stesse critiche sono fatte con riferimento all'attività di sviluppo della RTN, visto che vi sono procedure all'uopo previste dalla legge, dalla Convenzione tra MAP e gestore e dal Codice di rete, e quindi spetterebbe all'Autorità dimostrare in che modo, nell'ambito di tali stringenti procedure, CDP avrebbe la possibilità di tenere comportamenti discriminatori.

71. Inoltre, con riferimento al profilo della partecipazione del 10,2% nel capitale di ENEL, CDP ha ricordato che spetta al MEF il potere di indirizzo sulla cd "gestione separata", anche in considerazione dell'utilizzo di fondi derivanti dalla raccolta del risparmio postale, assistiti dalla garanzia dello Stato. Al fine di garantire la massima trasparenza, l'attività di gestione delle partecipazioni azionarie di CDP assegnate alla gestione separata risulta soggetta a una stringente serie di vincoli tali da escludere la possibilità di una gestione autonoma: ad esempio, per la validità delle riunioni del CdA di CDP, in cui vengono assunte decisioni relative alla gestione separata, occorrono: quorum diversi rispetto a quelli richiesti per l'assunzione delle deliberazioni in regime di gestione ordinaria; la presenza di alcuni membri in rappresentanza di alte istituzioni dello Stato; il consenso di almeno due membri c.d. "di diritto".

72. CDP ha anche formulato considerazioni circa l'assenza di rischi connessi al cambiamento dell'assetto societario del gestore. Nella situazione *pre-merger* il GRTN era controllato al 100% dal MEF, quest'ultimo non deteneva alcuna partecipazione diretta in Terna, mentre era azionista di controllo di ENEL, con una quota del 21,9% del capitale. Nella situazione *post-merger* CDP verrà a detenere una partecipazione nel gestore pari al 29,99%, Generali ed ENEL avranno una quota del 5% circa, ciascuna, ed il restante 60% sarà disponibile sul mercato. Allo stesso tempo CDP detiene una quota di ENEL di circa il 10,2%, di cui peraltro non potrebbe disporre senza il consenso del MEF ex articolo 2 del DM 18 giugno 2004. Tale confronto, secondo la Parte, farebbe emergere come l'interesse economico oggettivo ad una gestione della rete strumentale agli interessi di ENEL diminuisca considerevolmente nel nuovo scenario successivo all'operazione di concentrazione in esame.

73. Infine, CDP esclude di poter gestire TERNA in maniera tale da influenzare la redditività del proprio investimento in ENEL. Anche a voler ammettere – *quod non* - che CDP voglia gestire la rete nell'ottica di massimizzare la redditività di ENEL, CDP ritiene che, quanto ai rischi di breve periodo, si tratterebbe di una ipotesi assolutamente marginale. Non vi sarebbero, infatti, molti casi di impianti di produzione con caratteristiche tecnologiche simili e che formulano le stesse offerte, rispetto ai quali il Gestore potrebbe porre in essere una scelta discrezionale. Quanto agli investimenti, i connessi rischi di breve periodo non troverebbero fondamento visto che (i) il peso dell'attività di generazione sulla redditività complessiva di ENEL sarebbe solo del 40% dell'*"enterprise value"* di ENEL, (ii) non sarebbe elevata l'incidenza dei ricavi di generazione realizzati nel MacroSud sulla redditività complessiva da generazione di ENEL. Infine, CDP sostiene che non vi sarebbe una correlazione diretta tra la redditività di ENEL e i dividendi percepiti dai suoi azionisti e che il valore del titolo ENEL dipenderebbe da una pluralità di fattori.

74. Escludendo quindi incentivi a condotte opportunistiche, e rilevando la presenza di una serie di garanzie esterne, quali gli indirizzi strategici e i principi di trasparenza – imparzialità del MAP e le regole fissate dall'AEEG (nonché gli obblighi informativi dell'AEEG disciplinati dalla delibera n.50/05), CDP esclude che l'operazione possa determinare la

costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza, ai sensi dell'articolo 6 della L. 287/90.

TERNA

75. TERNA, nel corso del procedimento, ha sostenuto che l'operazione in esame è realizzata in conformità a precise disposizioni normative (cfr. il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, nella legge 27 ottobre 2003, n. 290, così come modificata dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, nonché il D.P.C.M. 11 maggio 2004), con le quali è stato istituito un complesso organico di regole volte a garantire sicurezza, efficienza e trasparenza al sistema elettrico, con particolare riguardo all'organizzazione societaria del gestore della rete ed ai controlli su di esso gravanti.

76. In merito ai rilievi concorrenziali segnalati dall'Autorità nel provvedimento di avvio istruttorio, TERNA sostiene che questi vadano verificati in primo luogo in relazione alle regole di *corporate governance* che disciplineranno la gestione di TERNA successivamente alla riunificazione con il GRTN. In particolare, in ordine alle paventate deviazioni da parte di CDP, rispetto al perseguimento dell'interesse sociale di TERNA, viene rilevato che l'articolo 3, comma 1, del D.P.C.M., ha previsto che la gestione del soggetto derivante dalla unificazione della proprietà e della gestione della RTN debba essere ispirata a *"principi di neutralità e imparzialità senza discriminazione di utenti o categorie di utenti"*. Per garantire il rispetto di tali principi, il D.P.C.M. ha prescritto a TERNA l'adozione di clausole statutarie che introducano: (i) la nomina del CdA mediante modalità basate sul meccanismo del voto di lista; (ii) speciali requisiti di onorabilità, professionalità ed indipendenza dei membri del CdA; (iii) il limite del 5% nell'esercizio del diritto di voto in sede di elezione degli amministratori a carico degli operatori di settore.

77. Proprio in adempimento a quanto previsto dal citato D.P.C.M., TERNA rileva che il 31 gennaio scorso è stato adottato, in conformità ai richiamati principi, il nuovo Statuto di TERNA. Inoltre, almeno un terzo dei consiglieri dovranno avere, ricorda TERNA, la qualifica di consiglieri *"indipendenti"* ai sensi del Codice di Autodisciplina delle società quotate in borsa.

78. TERNA sostiene che sia infondata la tesi dell'Autorità, secondo la quale il nuovo assetto azionario del soggetto che gestirà la RTN possa condizionare le decisioni di quest'ultimo non già verso il perseguimento di obiettivi di promozione della concorrenza e di tutela dell'utenza della rete in generale, ma piuttosto di massimizzazione dei profitti di ENEL. In particolare, TERNA ritiene che, quanto alle attività di breve periodo, il Codice di Rete contenga regole tecniche di carattere obiettivo e non discriminatorio. Tra l'altro tale Codice è stato adottato dopo un articolato processo di consultazioni che ha coinvolto tutti i soggetti interessati, e dopo una verifica puntuale svolta, ai sensi dell'articolo 1, comma 4, del D.P.C.M., sia dall'AEEG che dal MAP, i quali ne hanno valutato la conformità rispetto alle direttive impartite.

79. Inoltre, l'oggettività nella selezione delle risorse di dispacciamento è garantita dal ricorso a modelli di rete ed a procedure che mirano alla migliore rappresentazione possibile dei flussi di energia sulla rete e ad una selezione ottimizzata delle offerte, con l'obiettivo di minimizzare il costo delle operazioni di bilanciamento nel rispetto di un complesso ordine di vincoli. L'esistenza di una *Procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento*, che riporta gli algoritmi per la selezione e il documento *Procedura per l'attivazione delle risorse per la riserva secondaria di potenza ed il bilanciamento* rappresentano un forte limite alla discrezionalità del soggetto che dopo l'operazione in discussione sarà chiamato a gestire la rete. Inoltre, TERNA sostiene che vale a limitare la discrezionalità del gestore l'introduzione del Comitato di consultazione istituito dal Codice stesso.

80. Quanto all'attività di lungo periodo, TERNA sostiene che il processo di sviluppo della RTN risulta vincolato agli indirizzi formulati dal MAP, che ha competenza per l'approvazione finale del Piano. Tra l'altro le esigenze di sviluppo della rete e la definizione delle modalità e dei tempi di realizzazione delle infrastrutture è delegata dalla legge, evidenzia la parte, al gestore della rete (Decreto Legislativo n. 79/99 articolo 3, comma 2), che redige il citato Piano di Sviluppo della RTN. Il Piano, tra l'altro, verrebbe sottoposto al vaglio di ogni Regione prima dell'approvazione da parte del MAP. La redazione di questo Piano, definito da TERNA *"a scorrimento"* essendo aggiornato annualmente rispetto a quello pluriennale presentato precedentemente, è inoltre dettagliatamente disciplinata dalla convenzione tra il MAP ed il GRTN, approvata in allegato al D.M. del 20 aprile 2005 con il quale le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale sono state attribuite al GRTN a mezzo di una concessione venticinquennale.

81. Il Piano, inoltre, deve includere (i) un'analisi costi-benefici degli interventi, (ii) i tempi previsti di esecuzione, (iii) una relazione sugli interventi effettuati, (iv) un impegno della Concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento. Sulla base di queste argomentazioni TERNA ritiene che la disciplina introdotta per effetto del D.M. 20 aprile 2005 sia organica e dettagliata; tra l'altro sulla effettiva applicazione della disciplina vigila il CdA di TERNA.

82. TERNA, al di là delle sintetizzate argomentazioni di merito, sostiene anche di non condividere la ricostruzione giuridica dell'Autorità. In particolare, la struttura del mercato della trasmissione e dispacciamento non sarebbe modificato dall'operazione in esame, anzi l'operazione comporterebbe miglioramenti in termini di efficienza. Inoltre, la neutralità di TERNA sarebbe assicurata da dettagliate regole di *corporate governance*. TERNA rileva poi che l'adozione di comportamenti *"prevedibili"* da parte della nuova entità e la connessa dimostrazione degli effetti anticoncorrenziali necessiterebbe di un esame puntuale, corroborato da prove solide, delle circostanze che si asserisce producano detti

effetti. Una valutazione compiuta e scrupolosa deve prendere in considerazione sia le sollecitazioni ad adottare siffatti comportamenti sia i fattori idonei a ridurre o addirittura eliminare tali sollecitazioni, compreso il carattere eventualmente illegale dei comportamenti di cui trattasi. Secondo TERNA, i comportamenti di CDP temuti dagli operatori elettrici configurerebbero, nella maggior parte delle ipotesi, altrettante violazioni della "pervasiva" regolamentazione del settore elettrico nonché della normativa in materia di abuso di posizione dominante. TERNA esclude quindi che l'operazione possa comportare il rafforzamento di una posizione dominante sul mercato nazionale, in modo da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza.

GRTN

83. Il GRTN ha rilevato, che il gestore della RTN, in quanto cedente il ramo d'azienda oggetto di acquisizione da parte di Terna, è mero soggetto passivo dell'operazione. La ricostruzione dell'Autorità è criticata dal GRTN in base alla tesi che qualsiasi deviazione dai criteri di imparzialità, o riduzione degli investimenti sulla RTN, da parte del gestore, sarebbe uno scenario scarsamente compatibile con la natura di società quotata in borsa del nuovo soggetto costituito dall'operazione, e con gli obblighi che gli amministratori di una società quotata hanno nei confronti dell'intera compagine sociale. Inoltre, gli effetti anticompetitivi prospettati sono impediti, a detta del GRTN, dal quadro regolamentare pro-competitivo esistente, dai poteri di vigilanza, regolazione, controllo e repressione affidati all'Autorità di regolazione di settore e al Ministero delle attività produttive, nonché dagli obblighi derivanti dal rapporto di concessione.

84. In particolare, secondo il GRTN, già la disciplina fissata dal d.lgs n.79/1999 ha fissato precise disposizioni dirette ad assicurare la trasparenza e l'imparzialità dell'attività del gestore. Quanto alle attività di manutenzione e sviluppo della RTN, il GRTN rileva che sono di diretta responsabilità del Gestore quando - come nel caso del nuovo soggetto integrato - è proprietario della rete di trasmissione. Tutta l'attività di investimenti e interventi di sviluppo della rete è però oggetto di una pianificazione di lungo periodo, che è disciplinata dalla concessione fra il Ministero e il Gestore. In tale contesto, il quadro regolamentare di dettaglio precisa ulteriormente i vincoli penetranti che impediscono al Gestore di assumere i comportamenti ipotizzati dall'Autorità.

85. Con riferimento all'attività di sviluppo della RTN, il GRTN ha affermato che la definizione del Piano di sviluppo è un processo progressivo che, in ogni sua formulazione, migliora proposte e soluzioni verificabili da parte delle autorità preposte. Ogni anno i Piani sono rivisti per essere adeguati alla domanda prevista. Il primo piano predisposto dall'attuale gestione del GRTN è quello del 2004; in tale piano è stata implementata una metodologia di analisi costi-benefici relativa ad ogni tipo di intervento sulla rete. L'analisi dei benefici - intendendo per tali i benefici usufruibili dal consumatore finale - è effettuata sulla base di parametri connessi alla maggiore sicurezza derivante dall'investimento, ai costi evitati in nuova capacità di generazione connessi allo sviluppo della rete, al maggiore accesso a fonti energetiche a più basso costo. Questa metodologia di analisi costi-benefici è stata messa a disposizione di MAP e AEEG. L'analisi consente di calcolare un indicatore di priorità degli interventi - misurato dal rapporto tra il valore attuale netto dei benefici collegati ad un dato intervento ed il valore attuale netto dei relativi costi. Sulla base di tale metodologia il GRTN ha individuato una lista di interventi di sviluppo della rete intesi a risolvere le inefficienze del sistema fino ad ora emerse ed aventi un impatto positivo sulla concorrenza dei mercati a valle (cfr. allegato al verbale di audizione del GRTN del 15 luglio 2005, documento n. 51 del fascicolo).

86. Con riferimento alla ipotesi di selezione arbitraria di impianti da chiamare in servizio nell'attività di dispacciamento da parte del nuovo soggetto integrato risultante dalla concentrazione, si tratterebbe di un contesto che non potrebbe realizzarsi se non attraverso palesi violazioni di principi generali dei pubblici servizi stabiliti dal diritto amministrativo, di puntuali disposizioni della convenzione di concessione e di delibere dell'AEEG, senza contare la rilevanza penale che tali comportamenti potrebbero assumere in quanto posti in essere da soggetti incaricati di un pubblico servizio (p.e. abuso di ufficio, articolo 323 c.p.).

87. Il GRTN sostiene che proprio l'elevato tasso tecnico delle decisioni assunte dal gestore richiede che esse siano prese entro ristrettissimi margini di discrezionalità tecnica lasciati al nuovo soggetto integrato. È indubbio, secondo il GRTN, che un margine di discrezionalità in capo al Gestore non possa essere eliminato. Diversamente, ne resterebbe compromessa la sua funzione di garante della sicurezza del sistema elettrico nazionale, che in casi di emergenza impone addirittura di derogare alle regole e criteri tecnici predeterminati cui normalmente il Gestore si attiene. Non si tratterebbe, però di discrezionalità "imperscrutabile" e quindi non verificabile, ma di scelte tecniche che, anche quando non sono mera esecuzione di soluzioni elaborate elettronicamente, sono pur sempre rigorosamente fondate su criteri predeterminati e su dati che restano registrati.

88. La scelta dell'impianto da chiamare per la soluzione delle congestioni avviene sulla base di criteri dettagliati e implementati in un *software* specializzato a supporto dell'operatività, il cui modello base e algoritmi sono stati posti a disposizione dell'Autorità di regolazione. Inoltre, anche nei casi in cui le decisioni di dispacciamento non sono direttamente determinate attraverso tale sistema, l'operatore è vincolato a selezionare le offerte idonee a garantire la sicurezza del sistema elettrico e agisce secondo procedure fondate su criteri obiettivi e non discriminatori, volte alla minimizzazione dei costi.

89. Il GRTN ha poi richiamato il quadro regolamentare di dettaglio che condiziona l'attività di dispacciamento, in particolare gli artt. 3 e 5 del decreto legislativo n.79/99 e la delibera dell'AEEG n.168/03. Il procedimento di adozione delle *Regole per il dispacciamento*, disciplinato dalla medesima delibera n.168/03, prevede un'ampia partecipazione di

operatori e soggetti pubblici. Tali regole disciplinano espressamente la risoluzione delle congestioni sulla rete rilevante, e definiscono le procedure per la selezione delle offerte sia nella fase di programmazione che nel tempo reale. Vi è anche una *Procedura per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento* per la selezione delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, limitatamente alla fase di programmazione, integralmente gestita attraverso sistemi informatici.

90. Ancora, il GRTN ha posto l'attenzione sulla presenza del Codice di rete, che, in esecuzione del D.P.C.M. 11 maggio 2004 prevede pareri non vincolanti, espressi da un Comitato di consultazione composto da rappresentanti degli utenti della RTN, «*sulla rispondenza delle regole, delle informazioni e delle procedure previste nel Codice di rete alle finalità di servizio di pubblica utilità e alle esigenze di non discriminazione, trasparenza e neutralità delle informazioni e delle procedure*». In ogni caso, il GRTN rileva che l'operazione produce significative efficienze che non sono state prese in considerazione nell'atto di avvio dell'istruttoria. Esse produrranno vantaggi certi per i consumatori, direttamente derivanti dall'operazione e verificabili, che sono idonei a bilanciare gli effetti anticompetitivi paventati.

6. Gli ambiti di discrezionalità non eliminabili nell'attività del gestore

91. Di seguito verranno analizzati gli ambiti di discrezionalità nel mercato della trasmissione e dispacciamento con riferimento a due aree di intervento del gestore che incidono maggiormente sul grado di competitività caratterizzante i mercati a valle: MI e MSD:

- gli interventi per lo sviluppo/manutenzione della RTN;
- le attività connesse alla selezione degli impianti.

Discrezionalità relativa ai piani di sviluppo

92. Tra i compiti attribuiti al gestore vi è quello di presentare entro il 31 dicembre di ogni anno un Piano di sviluppo della RTN. Nel nuovo assetto regolatorio connesso al processo di riunificazione tra proprietà e gestione della rete, questa attività verrà regolata dalla Convenzione tra MAP e gestore e dal Codice di Rete. Le Parti hanno argomentato nel corso del procedimento che quella di sviluppo e pianificazione della rete è una attività sottoposta ad una stringente attività di indirizzo e controllo *ex post* da parte del MAP, degli enti locali coinvolti e dell'AEEG.

93. Utilizzando il Piano di sviluppo presentato dal GRTN per l'anno 2005²⁰, nei successivi paragrafi verranno illustrati quelli che si ritiene siano i margini di discrezionalità ineliminabili nell'attività del gestore di rete connessa alla definizione dei piani di sviluppo, e come tali non scrutinabili dalle autorità competenti.

94. Rileva in primo luogo osservare che, in base a quanto previsto dal Piano 2005 «[...] è stata affidata al GRTN la responsabilità dello sviluppo della RTN, con l'obiettivo di garantire il trasporto della potenza prodotta dagli impianti di generazione attuali e previsti in futuro. [...] L'attività di pianificazione della RTN richiede un'attenta valutazione delle condizioni al contorno, dettate dalle esigenze spesso mutevoli e discordanti dei diversi operatori» (Enfasi aggiunta, Piano di sviluppo della RTN 2005 cfr. pag. 21). È quindi lo stesso Piano, già nella parte descrittiva dell'attività di gestione della rete, a dare rilievo alla presenza di scenari incerti tra i quali il gestore formula le proprie valutazioni, previsioni, analisi delle alternative e scelte di sviluppo.

95. Questa discrezionalità è dimostrata anche dal fatto che il Piano di sviluppo della RTN è un cd Piano "a scorrimento", cioè oggetto di revisione annuale per tener conto dei cambiamenti nelle variabili in base alle quali il gestore aveva formulato le previsioni, condotto le analisi costi-benefici, quindi definito gli interventi e individuato quelli ritenuti prioritari.

96. Il gestore effettua queste analisi costi-benefici relativamente ad ogni tipo di intervento sulla rete, basandosi su parametri connessi alla maggiore sicurezza derivante dall'investimento, ai costi evitati in termini di nuova capacità di generazione, al maggiore accesso a fonti energetiche a più basso costo. Tutte queste analisi implicano la formulazione di ipotesi sugli scenari futuri che, per definizione, sono esposte ad un considerevole margine di aleatorietà, potendo cambiare la domanda, l'interconnessione di nuovi impianti, gli equilibri/squilibri zonal, i vincoli ambientali, la tempistica delle autorizzazioni.

97. L'importanza dell'attività previsionale condotta dal gestore e l'incertezza insita in tale attività appare dalle stesse fasi nelle quali si articola il processo decisionale del gestore propedeutico alla stesura del Piano. Dalle risultanze istruttorie, infatti, è emerso che il Piano di sviluppo della RTN individua sei fasi di attività connesse alla sua realizzazione (Piano di sviluppo 2005 - cfr. figura 4, pagina 43):

Preparazione del processo di piano

Definizione degli obiettivi generali (fissati dal MAP)

Raccolta e analisi dei dati permanenti

Identificazione dell'ambito, elaborazione alternativa, impostazione della fase valutazione. Tale fase incorpora le seguenti attività:

4.1. Identificazione ambito decisionale

4.2. Elaborazione di proposte alternative (strategiche, strutturali, attuative)

4.3. Valutazione effetti proposte e definizione piano

4.4. Progettazione di un sistema di monitoraggio

²⁰ [Scaricato dal sito www.grtn.it.]

4.5. Recepimento decisioni di ambito regionale

Adozione e approvazione del piano

Attuazione del piano.

98. La fase dove si addensano i maggiori ambiti di discrezionalità è la quarta, che è quella che comporta la formulazione degli scenari ipotetici sull'assetto del sistema nel futuro, la elaborazione di strategie di sviluppo alternative e la loro valutazione. Tale discrezionalità è dovuta, come esplicitato dal GRTN nel Piano 2005 (pagina 34), da vari elementi di incertezza: *«Gli elementi di incertezza riguardano soprattutto la dislocazione e la potenza prodotta dagli impianti di generazione nel libero mercato dell'energia elettrica e lo sviluppo diretto delle interconnessioni con l'estero. [...] Per minimizzare i possibili rischi dovuti a tali aleatorietà, vengono individuati vari scenari possibili di funzionamento del sistema elettrico con riferimento all'anno obiettivo dell'analisi previsionale e sulla base di questi vengono costruiti i "casi di riferimento" per gli studi di rete, finalizzati all'individuazione delle criticità di esercizio e delle esigenze di sviluppo per la loro risoluzione. Il Gestore cerca quindi di selezionare soluzioni di sviluppo caratterizzate il più possibile da un elevato livello di flessibilità e polivalenza, intese cioè come la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico offerte dagli scenari maggiormente verosimili».*

99. È quindi componente non eliminabile nell'attività del gestore l'incertezza, e conseguentemente, la discrezionalità nella elaborazione, valutazione e selezione delle soluzioni di sviluppo alternative; il Piano di sviluppo sottoposto al controllo ex-post del MAP è l'esito di tale processo discrezionale condotto ex-ante dal gestore.

100. Tale discrezionalità investe la stessa classificazione degli interventi possibili e l'individuazione dei benefici, essendo questi esposti a cambiamenti nell'arco di tempo alla base delle previsioni. Il Piano specifica, infatti, che nel classificare gli interventi di sviluppo di breve-medio periodo gli interventi di maggior rilevanza sono raggruppati in base alle principali esigenze che li hanno determinati e i benefici prevalenti attesi con la realizzazione degli stessi. *«Risulta tuttavia importante precisare che tale attribuzione non descrive in maniera esaustiva le motivazioni e i benefici associati alle diverse attività di sviluppo, potendo il singolo intervento rivestire una valenza molteplice (spesso le valutazioni effettuate per una determinata soluzione di sviluppo trovano riscontro in più di una tipologia di benefici) e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale»* (enfasi aggiunta, Cfr. Piano di sviluppo 2005 pagina 47).

101. Similmente, anche per gli interventi di lungo periodo *«[N]on si esclude tuttavia che, anche al mutare delle condizioni al contorno (modifica degli scenari di generazione e carico, autorizzazioni ottenute prima del previsto per gli impianti in questione o per altri ad essi propedeutici), possano modificarsi i principali benefici e il livello di rilevanza associati alle diverse attività di sviluppo e che alcuni interventi al momento inquadrati in un orizzonte temporale di lungo periodo possano essere completati nel breve-medio periodo»* (Cfr. Piano di sviluppo 2005 pagina 74).

102. Anche l'identificazione delle finalità attribuite agli interventi sulla RTN nel Piano di Sviluppo (per la sicurezza o per la risoluzione delle congestioni di rete) appare caratterizzata da un certo margine di discrezionalità. In virtù del fatto che gli interventi *«offrono tipicamente benefici multipli»* (cfr. risposta del GRTN, documento 68 del fascicolo), un medesimo intervento può essere rilevante sia a fini di sicurezza della rete, sia a fini di risoluzione delle congestioni (e dunque avere un forte impatto concorrenziale, rendendo disponibile maggiori quantitativi di energia competitiva sui mercati elettrici). La motivazione attribuita nel Piano di sviluppo ad un dato intervento è dunque una *«mera indicazione, poiché non è sempre facile individuare su una scala unica il peso relativo dei singoli benefici»* (cfr. risposta del GRTN, documento 68 del fascicolo).

103. Dalle risultanze istruttorie tale spazio discrezionale nel valutare un intervento a fini di sicurezza o di soluzione delle congestioni è risultato evidente dalla non perfetta corrispondenza tra la classificazione contenuta nel Piano di sviluppo 2005 ed un suo sottoinsieme rappresentato dalla classificazione fornita dal GRTN, a fronte di una esplicita richiesta, degli interventi ritenuti con il maggior impatto pro-concorrenziale. Infatti, ancorché dieci dei sedici interventi siano stati indicati dal GRTN quali misure finalizzate alla soluzione delle congestioni e ad aumentare la concorrenza interna o tra zone, (cfr. allegato al verbale del 15 luglio 2005, documento 51 del fascicolo), solo tre di questi interventi (elettrodotto Turbigo-Rho, elettrodotto Calenzano-Colunga, elettrodotto Chiaramonte Glulfi-Ciminna) sono classificati come tali nel Piano di sviluppo 2005 (pag. 66-67), mentre gli altri sette sono classificati come interventi a fini di sicurezza.

104. Quanto emerso dall'analisi del Piano 2005 prova, quindi, che gli scenari alla base delle analisi di sviluppo della rete sono inevitabilmente esposti a modifiche e cambiamenti tali da lasciare al gestore un ampio margine di discrezionalità nella valutazione previsionale alla base delle scelte tra le soluzioni alternative, nella fissazione della tempistica, nella definizione dei livelli di rilevanza dei vari interventi, nonché nella classificazione in termini di finalità. La fase dell'analisi di rete, basata su simulazioni dei possibili scenari futuri, è quindi propedeutica alla stesura del piano, quest'ultimo solamente sottoposto ai controlli del regolatore e alla approvazione del MAP. In sintesi, la fase di elaborazione delle ipotesi e valutazione delle alternative è condotta ex-ante alla stesura del piano, il quale unicamente in fase ex-post diviene oggetto di valutazione di soggetti diversi dal gestore.

105. Tra l'altro, in merito a questa fase ex-post di controllo, le risultanze istruttorie hanno indicato che il MAP ha approvato il Piano di sviluppo con provvedimento espresso sia per l'anno 2004 che per l'anno 2005. Nel 2004, sono state richieste delucidazioni in merito ad un solo intervento (ma sempre con riferimento al piano già elaborato e non

alla fase di analisi-comparazione degli scenari e alla valutazione delle strategie alternative). Il piano del 2005 non è stato invece oggetto di alcun rilievo.

106. L'effetto della descritta discrezionalità ex-ante alla stesura del piano di sviluppo si manifesta direttamente sul grado di concorrenza nei mercati a valle, MI e MSD. Infatti, ogni decisione di intervento sulla rete comporta un impatto immediato sui volumi di energia elettrica sulla rete, sui rischi di congestione, sulla necessità di garantire il bilanciamento del sistema ricorrendo ai servizi di dispacciamento del giorno prima o in tempo reale.

Discrezionalità nel dispacciamento degli impianti

107. In merito al dispacciamento degli impianti, le Parti rilevano che la previsione di procedure rigide e pre-definite (contenute nel capitolo 4 del Codice di Rete) impedirebbe l'eventuale perseguimento di finalità distorsive nei processi decisionali del gestore.

108. Di converso, è indubbio che anche tali decisioni sono esposte ad un margine di discrezionalità ineliminabile tale da consentire al gestore di assumere scelte alternative in grado di incidere direttamente sui mercati a valle, MI e MSD.

109. Tale discrezionalità del gestore nell'attività di dispacciamento degli impianti ha un impatto diretto sul grado di competitività nei mercati a valle, MI e MSD. In particolare, è evidente che l'ordine di immissione degli impianti e gli interventi di soluzione delle congestioni locali incidono sui flussi di energia elettrica che consentono di chiudere i mercati del giorno prima e dell'aggiustamento, oltre ad assicurare il soddisfacimento della domanda espressa nei contratti bilaterali (e dunque sul diverso contributo dei vari generatori alla copertura di questa domanda). Inoltre, l'equilibrio raggiunto tra domanda e offerta programmati nel MI incide sulla necessità o meno di far bilanciare i programmi e i flussi reali con il ricorso all'approvvigionamento attraverso il MSD, nel senso che quanto più il MI si avvicina ai reali volumi di energia immessi e prelevati dalla rete, tanto meno il gestore necessita di fare ricorso al MSD.

110. Con riferimento alle attività di selezione degli impianti da cui attingere la riserva, sia nazionale sia zonale, e di bilanciamento in tempo reale del sistema, le attuali procedure del gestore prevedono l'impiego di strumenti informatici che, tramite l'ausilio di algoritmi matematici, individuano la soluzione (cioè la scelta dell'impianto di generazione) che minimizza i costi del gestore.

111. Il secondo produttore nazionale di energia elettrica, EDISON, ha tuttavia, fornito elementi tesi a dimostrare come tale soluzione efficiente derivante dall'algoritmo (che minimizza il costo del gestore) debba essere verificata, con riferimento alla sua coerenza con la gestione complessiva del sistema, sulla base di una valutazione puramente discrezionale del gestore. In definitiva, la tesi di EDISON è che non vi siano algoritmi che possano determinare esattamente le offerte più economiche da attivare per risolvere un problema di gestione in sicurezza della RTN durante il tempo reale. Al precedente § 50, vengono citati due esempi, forniti da EDISON, uno relativo ad una situazione di incremento di domanda su una porzione di rete, ed un altro relativo all'esistenza di sovraccarico su una linea, nei quali la scelta del gestore, sulla base di valutazioni puramente discrezionali, può non cadere sugli impianti individuati dalla soluzione dell'algoritmo. È dunque possibile concludere che anche le attività di selezione degli impianti a fini di dispacciamento operate dal gestore con procedure informatiche danno adito ad ambiti di discrezionalità tecnica non eliminabile.

112. Le attività di dispacciamento a fini di risoluzione di congestioni locali e di regolazione della tensione vengono effettuate su base manuale dal gestore, tenuto conto dei vincoli locali di rete e dei vincoli di tensione. In particolare, le congestioni locali – da intendersi come i problemi che si creano su nodi della RTN all'interno di una zona - vengono gestite tramite analisi dei centri territoriali del gestore che individuano gli impianti ritenuti idonei a risolvere la congestione. Un elemento importante è che a volte è un solo impianto ad essere fondamentale per la risoluzione di una congestione locale; tale impianto verrà dunque sempre chiamato dal gestore ogni qualvolta se ne determina la necessità. L'elemento utilizzato dal gestore per questa chiamata "manuale", come affermato nel corso dell'audizione del GRTN del 15 luglio 2005 (cfr. documento 51 del fascicolo) è l'esperienza storica, cioè l'osservazione negli anni della "indispensabilità" di quell'impianto alla risoluzione della congestione.

113. Rileva osservare come lo stesso GRTN, nel corso del procedimento, abbia più volte ammesso l'esistenza di una discrezionalità tecnica nello svolgimento della propria attività. In particolare, in sede di audizione finale, i rappresentanti del GRTN hanno affermato che: «*In merito alla concreta attività, il GRTN conferma l'esistenza di una certa discrezionalità nella gestione della rete di trasmissione. Tuttavia, ribadisce che detta discrezionalità viene rigorosamente esercitata nell'ottica di adempiere alla primaria funzione di operatore responsabile della sicurezza e della efficienza della rete stessa*» (cfr. documento 79 del fascicolo), Sempre nella stessa sede, hanno inoltre affermato che «*[...] esiste un continuo impegno al fine di circoscrivere gli ambiti di discrezionalità dell'attività di dispacciamento e sviluppo della rete del GRTN, che per ovvi motivi non sono del tutto ineliminabili, e garantirne una crescente trasparenza in termini di verificabilità ex post*» (enfasi aggiunta, cfr. documento 79 del fascicolo).

114. La tesi del GRTN – ampiamente descritta nel paragrafo relativo alla posizione delle Parti - è, tuttavia, che tale ineliminabile discrezionalità sia nei fatti compressa da una serie di controlli e verifiche ex ante ed ex post che determinano la completa tracciabilità e, dunque, scrutinabilità dei processi decisionali del gestore.

115. Sul punto, l'osservazione che può essere svolta è la seguente: fin tanto che il soggetto gestore è stato un operatore interamente, e direttamente, posseduto dallo Stato (come è ancora il GRTN fino al perfezionamento delle operazioni in esame), poteva condividersi l'osservazione formulata dai rappresentanti del GRTN in audizione finale e relativa al fatto che «*[...] detta discrezionalità viene rigorosamente esercitata nell'ottica di adempiere alla primaria*

funzione di operatore responsabile della sicurezza e della efficienza della rete stessa» (enfasi aggiunta, cfr. documento 79 del fascicolo).

116. L'aspetto di rilievo ai fini del presente procedimento è verificare invece se tale, conclamata, discrezionalità non possa, dato il futuro assetto azionario del nuovo gestore integrato, dar adito a condotte di gestione e sviluppo della rete non indirizzate ai criteri dell'imparzialità e della non discriminazione. Questo problema sembra avvertito dagli stessi rappresentanti del GRTN che, sempre nel corso dell'audizione finale, hanno dichiarato *«La valutazione di congruità di detti livelli di controllo deve essere effettuata in maniera congiunta relativamente al quadro azionario. Sebbene il sistema di controllo non sia in sé indizio di garanzia, tuttavia il ruolo del GRTN nel processo di liberalizzazione è centrale* (enfasi aggiunta, cfr. documento 79 del fascicolo).

117. Analizzando nello specifico la funzione del dispacciamento degli impianti, il GRTN ha ammesso la validità dell'argomento di EDISON che secondo cui *«la risoluzione delle congestioni in tempo reale [è] caratterizzata da processo decisionale che presenta una maggiore difficoltà ad essere sottoposta ad una verifica ex post»* (documento 79 del fascicolo). Tuttavia il GRTN ha riferito che *«[...] la parte di mercato sulla quale il GRTN può operare con maggiore discrezionalità appare circoscritta, ed in particolare con specifico riferimento all'attività di risoluzione delle congestioni in tempo reale intra-zonali, essa non rappresenta che una percentuale marginale (valutabile approssimativamente a meno dell'1 per cento) se rapportata al complesso della generazione elettrica»* (documento 79 del fascicolo).

118. Sul punto si osserva che una valutazione della consistenza dell'ambito della discrezionalità del gestore - peraltro con specifico riferimento alla sola sfera del dispacciamento a fini di soluzione delle congestioni (dunque fermo restando tutti gli altri ambiti di discrezionalità descritti in precedenza) - non appare influente al fine della valutazione degli effetti restrittivi delle operazioni di concentrazione in esame. Centrale nell'analisi è piuttosto l'accertamento di un margine di discrezionalità ex-ante rilevante nel mercato della trasmissione e dispacciamento, non eliminabile ex-post, e tale da incidere sul grado di competitività nei mercati a valle all'ingrosso e dei servizi di dispacciamento.

7. L'attività di gestione delle partecipazioni di CDP

119. Nei precedenti paragrafi sono state riportate le argomentazioni addotte da CDP nel corso del procedimento in merito alla modalità con cui la società gestisce le partecipazioni in cd "gestione separata", rientrando in questo ambito sia la partecipazione detenuta in ENEL, pari al 10,2%, sia quella del 29,99% di TERNA oggetto del presente procedimento.

120. La lettura del "Piano industriale 2005-2009" di CDP (approvato dal Cda della società il 22 giugno 2005), consente di arricchire il quadro di analisi relativo alle modalità con cui CDP gestisce le partecipazioni assunte. Preliminarmente si deve osservare che l'assunzione di partecipazioni "in gestione separata" da parte di CDP risulta sicuramente delimitata da una serie di norme emanate dal MEF che definiscono gli ambiti del raccordo tra Ministero e CDP in relazione alla gestione di dette partecipazioni (DM 18 giugno 2004 e DM 267 gennaio 2005). In ogni caso, a pagina 7 del citato Piano Industriale 2005-2009 di CDP si legge, con riferimento a tutte le attività fissate dal nuovo contesto regolamentare in cui si trova ad operare CDP (e dunque anche con riferimento alla partecipazione assunte), che queste *«[...] devono essere svolte assicurando nel contempo un adeguato ritorno economico agli azionisti [...] e preservando in modo durevole l'equilibrio economico-finanziario-patrimoniale»* (cfr. documento 76 del fascicolo).

121. La dimensione del portafoglio partecipazioni di società quotate di CDP (ENEL, ENI S.p.A. e STMicroelectronics N.V.) ha raggiunto, alla fine del 2004, il valore di circa [omissis]²¹ euro. Si tratta del valore iscritto a bilancio; rapportando il valore di tali partecipazioni con il valore di mercato calcolato ai prezzi di borsa del 15 giugno 2005, e pari a [omissis] euro, si evidenziano [omissis] latenti per [omissis] euro. Con l'acquisizione del 29,99% di TERNA la dimensione totale del valore delle partecipazioni di CDP, sia riferite a società quotate che non quotate, diverrebbe pari a [omissis] euro.

122. Il fatto che la gestione delle partecipazioni rivesta un ruolo di rilievo nell'attività di CDP è dimostrato dal fatto che il Piano Industriale 2005-2009 individua un'apposita *business unit* (BU) per tale attività con la responsabilità di [omissis] (cfr. documento 76 del fascicolo).

123. Dalla lettura del Piano Industriale 2005-2009 emerge con chiarezza come, nonostante le limitazioni richiamate nel corso del procedimento, CDP intenda in ogni caso proteggere i propri investimenti in partecipazioni ed assumere decisioni che ne massimizzino il valore: [omissis] (enfasi aggiunta, cfr. documento 76 del fascicolo).

124. Emerge dunque da quanto precede che CDP, dotandosi di una unità organizzativa apposita, intende monitorare l'andamento delle società partecipate al fine di identificare, nell'attività di gestione delle proprie partecipazioni, strategie di protezione dei propri investimenti e di creazione del valore per gli stessi. Riferendosi al caso in esame, è lecito ritenere pertanto che, nell'impartire le istruzioni ai rappresentanti di CDP nel Cda di TERNA, si conferisca il massimo rilievo all'obiettivo di assumere decisioni che massimizzino il valore delle società controllata, così che il *management* di CDP non potrà che tener conto degli effetti che tali scelte hanno sul valore del totale delle altre società partecipate, e dunque anche di ENEL.

²¹ [Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

125. Quanto precede consente di affermare che la commistione di interessi partecipativi di CDP nei mercati della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica tramite TERNA, e sui mercati all'ingrosso dell'energia, MI, e dei servizi di dispacciamento, MSD, tramite ENEL, renderà possibile che le scelte adottate dai rappresentanti di CDP nel CdA di TERNA oltre al rispetto del vincolo di massimizzazione del valore di TERNA stessa, rispondano anche al vincolo di massimizzazione del valore di ENEL.

III. VALUTAZIONE DELLE OPERAZIONI

1. I mercati rilevanti

126. Le parti hanno sostenuto l'esistenza di una incongruenza nella identificazione, nel provvedimento di avvio istruttorio, di un mercato rilevante rappresentato dalla attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. Non si tratterebbe, sempre a giudizio delle parti, di una attività di mercato, non essendo la sua definizione fondata sulla applicazione dei criteri standard di sostituibilità dal lato della domanda e dal lato dell'offerta.

127. Sul punto si formulano due osservazioni:

- il mercato della trasmissione e dispacciamento esiste, dal punto di vista economico e del diritto *antitrust*, indipendentemente dal fatto che la sua struttura sia quella di un monopolio legale gestito in concessione;
- tale mercato rileva ai fini della valutazione della presente operazione in quanto, in primo luogo, è appunto su di esso che si realizza la riunificazione della proprietà con la gestione della RTN - con conseguente costituzione di un nuovo operatore dominante prima non esistente -, in secondo luogo, esso rappresenta la fase a monte della filiera elettrica necessaria al funzionamento dei mercati a valle, MI e MSD, sui quali l'operazione determina i rischi di effetti restrittivi, in termini di riduzione sostanziale della concorrenza.

128. In merito al primo punto, rileva osservare che l'esistenza di un mercato distinto, individuato nella attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, si fonda sulla considerazione che l'accesso e l'uso della RTN comporta l'espressione di una domanda da parte dei suoi utenti (generatori, importatori, grossisti, clienti idonei), il cui soddisfacimento avviene, dati i limiti infrastrutturali della rete, con l'offerta di capacità di trasporto gestita, attraverso il c.d. dispacciamento, secondo l'ordine di merito economico ed i criteri di sicurezza dettati dal gestore della RTN.

129. È evidente che non esiste, dal lato della domanda, alcuna sostituibilità dei servizi di trasmissione forniti dal gestore con altre modalità di immissione di energia elettrica nei mercati a valle - MI e MSD - e ciò, diversamente da quanto argomentato dalle parti, conforta il convincimento che si tratti di un distinto mercato rilevante del prodotto.

130. Del resto, proprio perché su di esso si domanda e si offre un prodotto distinto, tale mercato comporta anche l'emergere di un prezzo per il servizio prestato dal gestore identificato, con riferimento all'utilizzo della rete di trasmissione, dai cd corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto²².

131. Come argomentato nelle risultanze istruttorie, inoltre, il mercato rilevante della trasmissione e dispacciamento di energia elettrica così definito non deve essere confuso, per quanto strettamente connesso verticalmente, con il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) sul quale, come illustrato, il gestore svolge la funzione di controparte unica, cioè esprime la domanda di energia necessaria a far fronte agli sbilanciamenti tra flussi di energia in immissione e prelievo sulla rete programmati e quelli reali, determinando così la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale.

132. L'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento è svolta dal gestore in regime di monopolio legale, sulla base di un regime di concessione in esclusiva ai sensi dell'articolo 3, comma 1, del Decreto Legislativo n.79/99. Si tratta di un'attività, regolata da una apposita convenzione tra MAP e gestore, che presenta i connotati del servizio di pubblica utilità. L'esistenza di un simile regime non risulta, tuttavia, da impedimento né alla individuazione di un mercato rilevante, né, in senso più ampio, alla inapplicabilità delle norme a tutela della concorrenza, ed in particolare dell'articolo 6 della legge n. 287/90 in materia di controllo delle concentrazioni, sulla base dell'eccezione prevista dall'articolo 8, comma 2, della medesima legge²³.

133. Diversamente da quanto argomentato da CDP nelle sue difese, infatti, l'affidamento in concessione al gestore dell'attività di pubblica utilità consistente nella trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica non esclude tale attività economica da quelle aventi natura economica e, soprattutto, con riferimento al caso di specie, non implica l'inapplicabilità dell'articolo 6 della legge n.287/90 alle operazioni di concentrazione in esame.

²² [Per una descrizione dettagliata di tale corrispettivo si rimanda sia all'indagine conoscitiva congiunta dell'Autorità e dell'AEEG (Cfr. provvedimento n. 14031, del 9 febbraio 2005, IC22 - Stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, pubblicato nel Bollettino n. 6/2005), sia al provvedimento di avvio di un procedimento per presunto abuso di posizione dominante di ENEL sulla borsa elettrica (Cfr. provvedimento n. 14174, del 6 aprile 2005, A366 Comportamenti restrittivi sulla borsa elettrica, pubblicato nel Bollettino n. 14/2005).]

²³ [Tale norma dispone che le disposizioni di cui agli articoli da 2 a 7 della legge n. 287/90 non si applicano alle imprese che, per disposizioni di legge, esercitano la gestione di servizi di interesse economico generale ovvero operano in regime di monopolio sul mercato, per tutto quanto strettamente connesso all'adempimento degli specifici compiti loro affidati. L'interpretazione data alla norma sia dall'Autorità sia dal giudice amministrativo è stata assai restrittiva. Si vedano al riguardo le decisioni del TAR Lazio Sez. I sentenza del 18 ottobre 2000 n. 8339 e la decisione del Consiglio di Stato, Sez. VI , sentenza del 24 maggio 2002,, n. 2869 sul caso C3180 RAI-radio televisione italiana/Vari impianti radiofonici.]

134. Come sopra descritto, la attività di trasmissione e dispacciamento è stata affidata in esclusiva ad una società per azioni che svolge attività d'impresa nei mercati direttamente connessi alla concentrazione e dove questa produrrà i principali effetti restrittivi degli assetti competitivi. La stessa normativa che prescrive la riunificazione tra la proprietà e gestione della rete (articolo 1 *ter* della legge n. 290/03) parla di «*successiva privatizzazione*» del soggetto gestore cui è affidata la concessione, suggerendo l'esistenza di una attività di impresa, connessa a tale concessione, esercitabile secondo i criteri privatistici tipici della gestione di impresa.

135. L'inapplicabilità delle norme di concorrenza relativamente ad una fase cruciale della filiera elettrica (per l'appunto la trasmissione ed il dispacciamento) sarebbe peraltro un elemento in netto contrasto con il processo di liberalizzazione del settore elettrico intrapreso sia a livello comunitario che nazionale. Ciò è tanto più vero ove si consideri come dalle risultanze istruttorie sia emerso che l'attività condotta sul mercato della trasmissione e dispacciamento dal gestore della RTN, per quanto soggetta a diversi interventi di tipo regolamentare sia caratterizzata, sia con riferimento alle attività di sviluppo della RTN sia con riferimento alle attività di dispacciamento degli impianti, da margini di discrezionalità ineliminabile di ampia portata.

136. È proprio l'esistenza di tali margini di discrezionalità, tenuto conto dell'incidenza sensibile delle decisioni assunte dal gestore sul mercato della trasmissione e dispacciamento dell'energia sul grado concorrenziale del MI e MSD, ad escludere logicamente l'eventualità che l'attività del gestore della RTN goda di una esenzione dall'applicazione delle norme *antitrust*.

137. Infine, una menzione merita l'argomento utilizzato da CDP nelle sue difese e relativo ai precedenti dell'Autorità nei quali, senza procedere ad avvio istruttorio, si è autorizzata l'acquisizione della proprietà delle reti di distribuzione di energia, le quali costituiscono attività di mercato esercitate in regime di monopolio legale su base locale, in considerazione della sostituzione di un operatore in monopolio legale con un altro. Si tratta di una serie di casi relativi all'acquisizione da parte del concessionario di rami d'azienda relativi al servizio di distribuzione di energia elettrica in virtù della previsione normativa (cfr. articolo 9, comma 4, del Decreto Legislativo n. 79/99) in base alla quale si disponeva la presenza di un unico concessionario per la distribuzione di energia elettrica in ciascun ambito comunale²⁴.

138. Con riferimento a questi provvedimenti le seguenti considerazioni possono essere svolte:

- in tutti questi casi l'Autorità ha proceduto ad identificare un mercato rilevante della distribuzione dell'energia elettrica nonostante il servizio di distribuzione, come quello della trasmissione e dispacciamento di energia elettrica, sia svolto sulla base di una concessione rilasciata dal MAP;
- l'Autorità ha dunque svolto una valutazione, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, della legge n. 287/90, delle operazioni;
- la circostanza che la valutazione, in quelle operazioni, abbia tenuto conto della tesi della sostituzione di un monopolista legale con un altro è un risultato di una analisi fatta caso per caso dall'Autorità, che non può certamente essere meccanicamente applicata al caso di specie, caratterizzato da mercati rilevanti e contesti concorrenziali profondamente diversi; in particolare, nei casi citati da CDP si assisteva ad un passaggio, da un soggetto ad un altro, sia della proprietà sia della gestione di alcune reti di distribuzione locale; nel caso di specie, invece, le operazioni determinano il passaggio da una situazione in cui due soggetti detengono uno la proprietà ed uno la gestione della RTN, ad un'altra situazione in cui un nuovo soggetto integrato è ad un tempo proprietario e gestore della RTN, a testimonianza di una modifica sostanziale che non consente di considerare l'effetto delle operazioni comunicate come una mera sostituzione di un operatore con un altro.

La relazione verticale con i mercati a valle rappresentati dal MI e dal MSD

139. In merito al nesso funzionale e strutturale esistente tra il mercato della trasmissione e dispacciamento ed i mercati dell'energia, MI e MSD, si osservi che l'utilizzo di un'infrastruttura condivisa limitata (RTN), e l'esigenza di bilanciamento in tempo reale di produzione e consumo, interagiscono con l'impossibilità tecnico-economica di controllare i flussi di energia da e verso ogni singolo utente della rete e di immagazzinare energia elettrica; ciò rende necessaria la presenza di un "coordinatore" del sistema, che ponga in essere le azioni e le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento di immissioni e prelievi in tempo reale.

140. Oltre al fatto che la rete ha limiti strutturali che richiedono piani di sviluppo e manutenzione, nonché la definizione di un ordine tra gli operatori (impianti) per l'accesso (il che comporta una selezione delle offerte espresse e accettate nel MI), rileva il fatto che il bilanciamento dei flussi fisici di energia deve poi essere risolto nel MSD, rendendo coerenti i programmi con i flussi realmente passanti nella rete. Ad esempio, qualora un cliente prelevasse più energia di quella programmata in base ai contratti di compravendita sottoscritti, a parità di altre condizioni, si genererebbe uno squilibrio fra immissioni e prelievi sulla rete di trasmissione. Questo, in assenza di un soggetto con il compito di compensare in tempo reale il predetto squilibrio, potrebbe causare il collasso della frequenza e della tensione sulla rete, conducendo all'interruzione del servizio per tutti gli utenti della rete. Analoghi effetti si produrrebbero se lo squilibrio fosse generato da un produttore (in questo caso si avrebbe uno squilibrio nelle immissioni).

²⁴ [Cfr. tra gli altri il provvedimento C7004 Set Distribuzione/Ramo d'azienda di Enel Distribuzione; C6786 Enel Distribuzione/Ramo d'azienda di ASTEA; C4988 Enel Distribuzione /Rami di azienda; C4606 Acea Distribuzione /Enel Distribuzione.]

141. La tempestività e il coordinamento delle azioni finalizzate al mantenimento della stabilità e della sicurezza del sistema elettrico, nonché la disponibilità di adeguate risorse finalizzate al bilanciamento sono dunque fattori chiave. Solo un soggetto che possieda tutte le informazioni utili a preservare la sicurezza del sistema è in grado di porre in essere transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli di bilanciamento, vincoli tecnici delle unità di produzione e di consumo, vincoli di trasmissione, ecc.). Lo stesso dicasi per i progetti di sviluppo e manutenzione della rete che richiedono scelte strategiche determinanti nella definizione della capacità trasmissiva.

142. Quanto descritto prova lo stretto legame tra mercato della trasmissione e dispacciamento con i mercati MI e MSD e la necessità di valutare gli effetti prodotti dall'operazione di concentrazione in tali mercati. Come detto tale legame è strettamente legato al particolare assetto del settore dell'energia elettrica in Italia, delineato nei suoi elementi principali dal Decreto Legislativo del 16 marzo 1999 n. 79 che ha recepito la direttiva 96/92/CE, nonché dagli indirizzi espressi dal Ministro delle Attività Produttive in data 31 luglio 2003 e con il decreto del 19 dicembre 2003.

143. Le norme hanno infatti delineato un'organizzazione degli scambi all'ingrosso di energia basata sulla contestuale presenza di un mercato organizzato (tipo borsa) ad accesso facoltativo, e di un sistema di scambi decentrati basati su contratti bilaterali tra operatori. In tale situazione, la scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative.

144. Il GRTN, al fine di garantire l'equilibrio "in sicurezza" fra immissioni e prelievi di energia nella rete, ossia per assicurare sia la compatibilità dei prelievi e delle immissioni con i reali vincoli del sistema, sia il bilanciamento degli scostamenti del comportamento degli operatori rispetto ai programmi di prelievo (immissione) da questi comunicati in esito alle transazioni operate sul MGP e sul MA (e al di fuori dei mercati organizzati), compra e vende energia elettrica nel MSD.

145. Le transazioni operate nel MSD dal GRTN sono in parte originate dagli sbilanciamenti prodotti dagli utenti del dispacciamento – cioè dai soggetti che immettono e prelevano energia dalle reti. Gli sbilanciamenti degli utenti del dispacciamento possono qualificarsi come vere e proprie transazioni di acquisto (vendita) di energia elettrica dal (al) GRTN. Pertanto, gli operatori che intendano dare esecuzione fisica ad un contratto di compravendita di energia elettrica devono concludere con il GRTN, direttamente o tramite terzi (il grossista che li rifornisce di energia), un contratto per la fornitura del cd "servizio di dispacciamento".

146. Ne deriva che le modalità di svolgimento delle diverse attività riconducibili al mercato della trasmissione e dispacciamento (esercizio, manutenzione e sviluppo della RTN) hanno un effetto sulla dimensione e sul grado di concorrenzialità dei mercati a valle. Lo sviluppo della RTN e la pianificazione della manutenzione incidono sull'ammontare di risorse che il gestore deve approvvigionare nel MSD e sulla sostituibilità tra tali risorse. In modo analogo, le modalità di gestione della rete determinano l'ammontare di flussi di energia lungo la rete, e dunque il permanere o il superamento di congestioni di rete.

2. Effetti strutturali connessi all'operazione

147. È necessario porre nella corretta prospettiva l'effetto strutturale connesso alle operazioni in esame; si tratta infatti di un pre-requisito per l'analisi degli effetti restrittivi che verrà svolta nei successivi paragrafi.

148. Tale esigenza si impone in quanto, come illustrato nella sezione dedicata alla posizione delle Parti, CDP, nella sua memoria difensiva, ha prospettato la seguenti tesi:

– l'effetto strutturale dell'operazione è identificabile nella mera sostituzione di un monopolista legale (GRTN) con un altro (TERNA-CDP);

– l'assetto proprietario del gestore della rete conseguente alle operazioni di concentrazione in esame non determina alcun incentivo del gestore ad una gestione della RTN strumentale agli interessi dell'operatore dominante ENEL.

149. I due temi sono fortemente interconnessi tra loro in quanto riguardano ambedue il fenomeno connesso alla fuoriuscita della gestione della RTN da un ambito totalmente pubblicistico, identificato dall'attuale situazione in cui il GRTN è una società interamente posseduta dal MEF, ed al suo inserimento in un contesto privatistico, rappresentato da CDP, una società per azioni controllata dal MEF (con una quota del 70%), ma che vede il restante 30% in mano ad azionisti provenienti da 66 fondazioni bancarie.

150. È lo stesso percorso normativo sotteso alle due operazioni in esame ad identificare tale passaggio, da una situazione tipicamente pubblicistica ad una in cui la gestione della rete è effettuata in un contesto privatistico. L'articolo 1 *ter* della legge n. 290/03, infatti, prevede due fasi del processo: da un lato, la riunificazione tra la proprietà e la gestione della RTN; dall'altro, la successiva privatizzazione della nuova entità integrata. L'Autorità, in particolare nella sua segnalazione AS278 dell'aprile 2004, ha sempre espresso il proprio apprezzamento verso la prima fase, mentre ha evidenziato le proprie preoccupazioni in merito alla seconda, in primo luogo con riferimento alla possibilità che con essa, rispetto alla situazione precedente, si potessero creare interessi risalenti a società di produzione di energia elettrica nella gestione della rete.

151. Le operazioni in esame sono strutturate al fine di garantire che riunificazione tra proprietà e gestione della rete e privatizzazione del soggetto riunificato avvengano contestualmente. L'acquisto, da parte di CDP, del controllo di TERNA e l'acquisto, da parte di TERNA del ramo d'azienda del GRTN, sono infatti regolati da contratti che acquistano efficacia contestualmente. Tale caratteristica, se da un lato evita, anche per un solo istante giuridico, che ENEL acquisti il controllo del ramo d'azienda del GRTN, dall'altro consente di affermare che l'effetto strutturale connesso all'operazione

è l'acquisto, da parte di CDP, del monopolio legale sul mercato della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica.

152. Ora, a meno di voler affermare, come invece fa CDP nella sue difese, che il MEF, nella sua posizione di azionista di maggioranza di ENEL e detentore del 100% delle azioni del GRTN, abbia in questi anni – dall'avvio del processo di liberalizzazione – gestito la RTN con finalità discriminatorie al fine di privilegiare la redditività di ENEL, appare evidente che l'acquisto del monopolio integrato sul mercato della trasmissione e dispacciamento da parte di CDP – alla luce del fatto che CDP è anche azionista di rilievo di ENEL – sia un elemento in grado di modificare, rispetto alla situazione pre-esistente, gli incentivi nei comportamenti del soggetto gestore nella direzione di esiti strumentali agli interessi del principale soggetto ENEL.

153. L'impossibilità di affermare, come fa CDP, che un confronto tra le situazioni *pre* e *post merger* individui un miglioramento nella garanzie di indipendenza nella gestione della RTN a seguito delle operazioni in esame discende anche da quanto affermato dai rappresentanti del GRTN nel corso dell'audizione finale. In quella sede, infatti è stato affermato che: «*Da un'analisi della gestione passata non sono emersi dal procedimento, infatti, comportamenti discriminatori e l'indipendenza del GRTN non è stata messa in discussione*» (cfr. documento 79 del fascicolo). Al riguardo si osserva che l'Autorità, in questi anni, non è mai dovuta intervenire attraverso procedimenti per violazione della legge n. 287/90 nei confronti del soggetto gestore relativamente a profili connessi a comportamenti discriminatori nei confronti di utenti della RTN²⁵.

154. In realtà le principali carenze individuate negli ultimi anni nell'assetto proprietario e di gestione della RTN sono ascrivibili alle difficoltà incontrate nell'attività di realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. Da questo punto di vista, il processo di riunificazione tra proprietà e gestione è un elemento positivo che sicuramente potrebbe operare nella direzione di eliminare le inefficienze ed i ritardi sino ad ora sperimentati. L'Autorità, tuttavia, non può non rilevare che la modifica dell'assetto strutturale connessa alle operazioni comunicate possa pregiudicare il raggiungimento di tali efficienze.

3. Gli effetti restrittivi connessi alle operazioni

155. L'identificazione degli effetti restrittivi connessi alle operazioni in esame deve essere svolta seguendo vari livelli di analisi. Rileva osservare, in via preliminare, che tali effetti restrittivi sono strettamente connessi a come i cambiamenti strutturali derivanti dalle operazioni in esame incideranno sulle modalità di condotta delle nuovo soggetto gestore. Gli effetti restrittivi di tali modalità di azioni si apprezzeranno sui mercati MI e MSD, collocati a valle rispetto a quello della trasmissione e del dispacciamento.

Costituzione di un nuovo soggetto proprietario e gestore della RTN

156. In primo luogo, è necessario argomentare che le operazioni in esame comportano la costituzione di un nuovo soggetto, proprietario e gestore della RTN, che esercita l'attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della rete sul mercato rilevante della trasmissione e del dispacciamento. Su questo punto rilevano sia le considerazioni svolte in precedenza sull'esistenza di un mercato rilevante della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, sia le considerazioni svolte in merito agli effetti strutturali connessi alle operazioni in esame. Entrambe le considerazioni consentono di affermare che l'effetto strutturale connesso alle operazioni in esame è l'acquisto, da parte di CDP, del monopolio legale sul mercato della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica e non la mera sostituzione di un monopolista legale ad un altro.

La diretta incidenza su MI e MSD delle attività di trasmissione e dispacciamento

157. Il secondo rilievo analitico che deve essere effettuato concerne l'identificazione di una diretta incidenza delle attività svolte sul mercato della trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sul livello concorrenziale esistente a valle sui mercati di vendita/acquisto di energia elettrica, e cioè MI e MSD. Si tratta, in altri termini, di dimostrare che l'attività che verrà controllata da CDP a seguito dell'operazione non riguarda il mero svolgimento di una funzione neutrale, quanto, piuttosto, di una attività nevralgica alla definizione dell'assetto competitivo degli stessi.

158. A tal fine si richiamano integralmente gli elementi riportati nella sezione relativa alla relazione verticale tra il mercato della trasmissione e il dispacciamento ed i mercati dell'energia MI e MSD.

159. Assumono rilevanza, inoltre, le affermazioni dell'AEEG, contenute nella sua risposta alla richiesta di informazioni, relativamente al fatto che:

²⁵ [Con riferimento ad una vicenda, segnalata all'Autorità, dall'associazione dei produttori di energia eolica (ANEV) e relativa ad un supposto mancato allacciamento di alcuni produttori eolici alla rete di trasmissione il GRTN, nella sua audizione del 15 giugno 2005, ha affermato che «[...] il gestore aveva segnalato la necessità, oltre un certo livello di potenza eolica installata, di definire meccanismi di regolazione della sicurezza idonei a consentire il distacco della potenza eolica in caso di necessità. Citando il caso della Sardegna, il Professor Bollino ricorda come la priorità di dispacciamento di cui gode l'energia da fonte eolica potrebbe determinare, in alcune situazioni, la necessità di ridurre la potenza termoelettrica installata nell'isola sino a livelli inferiori a quelli necessari a garantire la stabilità del sistema. In ogni caso, il Dottor D'Agnesse ribadisce che l'intervento del gestore non era finalizzato a comprimere il diritto dei produttori eolici ad essere connessi alla rete elettrica, quanto a definire oltre quale limite massimo di potenza eolica installata devono essere previsti questi meccanismi di regolazione della sicurezza» (cfr. documento 51 del fascicolo).]

- il GRTN si approvvigiona delle risorse necessarie per il dispacciamento sul MSD attraverso meccanismi di mercato e che le modalità di svolgimento delle attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della RTN hanno un impatto sulla dimensione e sul grado di concorrenzialità del MSD stesso;
- l'organizzazione delle manutenzioni sulla RTN modifica sia l'ammontare di risorse che il gestore della rete deve approvvigionare sul MSD, sia il grado di sostituibilità tra le risorse offerte da utenti del dispacciamento diversi, le cui unità di produzione sono localizzate in punti diversi della rete;
- le attività di trasmissione hanno un impatto anche sul grado di concorrenzialità del MI. Si pensi, ad esempio, ad una variazione della capacità di trasporto tra le zone a seguito della realizzazione di nuove infrastrutture di rete

160. È dunque possibile concludere che la modalità con cui il gestore svolge le proprie attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della RTN incide decisamente sul grado concorrenziale dei mercati dell'energia MI e MSD. Al riguardo, è appena il caso di ricordare che sia il MI che il MSD sono mercati caratterizzati dalla presenza di un operatore dominante, ENEL, e da un gruppo di imprese inseguatrici che, al momento, non appaiono in grado di minacciare la *leadership* dell'*incumbent*. Si tratta, dunque, di mercati con assetto competitivo già seriamente compromesso, il cui sviluppo verso esiti più concorrenziali può avvenire attraverso un netto ridimensionamento del potere di mercato di ENEL²⁶.

162. Tale apertura verso assetti competitivi vede centrale il ruolo dell'attività sulla RTN, ed in particolare il suo sviluppo. Le misure strutturali di promozione della concorrenza citate dall'Autorità e dall'AEEG nel paragrafo conclusivo dell'indagine congiunta consistano infatti nel:

- conferire priorità agli interventi sulla RTN, così da ridurre al minimo, rispetto alla situazione attuale, i rischi di congestione interzonali. Si tratta di interventi determinanti al fine di consentire che la nuova capacità di generazione che verrà ad installarsi nei prossimi anni, e localizzata prevalentemente nelle aree già eccedentarie (nord) esportatrici nel resto del paese, possa rappresentare un'effettiva opportunità concorrenziale rispetto all'offerta dell'operatore dominante;
- potenziare, in misura coerente con gli sviluppi della RTN, le linee di interconnessione con l'estero e promuovere la realizzazione di "linee dirette"²⁷.

La discrezionalità ineliminabile nelle attività del gestore

161. Il terzo livello di analisi che deve essere affrontato al fine di verificare la presenza di effetti restrittivi connessi alle operazioni in esame attiene alla possibilità che il soggetto risultante possa assumere decisioni, con riferimento alle varie attività svolte dal gestore della rete, caratterizzate da un elevato grado di discrezionalità tecnica, e dunque facilmente indirizzabili a finalità di tipo discriminatorio.

162. L'attività istruttoria ha dimostrato che il ruolo svolto dal nuovo soggetto gestore/proprietario della RTN presenta inequivocabilmente profili di discrezionalità tecnica ineliminabili, tanto nell'attività di pianificazione dei programmi di sviluppo/manutenzione della rete, quanto nell'attività di dispacciamento degli impianti elettrici.

163. Come emerso dalle risultanze istruttorie, la complessità e aleatorietà insita nella elaborazione degli scenari futuri nel settore elettrico (in termini di evoluzione della domanda, nuovi impianti da connettere alla rete, interruzioni, manutenzioni, tempistica degli interventi e delle autorizzazioni, ecc), e nella valutazione degli impatti di alcune decisioni (in termini di sovraccarico di linee o stabilità del sistema in tempo reale), rende inevitabile che il gestore, prima di assumere ogni decisione (sia per gli interventi sulla RTN che per le modalità di offerta di taluni servizi di dispacciamento), conduca ex-ante una attività di valutazione e scelta delle alternative, basata su una discrezionalità non sindacabile da soggetti terzi quali il MAP e l'AEEG.

164. In estrema sintesi, è possibile distinguere tra discrezionalità degli interventi di medio-lungo e quelli di breve periodo.

165. Con riferimento ai primi, l'attività istruttoria ha confermato come la formulazione dei Piani di sviluppo della RTN sia caratterizzata dall'esistenza di ampi spazi di incertezza, di mutevolezza nelle condotte degli stessi operatori coinvolti in qualità di utenti degli sviluppi e soggetti autorizzatori gli interventi (imprese e autorità locali), di non precisa definizione delle finalità, della tempistica, quindi delle valutazioni dei costi-benefici propedeutiche alla elaborazione di ogni piano.

166. Dalla descrizione fornita dal Piano di sviluppo elaborato dal GRTN per il 2005, e dalla stessa prospettazione dei fatti avanzata dal GRTN nel corso dell'istruttoria, è risultato che il gestore effettua le analisi costi-benefici che

²⁶ [Il regolatore di settore AEEG, con la propria deliberazione n. 25/05 del 18 febbraio 2005 ha formalmente rinviato all'attenzione dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 2, comma 33. della legge n. 481/95, l'esame di alcuni comportamenti tenuti da ENEL sul MI al fine di verificare l'eventuale sussistenza di comportamenti abusivi. L'Autorità ha, di conseguenza, con propria delibera del 6 aprile 2005 ha avviato un procedimento nei confronti delle società Enel S.p.A. e Enel Produzione S.p.A. per presunte violazioni dell'articolo 82 del

Trattato di Roma che si concluderà il 31 marzo 2006.]

²⁷ [Cr. provvedimento n. 14031, del 9 febbraio 2005, IC22 - Stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, pubblicato nel Bollettino n. 6/2005.]

individuano l'ordine di priorità degli interventi sulla rete in base a parametri connessi alla maggiore sicurezza derivante dall'investimento, ai costi evitati in termini di nuova capacità di generazione, al maggiore accesso a fonti energetiche a più basso costo. Tutte queste analisi comportano una valutazione di tipo probabilistico sugli scenari futuri che, per definizione, sono esposte ad un considerevole margine di aleatorietà, potendo cambiare la domanda elettrica nelle varie zone del Paese, la domanda di connessione di nuovi impianti, gli equilibri/squilibri zonal, i vincoli ambientali, la tempistica delle autorizzazioni.

167. Le risultanze istruttorie hanno chiarito che l'attività di pianificazione si fonda sulla formulazione di "casi di riferimento" per gli studi di rete, finalizzati all'individuazione delle criticità di esercizio e delle esigenze di sviluppo per la loro risoluzione. Il gestore non opera quindi in condizioni di assoluta certezza sull'assetto del settore elettrico (in termini di evoluzione della domanda e dell'offerta esistente) e di perfetta conoscenza sulle condotte future degli operatori che utilizzano la RTN (in termini di nuove connessioni di impianti alla rete o di autorizzazioni o di imprevedibili congestioni); viceversa, il gestore mira a selezionare, tra le tante e diverse soluzioni di sviluppo prevedibili, quelle caratterizzate da un elevato livello di flessibilità e polivalenza, intesa come la migliore capacità di adattamento della rete alle diverse possibilità di evoluzione del sistema elettrico offerte dagli scenari, a detta dello stesso Piano, "maggiormente verosimili".

168. Questa aleatorietà caratterizza la stessa qualificazione delle finalità/priorità degli interventi. La qualificazione di un intervento di sviluppo della RTN a fini di "sicurezza", piuttosto che di "risoluzione delle congestioni di rete" appare centrale nel comprendere come le scelte del gestore impattino sugli assetti competitivi dei mercati dell'energia, MI e MSD. Infatti, mentre gli interventi a fini di sicurezza assicurano il mero soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale, evitando gap tra domanda e offerta o rischi di black out, gli interventi finalizzati alla risoluzione delle congestioni di rete incidono direttamente sulla capacità di trasporto di energia elettrica tra zone, quindi sulla possibilità che maggiori quantitativi di energia da parte di nuovi operatori entrino in competizione con l'energia prodotta da ENEL.

169. Le risultanze istruttorie hanno evidenziato che gli interventi di sviluppo sulla RTN offrono tipicamente benefici multipli: un medesimo intervento può essere rilevante sia a fini di sicurezza della rete, sia a fini di risoluzione delle congestioni (e dunque avere un forte impatto concorrenziale). La qualificazione di un intervento, per esplicita ammissione del GRTN nel corso del procedimento, avviene sulla base di quello che viene ritenuto un effetto prevalente. La motivazione attribuita nel Piano di sviluppo ad un dato intervento è dunque una «*mera indicazione*». È dunque perfettamente ipotizzabile che un intervento di sviluppo, rubricato come "a fini di sicurezza" e dunque percepito come non particolarmente rilevante a concorrenziale abbia anche una valenza pro-competitiva e viceversa.

170. La discrezionalità nell'attività relativa allo sviluppo della RTN appare dimostrata anche dal fatto stesso che il Piano di sviluppo viene rivisto ogni anno (cd "Piano scorrevole"), proprio al fine di tener conto dei cambiamenti intercorsi nell'arco temporale intercorrente tra la formulazione delle previsioni e la fase in cui queste avrebbero dovuto avere concreta attuazione.

171. In conclusione, è possibile argomentare che il gestore è l'unico soggetto in grado di formulare analisi di scenario e previsioni ex-ante in base alle quali predisporre il Piano stesso. Sarà poi il Piano nella sua forma definitiva, e non certamente le scelte strategiche propedeutiche alla sua definizione, ad essere sottoposto alla autorizzazione e approvazione del MAP. Il Ministero, dunque, formula un suo parere su un insieme compiuto di scelte, la cui definizione è svolta in maniera insindacabile dal gestore.

172. Quanto alla attività di breve periodo connessa al dispacciamento degli impianti, l'esistenza di spazi di discrezionalità ineliminabile nell'attività del gestore è stata confermata nel corso dell'istruttoria su vari ambiti.

173. In primo luogo, le risultanze istruttorie hanno provato, per esplicita ammissione del GRTN in audizione finale (oltre che sulla base della argomentazioni formulate da EDISON), che la soluzione efficiente nella selezione degli impianti da chiamare alla produzione per l'acquisto della riserva e il bilanciamento in tempo reale del sistema, pur derivando da un algoritmo matematico che individua la soluzione che minimizza il costo di acquisto delle riserve per il gestore, deve essere poi verificata, con riferimento alla sua coerenza con la gestione complessiva del sistema, sulla base di una valutazione puramente discrezionale del gestore.

174. L'argomento, utilizzato dal GRTN, che si tratta di scelte che riguardano percentuali molto piccole dell'energia elettrica scambiate giornalmente in Italia non rileva ai fini della valutazione degli effetti restrittivi connessi ad una operazione di concentrazione (nella quale non viene svolto alcun esame della cd "consistenza" della restrizione). Il semplice fatto che un impianto, concorrente di ENEL, che rappresenta la soluzione efficiente alla risoluzione di un problema di bilanciamento in tempo reale sulla rete non venga chiamato dal gestore a produrre, a vantaggio di un impianto di ENEL, sulla base di una valutazione discrezionale relativa agli effetti sistemici sull'intera RTN derivanti da quella chiamata rappresenta, ove si dimostrasse l'intento discriminatorio di tale scelta, elemento sufficiente ad individuare l'effetto restrittivo.

175. L'attività di dispacciamento degli impianti a fini di risoluzione di congestioni locali vengono gestite manualmente dal gestore, tramite le analisi dei suoi centri territoriali che definiscono gli impianti ritenuti idonei (a volte un solo impianto) a risolvere la congestione locale. La scelta, per esplicita ammissione del gestore, avviene sulla base dell'esperienza storica, cioè sul fatto che negli anni un dato impianto sia sempre stato necessario a risolvere una data congestione locale su di una porzione di rete.

176. Con riferimento alla "esperienza storica", due ordini di considerazioni possono essere svolte. In primo luogo, si deve osservare come tale esperienza derivi largamente dall'osservazione del meccanismo di funzionamento dell'intero

sistema elettrico nazionale negli anni e dunque ben prima dell'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico e dell'operatività del GRN (aprile 2000). Si tratta dunque di scelte che tengono conto dei processi decisionali assunti anche quando la gestione della RTN era ancora integrata all'interno del monopolio legale di ENEL lungo l'intera filiera elettrica.

177. A ciò si aggiunga che il progressivo adeguamento del parco di generazione – fenomeno in crescita tenuto conto dei numerosi nuovi impianti in procinto di entrare in funzione nei prossimi anni (e tutti operati da soggetti concorrenti di ENEL) - può modificare alcune caratteristiche del sistema di dispacciamento – ad esempio rendendo indispensabili alcuni tra i nuovi impianti al posto di vecchi a fini di risoluzione di congestioni locali o modificando l'ordine di merito economico (cioè alterando rispetto alla situazione attuale i rapporti di priorità di dispacciamento relativa degli impianti sulla base del principio della minimizzazione del costo).

178. Anche da questo punto di vista, pertanto, il nuovo soggetto gestore sarà tenuto ad effettuate scelte assai importanti – e largamente discrezionali – in merito all'eventuale esistenza di nuovi impianti capaci di risolvere congestioni locali.

179. Anche l'attività di regolazione della tensione sui tratti di rete viene realizzata manualmente dal gestore che impone vincoli di accensione agli impianti nei casi necessari. A tal fine il gestore ha dichiarato che decide quali impianti devono restare accesi a fini di regolazione della tensione sulla base di un *trade off* tra il costo dell'accensione dell'impianto (e dunque l'entità dei suoi costi fissi) e la flessibilità dell'impianto in termini di minimo tecnico. A detta del gestore è, infatti, possibile ordinare l'accensione, a fini di regolazione della tensione, di impianti relativamente costosi ma che hanno minimi tecnici molto bassi al posto di impianti meno costosi ma caratterizzati da minimi tecnici molto elevati. È evidente che si tratta di una ulteriore scelta, con effetti sull'operatività ed i ricavi degli operatori nella generazione elettrica, caratterizzata da una spiccata discrezionalità.

Gli incentivi di CDP ad utilizzare la discrezionalità

180. Il quarto livello di analisi è relativo alla identificazione, con riferimento al caso concreto in esame, dell'esistenza di incentivi, in capo a CDP, ad utilizzare tale ineliminabile discrezionalità al fine di incidere sui mercati MI e MSD, e così determinare condizioni concorrenziali favorevoli ad ENEL.

181. Si tratta di individuare l'esistenza di elementi oggettivi, e non meramente astratti e presunti, che consentano di affermare che CDP, in qualità di soggetto controllante il nuovo soggetto gestore della RTN, con particolare – ma non esclusivo - riferimento alla pianificazione dello sviluppo della RTN ed al dispacciamento degli impianti di generazione, possa autonomamente effettuare una selezione tra una serie di interventi, e porre in atto condotte, individualmente razionali, che tengano conto dell'impatto di detti interventi sugli assetti dei mercati dell'energia a valle (MI e MSD).

182. A tal fine, l'acquisizione da parte di CDP del 29,99% del capitale di TERNIA deve essere analizzato congiuntamente all'acquisizione, sempre da parte di CDP, del ramo d'azienda del GRN, che determina la prospettata riunificazione tra la proprietà e la gestione della RTN. Inoltre, i due elementi che devono essere tenuti in debito conto sono:

- CDP possiede circa il 10% delle azioni di ENEL;
- ENEL, l'operatore dominante su MI e MSD, risulterà ancora presente nel capitale sociale di TERNIA, ancorché con una quota del 5%.

183. CDP sarà dunque al tempo stesso azionista di controllo di TERNIA, con una partecipazione del 29,99%, ed azionista di ENEL, con una partecipazione non di controllo del 10,2%. Il rapporto tra le due partecipazioni, nel portafoglio di CDP, ancorché una sia di controllo e l'altra puramente finanziaria, è quasi di 1 a 4.

184. L'analisi svolta nei precedenti paragrafi sull'attività di gestione delle partecipazioni di CDP indica chiaramente, infatti, che CDP ha identificato nel proprio Piano industriale 2005-2009 l'obiettivo di gestire le proprie partecipazioni secondo un approccio attivo, al fine di proteggere i propri investimenti e contribuire alla creazione di valore da parte delle società partecipate.

185. Contrariamente a quanto affermato da CDP nelle sue difese, la contestuale posizione di controllo in TERNIA e di azionista di rilievo in ENEL, consentirà a CDP di gestire tali partecipazioni secondo un principio di massimizzazione congiunta del loro valore. Dati i nessi verticali esistenti tra le attività svolte nel mercato della trasmissione e dispacciamento, dove opererà il nuovo gestore integrato TERNIA, ed i mercati all'ingrosso MI e dei servizi di dispacciamento, MSD, dove opera ENEL, tale massimizzazione congiunta del valore delle partecipazioni sarà razionalmente perseguibile attraverso l'adozione di decisioni, e la tenuta di comportamenti, che, pur rispettando il vincolo della massimizzazione del valore di TERNIA non diminuisca, anche in prospettiva, il valore di ENEL.

186. In tale ricostruzione, infatti, gli effetti restrittivi che l'Autorità ravvisa a seguito della operazione di concentrazione in esame non si fondano sulla possibilità che il nuovo gestore, andando contro gli interessi dei propri azionisti, scarti progetti di investimento redditizi al fine di avvantaggiare ENEL, quanto del fatto che, sulla base della propria discrezionalità tecnica ineliminabile, selezioni e consideri prioritari i progetti, od effettui le scelte, che non peggiorano (e/o che migliorano) le condizioni di mercato per l'operatore dominante.

Le verifiche all'attività del gestore

187. Contrariamente a quanto argomentato dalle Parti nel corso del procedimento, dalle risultanze istruttorie emerge che i margini ineliminabili di discrezionalità insiti nelle attività del gestore lascino spazio alle decisioni rispetto alle quali è difficile una identificazione *ex ante*, e verifica *ex post*, delle ragioni sottese a scelte e/o comportamenti intrapresi.

188. Con riferimento all'attività di pianificazione e sviluppo della RTN, gli interventi del MAP sono di indirizzo generale e di verifica *ex-post* delle attività del gestore, e come tali non sono volti ad intervenire nella fase cruciale di analisi delle strategie di sviluppo alternative, di elaborazione degli scenari previsionali, di quantificazione dei costi-benefici delle singole soluzioni, di attribuzione delle finalità quindi priorità agli interventi selezionati.

189. A titolo di esempio, l'articolo 4 della Direttiva MAP del 21 gennaio 2000 indicava unicamente gli obiettivi generali di sviluppo della RTN, specificando che essi dovevano essere finalizzati:

- al miglioramento dell'affidabilità del servizio di trasmissione;
- alla riduzione delle congestioni;
- all'aumento dell'efficienza ed economicità;
- al rispetto dei vincoli ambientali.

190. I nuovi indirizzi del MAP, richiamati con nota del 26 gennaio 2004 (riportati nel Piano di sviluppo elaborato dal GRTN per il 2005, pag.22), definiscono la strategia del gestore in termini sempre generici, specificando che questi ha il compito di garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza al minor costo del servizio elettrico e degli approvvigionamenti. A questo scopo è previsto che il gestore prosegua ed intensifichi le azioni volte all'incremento della sicurezza del sistema elettrico, dell'efficacia nel coordinamento degli impianti dei soggetti terzi e riduca il rischio di disservizi.

191. Il ruolo del MAP, e non potrebbe essere altrimenti, è quindi di indicazione dei principi guida e dei criteri di obiettività e non discriminazione per l'attività del gestore. È però solo il gestore il soggetto in grado di condurre *ex-ante* le analisi, previsioni, valutazioni e selezioni necessarie alla elaborazione del Piano di sviluppo e quindi di disporre della discrezionalità propria di tali attività. Se tale fase di elaborazione delle decisioni è svolta da un soggetto gestore che non è estraneo agli interessi di un operatore (segnatamente dell'operatore in posizione dominante), il MAP non potrà intervenire al fine di impedirlo.

192. Quanto alla verifica *ex post*, svolta dal MAP, della conformità delle decisioni prese dal gestore ai propri indirizzi, rileva quanto affermato dal secondo operatore elettrico nazionale EDISON in merito al fatto che gli indirizzi ministeriali non possono colmare interamente l'area delle scelte che devono essere compiute nell'ambito del Piano di sviluppo, anche alla luce delle formidabile complessità tecnica delle procedure necessarie per realizzare gli interventi e della conseguente estrema opinabilità dei tempi per dare attuazione agli stessi.

193. In altri termini, anche ammettendo, cosa che non è, che il MAP arrivi a definire obiettivi di indirizzo così stringenti da individuare concretamente quali interventi il gestore deve intraprendere in via prioritaria (in realtà il MAP si limita a definire i criteri per definire tali interventi come prioritari), sul profilo cruciale dei tempi è difficile che l'attività di verifica *ex post* del MAP possa seriamente vincolare le scelte del gestore.

194. In merito all'attività di breve (c.d. attività di dispacciamento), come è stato ampiamente riportato dalle Parti nel corso del procedimento, il regolatore di settore, AEEG, svolge una funzione di monitoraggio, recentemente rafforzata con l'assunzione della delibera 50/05, al fine di controllare il funzionamento, tra le altre cose del MSD.

195. Anche in questo caso, si tratta di attività di verifica *ex post* (connessa allo stesso attività di monitoraggio), sulla base di dati forniti al regolatore dal medesimo soggetto gestore della rete. Eventuali interventi del regolatore non potrebbero che essere successivi ai comportamenti (ed alla fase di elaborazione delle alternative da prendere da parte del gestore) e tali da non incidere sul processo decisionale *ex ante* del gestore, rientrando nella sua sfera discrezionale.

196. Queste osservazioni sono coerenti con quanto sostenuto dalla stessa AEEG nella sua risposta alla richiesta di informazioni, e riportato ai precedenti paragrafi, relativamente al fatto che le preoccupazioni espresse dal regolatore, e connesse alle potenziali distorsioni che il nuovo assetto proprietario potrebbe determinare nell'attività di gestione della RTN, sono solo «*mitigate*» - ma non eliminate - dalla presenza della regolamentazione.

197. In ogni caso si sottolinea come l'Autorità, ai sensi della disciplina del controllo delle concentrazioni di cui all'articolo 6 della legge n. 287/90, deve valutare i possibili effetti derivanti dall'impatto sulla concorrenza delle operazioni sottoposte al suo scrutinio, tenuto conto del contesto di mercato in cui le dette operazioni si pongono, ed la fine di evitare che si creino alterazioni concorrenziali sui mercati rilevanti, senza che assuma rilievo, ai fini della valutazione dell'Autorità, il fatto che a quelle stesse alterazioni possa eventualmente porsi rimedio, in una fase successiva, con interventi di natura regolamentare, aventi ad oggetto comportamenti dell'impresa risultante dalla concentrazione.

4. La configurazione della fattispecie

198. Quanto precede consente di concludere che, sulla base di una analisi oggettiva degli incentivi operanti su CDP in qualità di controllore di TERNA ed azionista di rilievo di ENEL, l'attività svolta dal nuovo soggetto gestore sul mercato della trasmissione e dispacciamento dell'energia, nonostante la regolamentazione ed i controlli esistenti, possa essere indirizzata verso obiettivi - ossia interventi di sviluppo e di gestione della RTN - individuati in maniera individualmente razionale dal gestore, ma non indipendenti da quelli dell'operatore dominante sui mercati MI e MSD, cioè ENEL.

199. L'effetto immediatamente percettibile delle operazioni in esame è rappresentato dalla costituzione di una posizione dominante, *sub specie* di monopolio legale, di CDP sul mercato della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica. Al riguardo si richiamano le considerazioni svolte in merito alla esistenza di una attività economica di rilievo industriale connessa alla trasmissione ed al dispacciamento dell'energia elettrica, ed alla possibilità di configurare tale attività come un mercato rilevante ai fini della presente valutazione.

200. La circostanza che tale acquisizione di un monopolio legale non possa essere formalisticamente rubricata nella fattispecie: "sostituzione di un operatore con un altro nello svolgimento di un servizio in monopolio legale", come auspicato da CDP nelle sue difese, e come tra l'altro avvenuto in passato in alcune decisioni di questa Autorità relative all'acquisto di reti di distribuzione dell'energia elettrica, discende da una valutazione legata sia alla natura delle operazioni in esame, relative alla riunificazione tra la proprietà e la gestione della RTN, sia ad una specifica situazione di intreccio azionario, più volte sottolineata, esistente in capo a CDP, ad un tempo azionista di controllo dell'operatore gestore della RTN e azionista di rilievo dell'operatore dominante su MI e MSD, mercati il cui livello di concorrenza è profondamente influenzato dalla decisioni assunte dal gestore.

201. Come conseguenza di tale intreccio azionario, CDP non sarà in grado di svolgere la sua funzione di gestore della RTN in maniera tale da garantire il rispetto dei requisiti di neutralità ed indipendenza dei comportamenti rispetto agli interessi dei soggetti operanti sui mercati dell'energia MI e MSD. È infatti fin troppo evidente che CDP, essendo al contempo azionista di controllo di TERNA e azionista di rilievo di ENEL, sarà in grado di orientare le scelte del gestore, incentivandolo ad assumere, tra le varie decisioni tutte ugualmente redditizie per TERNA, quelle in grado di incidere sulle condizioni concorrenziali di MI e MSD in maniera più favorevole ad ENEL.

202. L'analisi degli effetti restrittivi della fattispecie in esame, svolta in precedenza, individua dunque una probabilità concreta, e non la mera astratta possibilità, che l'acquisizione da parte di CDP di una posizione dominante sul mercato della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica possa ostacolare la concorrenza in maniera effettiva sui mercati, verticalmente connessi al primo, della vendita di energia all'ingrosso (MI) e dei servizi di dispacciamento (MSD).

5. Gli impegni presentati da CDP

203. Nel corso dell'audizione finale del 28 luglio 2005, CDP ha presentato un documento contenente una proposta di misure correttive ai sensi dell'articolo 18, comma 2, della legge n. 287/90 (cfr. allegato al verbale di audizione, cfr. documento 79 del fascicolo). Nel documento si legge che il CdA di CDP, nella riunione del 27 luglio 2005, ha deliberato l'assunzione di impegni attinenti:

- al rafforzamento del ruolo dell'organo tecnico denominato Comitato di Consultazione (di cui al capitolo 10 del Codice di Rete) in merito alle modalità di approvazione e alle verifiche periodiche dell'attuazione dei piani di sviluppo della RTN;

- all'indicazione, in sede di presentazione della lista di candidati alla nomina di amministratori del soggetto gestore della RTN, come risulterà dalla integrazione di TERNA e GRTN, di una quota, pari ad almeno la metà, di amministratori che rispondano ai requisiti di indipendenza previsti dal Codice di autodisciplina delle società quotate.

204. CDP ha indicato che gli impegni presentati sono tra loro alternativi, in quanto ritenuti entrambi di per sé idonei a risolvere i timori concorrenziali connessi alle operazioni, il primo incidendo sulle procedure volte a garantire una maggiore trasparenza del processo decisionale, il secondo, riguardando i requisiti dei soggetti chiamati a vigilare sulla trasparenza e correttezza del processo decisionale. Tuttavia sottolinea che il secondo impegno, consistente nel limitare i diritti di CDP, in sede di nomina di un certo numero di amministratori di TERNA, risulta molto più oneroso del primo.

205. In dettaglio, il primo impegno «[...] prevede la possibilità, per il Comitato di Consultazione, di effettuare delle verifiche ex ante ed ex post sul piano di sviluppo della rete e sulla relativa realizzazione, introducendo:

- un meccanismo in base al quale il progetto definitivo di piano di sviluppo, prima di essere presentato al consiglio di amministrazione del gestore per l'approvazione, sia obbligatoriamente sottoposto dalle strutture tecniche del gestore al parere del Comitato di Consultazione (a cui verrebbe assegnato un termine per trasmettere le proprie osservazioni). La delibera di approvazione del piano di sviluppo, adottata tenendo in considerazione il parere del Comitato di Consultazione, e motivando i casi in cui essa se ne discosta, sarebbe poi trasmessa al MAP, unitamente al parere, per le verifiche di competenza di quest'ultimo. In tal modo, si consentirebbe a tutti gli utenti della RTN di rappresentare anche in questa sede le proprie esigenze, rafforzando le garanzie di rispetto del principio di non discriminazione;

- una procedura in base a cui il Comitato di Consultazione sia coinvolto nella verifica dello stato di attuazione del piano, in modo da dar luogo ad un ulteriore stimolo ad intraprendere azioni corrette e trasparenti. In particolare si prevede che il Gestore predisponga una relazione sullo stato di attuazione del piano di sviluppo dell'anno precedente, da trasmettere al Comitato di Consultazione, in modo da consentire a quest'ultimo di effettuare le proprie verifiche e formulare eventuali osservazioni che saranno trasmesse dal gestore stesso al MAP» (cfr. allegato al verbale audizione finale, documento 79 del fascicolo).

206. In una successiva comunicazione del 2 agosto 2005 (cfr. documento 81 del fascicolo), CDP ha integrato il precedente impegno prevedendo che il termine entro cui il Comitato di consultazione può formulare il proprio parere sul progetto definitivo di piano di sviluppo della RTN sia di trenta giorni.

207. CDP si impegna a far approvare dal nuovo Cda di TERNA una delibera che tenga conto del rafforzamento descritto del potere del Comitato di Consultazione entro sei mesi dall'avvenuta unificazione di TERNA con il GRN (dunque entro sei mesi dal 31 ottobre 2005) ed a trasmettere tempestivamente il testo di tale delibera all'Autorità.

208. Il secondo impegno riguarda i criteri di composizione della lista di candidati al Consiglio di amministrazione del gestore. «*In particolare, CDP sarebbe disposta ad obbligarsi, in sede di presentazione della propria lista di candidati alla nomina di amministratore del Gestore, ad indicare una quota, pari ad almeno la metà, di amministratori che rispondano ai requisiti di indipendenza previsti dal Codice di autodisciplina delle società quotate e dallo statuto di TERNA, come da ultimo modificato. Si sottolinea, inoltre, che gli amministratori indipendenti designati da CDP si aggiungerebbero agli amministratori designati dai soci di minoranza, ottenendo quell'indipendenza ricercata dall'Autorità*» (cfr. allegato al verbale audizione finale, documento 79 del fascicolo).

209. CDP, con riferimento a questo secondo impegno, si obbliga a trasmettere all'Autorità, precedentemente allo svolgimento dell'Assemblea di TERNA che nominerà il nuovo CdA, la lista dei candidati prescelti, con l'indicazione della presenza dei requisiti di indipendenza.

6. Valutazione delle idoneità degli impegni presentati a rimuovere gli effetti restrittivi prospettati

210. Con riferimento al primo dei due impegni presentati da CDP appare necessario descrivere i compiti attualmente svolti dal Comitato di Consultazione così come sono stati declinati nell'articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004 (e poi ripresi nel capitolo 10 del Codice di rete). Il Comitato è un organo meramente consultivo che:

- propone al gestore gli aggiornamenti del Codice di rete ritenuti necessari a seguito di mutamenti nel quadro normativo e regolamentare, nel contesto di mercato, o sulla base di proprie valutazioni;
- esprime pareri non vincolanti sulle proposte di modifica del Codice, sui criteri generali di sviluppo della RTN e delle interconnessioni con l'estero, sulla sicurezza della rete, sui criteri generali di classificazione delle informazioni sensibili e sull'accesso delle stesse;
- esprime pareri non vincolanti sulla rispondenza delle regole, delle informazioni e delle procedure previste nel Codice di rete alle finalità di servizio di pubblica utilità e alle esigenze di non discriminazione, trasparenza e neutralità delle informazioni e delle procedure;
- su richiesta delle parti agevola la risoluzione di controversie sull'applicazione del Codice di rete.

211. Il Comitato è formato da sette membri. Uno, designato dal gestore con funzioni di presidente; due nominati da due distinte associazioni rappresentative dei produttori di elettricità; uno designato dai rappresentanti dei distributori; uno designato dai rappresentanti dei grossisti di energia; uno designato dai rappresentanti dei clienti industriali; uno designato dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti. Delibera sulla base di una maggioranza di quattro su sette componenti.

212. L'impegno presentato da CDP opera nella direzione di rafforzare i poteri del Comitato, consentendo di esprimere un parere non vincolante, entro trenta giorni dal ricevimento, sul progetto definitivo del piano di sviluppo della RTN, prima di essere presentato al consiglio di amministrazione del gestore per l'approvazione. Il Comitato, inoltre, può verificare lo stato di attuazione del piano di sviluppo dell'anno precedente attraverso l'esame di una relazione, predisposta dal gestore, e trasmessa al Comitato al fine di formulare eventuali osservazioni.

213. Pur trattandosi di una misura che rafforza i poteri di controllo sull'attività di sviluppo della RTN svolta dal gestore, si ritiene che essa non sia di per sé sufficiente a rimuovere definitivamente le preoccupazioni avanzate nel presente provvedimento; in particolare, la misura non garantisce un intervento da parte del Comitato di consultazione nella fase della elaborazione degli scenari di piano (al Comitato viene fornito il progetto definitivo di Piano).

214. La circostanza che il CdA del gestore, ove dovesse discostarsi dal parere del Comitato, debba motivare tale difformità, deve essere valutata tenendo conto del fatto che difficilmente le osservazioni del Comitato potranno vertere su alternative di intervento più vantaggiose sul grado di concorrenza su MI e MSD non previste nel piano, quanto, piuttosto, su aspetti connessi al gruppo di progetti presentati.

215. Si ritiene, quindi, che questo primo impegno presentato da CDP non risolva in via definitiva gli effetti restrittivi derivanti dal quadro strutturale sotteso alle operazioni in esame, con specifico riferimento alla discrezionalità del soggetto gestore sussistente nella attività di elaborazione ed analisi delle alternative di sviluppo della RTN, e dunque risulti utile solo in una fase transitoria.

216. Con riferimento al secondo impegno presentato da CDP, la Parte ritiene che «l'attuazione dell'impegno in questione assicura, pertanto, che nel consiglio del gestore sia sempre presente un congruo numero di consiglieri con caratteristiche di indipendenza, così da garantire una gestione improntata al rispetto dei principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti» (cfr. allegato al verbale audizione finale, documento 79 del fascicolo).

217. Si ritiene che tale misura, anche volendo ammettere che CDP – nell'ipotesi di un CdA di TERNA composto da dieci consiglieri – possa nominare quattro su sette amministratori indipendenti nell'accezione appena riportata, non garantisce che il Cda di TERNA sia in grado di assumere decisioni improntate alla volontà di tali amministratori indipendenti. È infatti possibile che dei tre consiglieri nominati dalle minoranze, alcuni – due nello scenario peggiore – siano nominati da ENEL, e dunque portatori diretti degli interessi dell'operatore dominante su MI e MSD. Non è dunque detto che in seno al Cda di TERNA si possano formare maggioranze stabili intorno ai quattro amministratori indipendenti nominati da CDP sulla base dell'impegno.

218. Anche la seconda misura, pertanto, non appare idonea, ove implementata come prospettato da CDP, a rimuovere in via definitiva gli effetti restrittivi connessi alle operazioni in esame; effetti restrittivi derivanti, come largamente argomentato nel presente provvedimento, dai cambiamenti strutturali connessi alle medesime operazioni.

219. L'acquisizione da parte di CDP di una posizione dominante sul mercato della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica è idonea ad ostacolare la concorrenza in maniera effettiva sui mercati, verticalmente connessi al primo, della vendita di energia all'ingrosso (MI) e dei servizi di dispacciamento (MSD) in virtù dell'intreccio azionario che si verrà a determinare in capo a CDP – ad un tempo controllore di TERNA ed azionista di rilievo di ENEL.

220. Un rafforzamento dei meccanismi di controllo e verifica *ex post* delle scelte del gestore può pertanto ritenersi misura idonea ad attenuare in via transitoria gli effetti di ostacolo alla concorrenza sui mercati dell'energia MI e MSD derivanti dalle operazioni.

221. Si ritiene, pertanto, che l'unica misura in grado di rimuovere definitivamente tali effetti restrittivi sia recidere l'intreccio azionario, in capo a CDP, tra il gestore della rete e l'operatore dominante ENEL sui mercati rilevanti dell'energia MI e MSD. In concreto, si ritiene che l'acquisizione da parte di CDP del 29,99% di TERNA e del ramo d'azienda del GRTN sia autorizzabile solamente a condizione che CDP ceda la propria partecipazione in ENEL pari al 10,2% del capitale sociale. La necessità della cessione dell'intera partecipazione detenuta da CDP in ENEL è una diretta conseguenza del fatto che fin tanto che CDP sia al tempo stesso azionista di controllo di TERNA ed azionista di ENEL – ancorché con una partecipazione minore dell'attuale 10,2% - assume concretezza la tesi, centrale nella identificazione degli effetti restrittivi delle operazioni in esame, che CDP gestisca la RTN sulla base dell'obiettivo della massimizzazione congiunta delle sue partecipazioni.

222. Si tratta di una misura particolarmente rilevante, già per i suoi effetti, in special modo alla luce del valore della partecipazione, della complessità delle operazioni di dismissione e della necessità di effettuare la vendita senza pregiudizio economico per il cedente. Del resto i rischi concorrenziali connessi alle operazioni in esame ed individuati nel presente provvedimento sono anch'essi rilevanti.

223. L'imposizione a CDP della cessione della quota detenuta in ENEL è quindi una misura necessaria per l'autorizzazione della concentrazione. L'Autorità è ben consapevole che qualsiasi atto di disposizione e/o di trasferimento avente ad oggetto la partecipazione detenuta da CDP in ENEL debba essere preventivamente concordato con il MEF, ed è altrettanto consapevole che l'intera operazione oggi all'esame è stata concordata con lo stesso MEF.

224. L'applicazione del principio di proporzionalità della misura alla risoluzione delle restrizioni concorrenziali connesse al caso di specie, nonché la sua incisività, conducono a ritenere opportuna la concessione di un lasso di tempo sufficientemente lungo a CDP per porre in atto tale dismissione della quota detenuta in ENEL. In particolare, si ritiene che l'obbligo, in capo a CDP, di cedere la partecipazione detenuta in ENEL debba decorrere dal 1° luglio 2007.

225. Si tratta della stessa data entro la quale, ai sensi dell'articolo 1 *ter*, comma 4, D.L. 29 agosto 2003 n. 139, convertito con modificazioni in legge 27 ottobre 2003, n. 290, non è possibile superare, da parte delle società operanti nel settore elettrico, il limite di partecipazione diretta o indiretta del 20% nel capitale sociale delle società che sono proprietarie e gestiscono le reti nazionali di trasporto di gas e trasmissione dell'energia elettrica. Per le medesime società, il D.P.C.M. 11 maggio 2004 (articolo 4, comma 2) ribadisce, con specifico riferimento ad ENEL, l'obbligo, entro il 1° luglio 2007, di riduzione della propria partecipazione del capitale in TERNA al 20%, fermo restando quanto previsto dall'articolo 3, comma 2, lettera c), del medesimo D.P.C.M., che dispone che nessun operatore del settore elettrico possa esercitare i diritti di voto per la nomina degli amministratori per una quota eccedente il limite del 5%. Il che significa che il Legislatore ha voluto collegare a quella data il processo di separazione tra proprietà-gestione della RTN e operatori attivi sui mercati dell'energia, evitando così il rischio che qualcuno di questi possa detenere, direttamente o indirettamente, posizioni di controllo nel nuovo soggetto gestore-proprietario della RTN.

226. Tale data del 1° luglio 2007, avendo riguardo alla speciale incisività della misura prevista, deve intendersi come termine dal quale scatta l'obbligo della cessione, che dovrà essere perfezionata entro i 24 mesi successivi, cioè entro il 1° luglio 2009. L'Autorità vigilerà sull'effettiva dismissione della partecipazione in ENEL di CDP.

227. Nelle more del soddisfacimento della condizione sulla cessione della partecipazione di ENEL, CDP, in via meramente transitoria, deve:

– attuare la misura relativa al rafforzamento del ruolo consultivo del Comitato di Consultazione nell'attività di sviluppo della RTN come sopra descritto;

– nominare almeno sei dei sette consiglieri di TERNA ad essa spettanti nell'ipotesi di un CdA di TERNA composto da dieci membri, con caratteristiche di indipendenza tali da garantire una gestione di TERNA improntata al rispetto dei principi di neutralità ed imparzialità nella gestione della rete, senza discriminazione – nei mercati rilevanti a valle - di utenti o categorie di utenti. In particolare, a prescindere dalla previsione del Codice di autodisciplina cui hanno fatto riferimento le Parti, il mandato conferito agli amministratori indipendenti dovrà essere coerente con il dovere di gestione neutrale ed imparziale della rete, in conformità a quanto disposto sia dall'articolo 1 *ter*, comma 4, D.L. 29 agosto 2003 n. 139, convertito con modificazioni in legge 27 ottobre 2003, n. 290, sia dall'articolo 3, comma 1, del DPCM 11 maggio 2004.

228. Resta inteso che una analoga proporzione di amministratori sul totale, da considerarsi indipendenti nei termini testé descritti, dovrà essere mantenuta nel caso in cui il CdA di TERNA sia composto da un numero di membri diverso da dieci.

229. La necessità di imporre, in via transitoria, entrambi gli impegni, peraltro rafforzando il secondo, (quando CDP li aveva presentati come alternativi tra loro) discende dalla circostanza che il primo riguarda esclusivamente il profilo relativo all'attività di sviluppo della RTN e non impatta sulla gestione di breve periodo della RTN.

230. Come già argomentato si tratta, in tutti e due i casi, di misure da sole insufficienti a eliminare in via definitiva gli effetti restrittivi individuati. La loro applicazione deve intendersi come un intervento utile solo in una fase transitoria, in attesa della cessione della quota in ENEL detenuta da CDP.

RITENUTO che, sulla base degli elementi emersi dall'istruttoria, l'acquisizione da parte di CDP di una posizione dominante, *sub specie* di monopolio legale, sul mercato della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica possa ostacolare in maniera effettiva la concorrenza sui mercati, verticalmente connessi al primo, della vendita di energia all'ingrosso (MI) e dei servizi di dispacciamento (MSD);

RITENUTO che gli effetti restrittivi derivanti dalle operazioni in esame sono direttamente connessi ai cambiamenti strutturali conseguenti alle stesse, ed in particolare, all'intreccio azionario che si verrebbe a realizzare, in capo a CDP, tra il soggetto proprietario e gestore della RTN e l'operatore dominante ENEL sui mercati rilevanti dell'energia MI e MSD;

RITENUTO che le misure presentate da CDP, in forma alternativa, e relative al rafforzamento dei poteri dell'organo denominato Comitato di consultazione di cui all'articolo 1 del D.P.C.M. 11 maggio 2004 ed all'impegno di nomina di consiglieri indipendenti nel Consiglio di Amministrazione di TERNA, siano un intervento utile solo in una fase transitoria, a condizione che:

- essi vengano attuati congiuntamente;
- la seconda misura sia rafforzata nella direzione di prevedere un obbligo in capo a CDP di nominare sei consiglieri indipendenti sui sette di competenza in caso di un consiglio di amministrazione di TERNA a dieci membri (fatta salva la precisazione sulla nozione di indipendenza);
- una analoga proporzione di amministratori, da considerarsi indipendenti, sul totale, dovrà essere mantenuta nel caso in cui il CdA di TERNA sia composto da un numero di membri diverso da dieci.

RITENUTO che l'acquisizione da parte di CDP del 29,99% di TERNA e del ramo d'azienda del GRTN sia autorizzabile solamente a condizione che CDP ceda la propria partecipazione in ENEL, pari al 10,2% del capitale sociale; che un termine congruo dal quale far decorrere tale obbligo di cessione sia il 1° luglio 2007; e che la cessione dovrà comunque essere perfezionata entro i 24 mesi successivi, cioè entro il 1° luglio 2009;

RITENUTO, infine, che, per il periodo necessario alla effettuazione della cessione della partecipazione di ENEL, CDP, in via transitoria, debba: a) attuare la misura relativa al rafforzamento del ruolo consultivo del Comitato di Consultazione nell'attività di sviluppo della RTN come sopra descritto; b) nominare, in caso di CdA di TERNA a dieci membri, almeno sei dei sette consiglieri di TERNA ad essa spettanti con caratteristiche di indipendenza tali da garantire una gestione di TERNA improntata al rispetto dei principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti;

DELIBERA

che le operazioni di concentrazione relative all'acquisizione, da parte della società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., del 29,99% del capitale sociale della società T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A. e del ramo di azienda della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. costituito dal complesso delle attività, funzioni, beni, rapporti giuridici attivi e passivi, organizzato per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, individuato all'articolo 1, comma 1, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, così come comunicate dalle Parti in data 22 maggio 2005, sono da ritenersi autorizzate prescrivendo, ai sensi dell'articolo 6, comma 2, della legge n. 287/90, il rispetto delle seguenti misure:

- a) la cessione, a decorrere dal 1° luglio 2007 ed entro i 24 mesi successivi, da parte della società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., della partecipazione detenuta nella società ENEL S.p.A. e pari al 10,2% del capitale sociale;
- b) l'adozione, in via transitoria e fino al soddisfacimento della condizione sub a), da parte della società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., dei seguenti impegni:
 - i) approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della società T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A., entro sei mesi dalla unificazione tra la proprietà e la gestione della Rete di Trasmissione Nazionale, di una delibera che disponga le procedure idonee a definire il ruolo dell'organo denominato Comitato di Consultazione di cui all'articolo 1 del D.P.C.M. 11 maggio 2004 secondo quanto descritto nel presente provvedimento;
 - ii) nomina di almeno sei dei sette consiglieri della società T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A. ad essa spettanti nell'ipotesi di un Consiglio di Amministrazione composto da dieci membri, con caratteristiche di indipendenza tali da garantire una gestione improntata al rispetto dei principi di neutralità ed imparzialità, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti. Analoga proporzione dovrà essere mantenuta qualunque sia il numero dei membri del Consiglio di Amministrazione di T.E.R.N.A. - Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A.

Il presente provvedimento verrà notificato ai soggetti interessati e successivamente pubblicato ai sensi di legge.

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al TAR del Lazio, ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge n. 287/90, entro sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE
Fabio Cintioli

IL PRESIDENTE
Antonio Catricalà