

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA dell'8 agosto 2012;

SENTITO il Relatore Professore Carla Bedogni Rabitti;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTA la comunicazione delle società Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. pervenuta il 9 luglio 2012;

SENTITA in audizione Snam S.p.A. il 18 luglio 2012;

VISTE le proprie richieste di informazioni a Snam S.p.A. ed a Eni S.p.A., rispettivamente, del 18 luglio e del 19 luglio 2012 e le relative risposte pervenute il 26 ed il 30 luglio 2012;

VISTE la propria richiesta di informazioni all'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 18 luglio 2012 e la relativa risposta pervenuta il 30 luglio 2012;

VISTA la comunicazione integrativa di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. pervenuta il 6 agosto 2012 con la quale sono state apportate modifiche all'operazione originariamente comunicata;

VISTI gli atti del procedimento;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ("CDP") è una società attiva nel

finanziamento, anche tramite il risparmio postale, di enti pubblici territoriali e non e di iniziative dagli stessi promosse, nell'assunzione di partecipazioni in società di rilevante interesse nazionale, nel finanziamento di opere, impianti, reti e dotazioni destinati alla fornitura di servizi pubblici e alle bonifiche e nella gestione delle partecipazioni trasferite dal Ministero dello Sviluppo Economico ("MSE") a CDP all'atto della trasformazione della stessa in società per azioni¹. CDP detiene attualmente il 29% circa del capitale sociale di Eni², il 29,9% del capitale sociale di Terna S.p.A. e (tramite il veicolo CDP Gas S.r.l.) l'89% del capitale sociale di Trans Austria Gasleitung GmbH ("TAG"). CDP, inoltre, detiene quote di partecipazione in numerose società di investimento, tra cui una quota del 90% in Fondo Strategico Italiano S.p.A. ("FSI")³ e una quota del 15,99% in F2i SGR S.p.A. ("F2i"). Quest'ultima è la società di gestione di F2i - Fondo Italiano per le Infrastrutture ("Fondo F2i"), un fondo comune di investimento mobiliare di tipo chiuso riservato ad investitori istituzionali, specializzato nell'acquisizione di partecipazioni in imprese operanti nei settori delle infrastrutture e delle reti. Gli azionisti di F2i sono al tempo stesso quotisti del Fondo F2i. Il Fondo F2i controlla, congiuntamente al Gruppo AXA, la società F2i Reti Italia S.r.l. ("F2i Reti"), la quale a sua volta detiene l'85,1% di Enel Rete Gas S.p.A. ("Enel Rete")⁴ attiva - anche tramite le proprie controllate 2iGas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l. ("2iGas")⁵ e G6 Rete Gas S.p.A. ("G6")⁶ - nell'attività di distribuzione di gas.

Le partecipazioni detenute da CDP sono suddivise tra la cd "gestione separata" e la cd "gestione ordinaria" alle quali si applicano diverse regole di *governance*. Le partecipazioni di CDP in Eni, Terna e FSI, nonché nell'Istituto di Credito Sportivo e nel Sistema Iniziative locali S.p.A., rientrano nella gestione separata mentre tutte le altre partecipazioni fanno parte della gestione ordinaria.

Il capitale sociale di CDP è detenuto per il 70% dal Ministero dell'Economia

¹ CDP è la società risultante dalla trasformazione in società per azioni di Cassa Depositi e Prestiti amministrazione dello stato, disposta dall'art. 5 del D.L. n. 269/2003, convertito con modificazioni nella L. n. 326/2003 e successive modificazioni, il quale ne definisce anche le funzioni, i compiti e l'organizzazione.

² Al momento della notifica dell'operazione CDP deteneva il 26,4% circa del capitale sociale di Eni. A seguito del successivo annullamento da parte di Eni di azioni proprie per una quota del 7,5% del capitale sociale, la partecipazione di CDP in Eni è salita a circa il 29% del capitale sociale.

³ FSI è una *holding* costituita a valle del D.L. n. 34/2011, convertito con modifiche nella L. n. 75/2011, con il quale le finalità di CDP sono state estese anche alla assunzione di partecipazioni in "*società di rilevante interesse nazionale*" che rispondano a determinati requisiti economico finanziari.

⁴ Cfr. il caso comunitario COMP/M.5551 – F2i/Finavias/ERG.

⁵ Cfr. il provv. n. 22026 del 12 gennaio 2011 C10900 - F2I FONDI ITALIANI PER LE INFRASTRUTTURE S.G.R.-FINAVIAS./E.ON RETE.

⁶ Cfr. il caso comunitario COMP/M.6302 – F2i/Axa Funds/G6 Rete Gas.

e delle Finanze (“MEF”) e per il restante 30% da sessantasei fondazioni di origine bancaria italiane. Il MEF detiene anche una quota del 4,3%⁷ del capitale sociale di Eni e una quota del 31,2% del capitale sociale di Enel S.p.A.. Nel 2011 il fatturato di CDP è stato pari a circa 29,13 miliardi di euro, di cui circa 29,11 miliardi di euro realizzati in Italia⁸.

2. Snam S.p.A. (“Snam”) è una società *holding* di partecipazioni che detiene l’intero capitale sociale di Snam Rete Gas S.p.A. (“Snam Rete Gas”), GNL Italia S.p.A. (“GNL Italia”), Stogit S.p.A. (“Stogit”) e Italgas S.p.A. (“Italgas”)⁹, le quattro società operative cui fanno capo la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. Snam Rete Gas S.p.A. si è conformata, ai sensi dell’art. 10 del D.Lgs. n. 93/2011 alla disciplina del “*Gestore di trasporto Indipendente*”¹⁰. Al momento della notifica dell’operazione il capitale sociale di Snam era detenuto per il 52,53% da Eni. Il restante capitale sociale era detenuto per una quota dell’1,51% da Banca d’Italia, una quota del 5,39% dalla stessa Snam e un capitale flottante suddiviso tra investitori *retail* (9,59%) ed investitori istituzionali (30,98%). Successivamente Eni ha ceduto una partecipazione del 5% circa nel capitale sociale di Snam ad un ampio novero di investitori e Snam ha annullato la quota del 5,39% di azioni proprie. La quota detenuta da Eni nel capitale sociale di Snam è pertanto allo stato pari a circa il 50%. Il capitale sociale di Eni è attualmente detenuto per una quota del 29% circa da CDP e per una quota del 4,3% circa dal MEF. Nel 2011, Snam ha realizzato, interamente in Italia, un fatturato pari a circa 3,6 miliardi di euro.

II. DESCRIZIONE DELL’OPERAZIONE

Il contesto normativo in cui si inserisce l’operazione

3. L’operazione in esame è realizzata in adempimento alle previsioni di cui

⁷ Al momento della notifica dell’operazione il MEF deteneva il 3,9% circa del capitale sociale di Eni. A seguito del successivo annullamento da parte di Eni di azioni proprie per una quota del 7,5% del capitale sociale, la partecipazione del MEF in Eni è salita a circa il 4,3% del capitale sociale.

⁸ Si è considerato quale fatturato del gruppo CDP la somma del decimo dello stato patrimoniale (non consolidato) di CDP e del fatturato realizzato dalle imprese industriali controllate da CDP.

⁹ Italgas a sua volta esercita il controllo esclusivo su Napoletana Gas S.p.A. e il controllo congiunto su Toscana Energia S.p.A., AES S.p.A., ACAM Gas S.p.A. e su alcune altre imprese attive nella distribuzione del gas naturale.

¹⁰ Cfr. la deliberazione 191/2012/E/Gas dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas.

al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 25 maggio u.s. (“DPCM”), a sua volta emanato in attuazione dell’art. 15 del D.L. n. 1/2012¹¹ (“Decreto Liberalizzazioni”).

4. In particolare, l’art. 15, comma 1, del Decreto Liberalizzazioni richiede che Snam adotti il modello di “*separazione proprietaria*” di cui all’art. 19 del D.Lgs. n. 93/2011, emanato in attuazione della Dir. 2009/73/CE, per realizzare la “*piena terzietà*” delle attività regolate di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione di gas dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza¹². Il Decreto richiede, pertanto, che sia assicurata la piena terzietà di Snam e di tutte le attività svolte dalle società soggette al suo controllo (Snam Rete Gas per il trasporto, Stogit per lo stoccaggio, GNL Italia per la rigassificazione e Italgas, e le società da questa controllate, per la distribuzione) rispetto ad Eni (attiva tra l’altro nella produzione e vendita di gas naturale).

5. Ai sensi del medesimo art. 15, commi 1 e 2¹³, il Presidente del Consiglio dei Ministri era tenuto a individuare con proprio decreto (entro il 31 maggio u.s.) i criteri, le condizioni e le modalità cui si deve conformare Snam per adottare il modello di “*separazione proprietaria*”, assicurando “*la piena terzietà*” di Snam da Eni.

6. Il DPCM del 25 maggio u.s. ha previsto due ordini di misure per assicurare la “*separazione proprietaria*” di Snam da Eni relative, da un lato, al trasferimento di quote del capitale sociale di Snam a CDP e, dall’altro, alle regole di *governance* dei soggetti coinvolti (Eni, CDP e Snam).

7. Quanto alle prime, il DPCM ha introdotto all’art. 1 (“*Separazione proprietaria*”) un obbligo, a carico di Eni, di cessione di una quota non

¹¹ Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, coordinato con la legge di conversione 24 marzo 2012, n. 27, recante “*Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività*”, G.U. n. 71 del 24 marzo 2012 – Suppl. Ordinario n. 53.

¹² L’art. 15, comma 1, del Decreto liberalizzazioni prevede che: “*Al fine di introdurre la piena terzietà dei servizi regolati di trasporto, di stoccaggio, di rigassificazione e di distribuzione dalle altre attività della relativa filiera svolte in concorrenza, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri [...] da emanare entro il 31 maggio 2012, sono disciplinati i criteri, le condizioni e le modalità cui si conforma SNAM S.p.a. per adottare, entro diciotto mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto [intervenuta il 25 marzo 2012], il modello di separazione proprietaria di cui all’articolo 19 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, emanato in attuazione della Direttiva 2009/73/CE.*”

¹³ L’art. 15, comma 2, del Decreto liberalizzazioni prevede che: “*Con il decreto di cui al comma 1 è assicurata la piena terzietà della società SNAM S.p.a. nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas [Eni], nonché dalle imprese verticalmente integrate di produzione e fornitura di gas naturale e di energia elettrica.*”

inferiore al 25,1% del capitale sociale di Snam a CDP. Tale cessione a CDP è realizzata al fine di assicurare il “*mantenimento di un nucleo stabile*” nel capitale di Snam. Eni deve, inoltre e successivamente, cedere la quota residua del capitale sociale di Snam al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali “*al fine di garantire la più ampia diffusione dell’azionariato*”.

8. Quanto alle seconde, l’art. 2 del DPCM (“*Criteri, condizioni e modalità di governance idonei a garantire la separazione*”), prevede, in estrema sintesi:

- la sterilizzazione di tutti i diritti di *governance* di Eni in Snam successivamente alla cessione della quota di capitale a CDP, di modo che le azioni Snam che rimarranno temporaneamente nella disponibilità di Eni prima della cessione definitiva non le consentano di esercitare alcuna influenza su tale società;
- il mantenimento, da un lato, della partecipazione in Eni nella gestione separata di CDP con potere di indirizzo del MEF¹⁴ e, dall’altro, pur attribuendo la partecipazione acquisita in Snam nella medesima gestione separata, la gestione della stessa da parte di CDP come se fosse inserita nella gestione ordinaria¹⁵, senza dunque che il MEF eserciti funzioni di indirizzo.

Le modifiche agli assetti proprietari

9. L’operazione in esame ha per oggetto la cessione da Eni a CDP di un numero di azioni di Snam che, al momento di esecuzione dell’operazione, rappresentino il 30% (meno una azione) del capitale sociale votante di Snam.

10. Alla data della notifica dell’operazione Eni deteneva il 52,5% circa del capitale sociale di Snam. Successivamente Eni ha ceduto sul mercato una

¹⁴ Nella gestione separata rientrano le partecipazioni trasferite dal MEF a CDP all’epoca della trasformazione di questa in società per azioni (tra cui la partecipazione in Eni) e le attività finanziate attraverso fondi garantiti dallo stato. Ai sensi dell’art. 5, comma 8, del D.L. n. 269/03, convertito, con modificazioni, dalla L. 326/2003, la CDP “*istituisce un sistema separato ai soli fini contabili ed organizzativi, la cui gestione è uniformata a criteri di trasparenza e di salvaguardia dell’equilibrio economico [...]*”. Ai sensi dei successivi commi 9 e 10 del medesimo art. 5, il MEF esercita il potere di indirizzo sulla gestione separata che comprende le partecipazioni relative ad attività di interesse economico generale.

¹⁵ Nella gestione ordinaria di CDP rientrano tutte le attività diverse da quelle attribuite alla gestione separata ed, in particolare, le attività non di interesse economico generale svolte potenzialmente in concorrenza con altri operatori per le quali non è utilizzato il risparmio postale. L’impianto di separazione contabile e organizzativa tra gestione separata e gestione ordinaria adottato da CDP prevede, tra l’altro, la distinzione tra due unità operative. Tale separazione è volta anche a rispettare la normativa comunitaria in materia di aiuti di Stato e concorrenza interna, in quanto alcune forme di raccolta di CDP, quali i BFT e i Libretti di risparmio postale, utilizzate nell’ambito delle attività ricadenti sotto la gestione separata, beneficiano della garanzia esplicita dello Stato.

quota del 5% di Snam e quest'ultima ha annullato le azioni proprie, pertanto, a seguito dell'operazione in esame Eni verrà a detenere una quota del capitale sociale di Snam del 20% circa. Sono, inoltre, mutate rispetto al momento della notifica dell'operazione le quote del capitale sociale detenute dal MEF e CDP in ENI in ragione del successivo annullamento da parte di Eni di azioni proprie.

(cfr. la Figura 1, dove nel box di sinistra si ha la situazione alla data della notifica dell'operazione ed in quello di destra quella a seguito l'operazione).

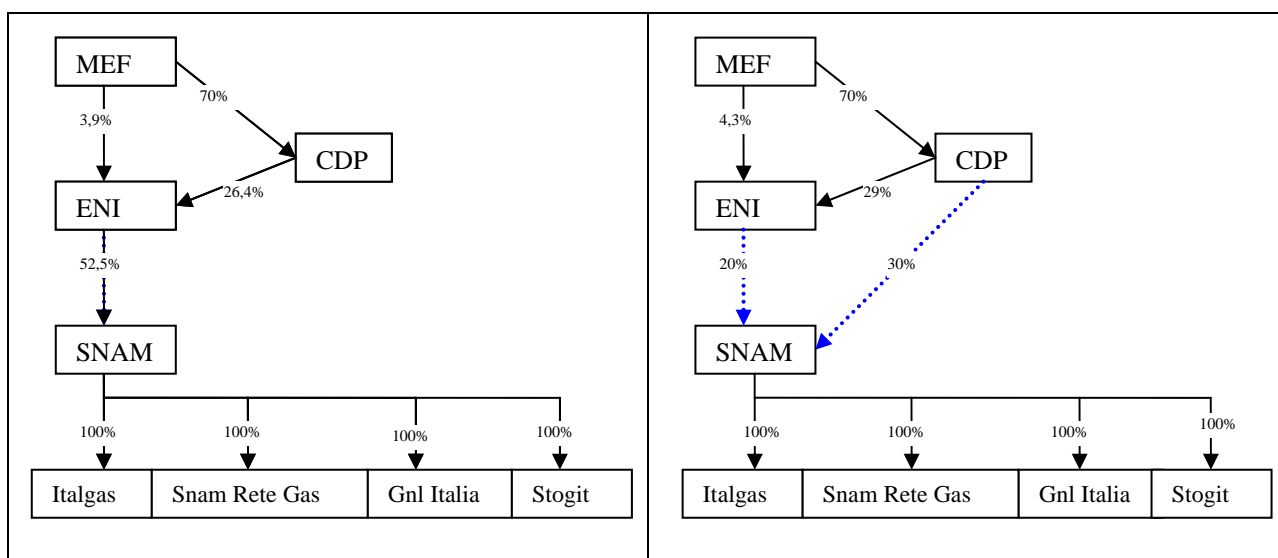


Figura 1

L'attuale governance di CDP e le funzioni di indirizzo del MEF sulla gestione separata

11. Ai sensi dell'art. 5.2 del D.L. n. 269/03 lo Stato esercita sulle azioni detenute in CDP “*i diritti dell'azionista ai sensi dell'articolo 24, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 300*”, ossia, tra l'altro, con funzione di valorizzazione dell'attivo e del patrimonio dello Stato e di gestione di partecipazioni azionarie dello Stato. Come detto il MEF detiene il 70% delle azioni di CDP.

12. L'art. 15 dello Statuto di CDP¹⁶ dispone che il Consiglio di Amministrazione (“CdA”) sia composto da nove membri; per

¹⁶ Le modifiche allo statuto della CDP e le nomine dei componenti degli organi sociali sono deliberate a norma del codice civile (art. 5.4 del D.L. n. 269/03) e lo statuto di CDP prevede (art. 14) che l'assemblea si riunisce, è regolarmente costituita e delibera con i quorum previsti dalla legge. L'assemblea straordinaria è regolarmente costituita e delibera con un quorum dell'85% del capitale sociale.

l'amministrazione della gestione separata il CdA di CDP è poi integrato da altri cinque membri (individuati nel Ragioniere dello Stato, nel Direttore generale del MEF ed in tre esperti in materie finanziarie in rappresentanza di regioni, province e comuni, cfr. l'art. 5, comma 10, del D.L. n. 269/03). Il CdA di CDP è nominato dall'Assemblea sulla base delle liste presentate dai soci. Hanno diritto a presentare liste soltanto i soci che, anche congiuntamente, rappresentano almeno il 15% delle azioni con diritto di voto in assemblea ordinaria; dalla lista che ha ottenuto il maggior numero di voti vengono tratti sei membri (dalla seconda lista vengono tratti gli altri tre membri).

13. Ai sensi degli artt. 20 e 21 dello Statuto di CDP, il CdA è investito dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della società. In particolare sono riservate in esclusiva al CdA:

- i) la formulazione degli indirizzi strategici della società e la formulazione dei relativi piani *“coerentemente a quanto previsto dall'art. 5, commi 9 e 11 del decreto legge”* ovvero tenendo conto del potere di indirizzo del MEF sulla gestione separata e della definizione da parte dello stesso dei criteri di gestione; tali decisioni sono assunte dal CdA non integrato;
- ii) la determinazione delle modalità *“operative”* per l'attuazione degli atti di indirizzo del MEF sulla gestione separata; tali decisioni sono assunte dal CdA integrato.

14. Da quanto sopra risulta che il MEF ha la possibilità di eleggere sei membri su nove del CdA (ordinario) di CDP e esprime, di fatto, due dei cinque membri che integrano il CdA per la gestione separata (il Direttore generale del MEF e il Ragioniere dello Stato¹⁷).

15. L'art. 18 dello Statuto di CDP prevede poi che il CdA sia validamente costituito con la presenza della maggioranza dei suoi membri (cinque membri) e per la gestione separata devono, inoltre, essere presenti almeno due dei cinque membri integrativi. Le deliberazioni del CdA sono assunte a maggioranza dei presenti. Per le deliberazioni del CdA integrato (gestione separata) è altresì necessario il voto favorevole di almeno due dei membri integrativi presenti.

¹⁷ Il Ragioniere dello Stato è nominato dal Governo su proposta del MEF.

16. Ai sensi del D.L. n. 269/03 il MEF esercita inoltre “*il potere di indirizzo*” sulla gestione separata (art. 5.9 del D.L.) e determina con propri decreti di natura non regolamentare “*i criteri di gestione delle partecipazioni*” trasferite nella gestione separata all’epoca della trasformazione di CDP in società per azioni (tra cui la partecipazione in Eni) (art. 5, comma 1, lett. d) del D.L.). Tali criteri sono stati definiti con il DM 18 giugno 2004 n. 59627, ai sensi del quale, per ogni atto concernente l’amministrazione delle partecipazioni trasferite, CDP è tenuta alla consultazione, preventiva e vincolante, del MEF e, dunque, *[omissis]*¹⁸.

I presidi di governance contenuti nel DPCM

17. La partecipazione in Snam sarà acquisita da CDP *[omissis]* ed assegnata alla cd gestione separata. Il DPCM, come anticipato ai §7 e 8, introduce una serie di previsioni che incidono sulla *governance* di Snam ed Eni, sui poteri di indirizzo del MEF e sulla gestione delle partecipazioni da parte di CDP, con l’obiettivo di assicurare la “*separazione proprietaria*” tra Snam ed Eni.

18. Con riguardo a Snam, il DPCM prevede che, anche nel caso di inclusione di Snam nella gestione separata, tutte le decisioni relative alla gestione delle partecipazioni in Snam siano adottate dal CdA di CDP *come se* la partecipazione fosse inclusa nella gestione ordinaria, dunque, con esclusione del potere di indirizzo del MEF e senza che su tali decisioni possano influire i membri che integrano il CdA di CDP per l’amministrazione della gestione separata (art. 2.2, lett. a) del DPCM)¹⁹.

19. Quanto ad Eni, il DPCM prevede invece la “*limitazione*” dei diritti di voto residui in Snam in ottemperanza a quanto richiede l’art. 19, comma 1, lett. b e c, e comma 2, del D.Lgs. n. 93/11 (art. 2.1 del DPCM). Vale a dire che Eni, con riferimento alla partecipazione in Snam che manterrà sino alla cessione definitiva, non potrà esercitare i diritti “*di voto, di nominare membri del consiglio di vigilanza, del consiglio di amministrazione o degli organi che rappresentano legalmente l’impresa, nonché [...detenere] una quota di maggioranza*”.

¹⁸ Nella presente versione alcuni dati sono omessi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.

¹⁹ Tale previsione (mancato esercizio dal parte del MEF delle funzioni di indirizzo) si applica anche alla gestione delle partecipazioni detenute da CDP “*in società controllate che gestiscono infrastrutture di rete di interesse nazionale nel settore dell’energia [Terna]*”.

20. Infine, il DPCM prevede l'incompatibilità delle cariche (CdA, collegio dei Sindaci, Dirigenti) tra il gruppo ENI da un lato e i gruppi CDP e Snam dall'altro (art. 2.2, lett. c) del DPCM). Al riguardo si osserva che, ai sensi del contratto di compravendita di azioni concluso tra CDP ed ENI in 15 giugno 2012 ("Contratto"), [omissis].

La governance di Snam e delle società controllate

21. La società Snam e le sue controllate Snam Rete Gas, Italgas, Stogit e GNL Italia hanno una *governance* fortemente influenzata dalla disciplina di *unbundling* recepita da Eni all'interno del suo gruppo verticalmente integrato in ossequio alle normative comunitarie che si sono susseguite negli anni ed, in particolare, delle direttive 2003/55/CE (seconda direttiva gas) e 2009/73/CE (terza direttiva gas). L'attuale assetto del gruppo Snam è relativamente recente; con una delibera del 5 dicembre 2011 l'assemblea di Snam Rete Gas (allora *holding* delle società operative) ha approvato il conferimento, con efficacia dal 1° gennaio 2012, del ramo d'azienda trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura gas alla controllata al 100% Snam Trasporto. Quest'ultima ha poi preso il nome di Snam Rete Gas, mentre la *holding* è stata ridenominata Snam.

22. Il CdA attuale di Snam è composto da nove membri, di cui sei nominati da Eni²⁰. In ossequio alle normative di separazione funzionale, dei sei consiglieri di nomina Eni tre sono indipendenti ai sensi del Codice di autodisciplina delle società quotate²¹ e rispondono altresì ai requisiti di cui all'art. 148, comma 3, del D.Lgs n. 58/1998, mentre gli altri tre sono organici ad Eni. I tre ulteriori membri del CdA di Eni, nominati su proposta delle minoranze, sono tutti indipendenti. L'Amministratore Delegato ("AD") di Snam, insieme agli AD delle quattro società controllate, rappresentano un organo denominato il Gestore Indipendente Combinato, preposto alla

²⁰ I membri del CdA sono stati nominati il 27 aprile 2010 con mandato triennale. Il CdA attuale verrà a scadenza con l'assemblea di approvazione del Bilancio di Snam per l'anno 2012 (ossia ragionevolmente nella primavera del 2013, dato che il codice civile prevede l'approvazione del bilancio in ogni caso entro il 30 giugno).

²¹ Tali Amministratori ai sensi dell'art. 3 del Codice di autodisciplina delle società quotate: a) non intrattengono, direttamente, indirettamente o per conto di terzi, né hanno di recente intrattenuto relazioni economiche con la società, con le sue controllate, con gli amministratori esecutivi, con l'azionista o gruppo di azionisti che controllano la società, di rilevanza tale da condizionarne l'autonomia di giudizio; b) non sono titolari, direttamente, indirettamente o per conto di terzi, di partecipazioni azionarie di entità tale da permettere loro di esercitare il controllo o un'influenza notevole sulla società né partecipano a patti parasociali per il controllo della Società stessa; c) non sono stretti familiari di amministratori esecutivi della società o di soggetti che si trovino nelle situazioni indicate alle precedenti lettere a) e b).

gestione congiunta delle attività regolate attinenti il trasporto e dispacciamento, la distribuzione, lo stoccaggio e la rigassificazione del gas.

23. La società Snam Rete Gas, come costituita al 1° gennaio 2012, si è data la forma del Gestore di Trasporto Indipendente (*Independent Transmission Operator* o ITO) ai sensi degli artt. 11-15 del D.Lgs. n. 93/11 ed al capo IV della Dir. 2009/73/CE. Tale disciplina prevede, sotto il profilo della *governance*, l'introduzione di un "*Organo di sorveglianza*", il quale ha la competenza di i) deliberare sulle decisioni strategiche della società in materia finanziaria, quali quelle relative ai piani finanziari annuali e pluriennali, alle politiche di indebitamento ed ai dividendi (art. 14 del D.Lgs. n. 93/11); ii) nominare i membri dell'organo amministrativo della società ai quali competono, invece, le decisioni relative alla gestione operativa della stessa ed al piano di sviluppo della rete di trasporto; tali membri devono rispondere a determinati requisiti in termini di indipendenza²² (art. 13 del D.Lgs. n. 93/11); iii) nominare il "*Responsabile di conformità*" (fatta salva l'approvazione dello stesso dall'AEEG; art. 15 del D.Lgs. n. 93/11)²³.

24. In applicazione a tale disciplina, lo Statuto di Snam Rete Gas prevede che il CdA della società eserciti anche le funzioni dell'Organo di Sorveglianza (art. 16.5 dello Statuto) e che tre dei cinque membri che compongono il CdA (tutti nominanti dall'unico azionista Snam) debbano rispettare una serie di requisiti di indipendenza rispetto all'impresa verticalmente integrata (art. 20.1 dello Statuto)²⁴. L'AD della società è nominato, dal CdA della società, tra gli amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza di cui sopra. All'AD sono delegati i poteri necessari

²² Le decisioni relative alla nomina (e la revoca) dei membri del CdA devono, inoltre, essere notificate all'AEEG e diventano vincolanti solo se il regolatore non formula obiezioni (circa l'indipendenza professionale dei membri o in ragioni di dubbi sulle motivazioni per la revoca).

²³ Al fine di assicurare "la sorveglianza" da parte di tale nuovo organo societario sulle decisioni più rilevanti della società, la nomina di "*almeno la metà meno uno*" dei membri dell'*Organo di sorveglianza* (ossia la minoranza) è soggetta al parere vincolante dell'AEEG che ne verifica l'indipendenza rispetto all'impresa verticalmente integrata.

²⁴ Tali membri del CdA di Snam Rete Gas (a) non devono aver esercitato, per un periodo di tempo pari a tre anni prima della nomina, alcuna posizione o responsabilità professionale, né interessi o relazioni commerciali, direttamente o indirettamente, nell'impresa verticalmente integrata ("IVI") o parte di essa o con i suoi azionisti di controllo; (b) non devono inoltre detenere nessun'altra posizione o responsabilità professionale, né interessi o relazioni commerciali, direttamente o indirettamente, in alcuna o con alcuna altra parte dell'IVI o con i suoi azionisti di controllo; (c) non devono detenere interessi né ricevere vantaggi finanziari, direttamente o indirettamente, in alcuna o da alcuna parte dell'IVI. La loro retribuzione non dipende da attività o risultati dell'IVI diversi da quelli della società; (d) dopo la cessazione del loro mandato, non possono, per un periodo non superiore a quattro anni, avere alcuna posizione o responsabilità professionale, né interessi o relazioni commerciali in alcuna o con alcuna parte dell'IVI, né con i suoi azionisti di controllo.

per lo svolgimento delle attività di gestione, di manutenzione e sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nonché delle attività necessarie all'elaborazione del piano decennale di sviluppo della rete (art. 16.1 dello Statuto); l'AD non può, invece, partecipare e si deve astenere dalle deliberazioni inerenti le competenze del CdA nell'esercizio delle funzioni di Organo di Sorveglianza (art. 16.7 dello Statuto). Il CdA, anche nell'esercizio delle funzioni di Organo di Sorveglianza è validamente costituito quando è presente la maggioranza dei consiglieri in carica e le deliberazioni sono adottate a maggioranza dei presenti (art. 17 dello Statuto).

25. Attualmente Snam Rete Gas è in attesa di ricevere la certificazione definitiva in qualità di Gestore di Trasporto Indipendente dal regolatore di settore, a valle del prescritto parere della Commissione Europea²⁵.

26. La società Italgas è governata da un CdA composto da tre membri, tutti di nomina dell'unico azionista Snam, di cui uno è anche AD della società e gli altri due sono contestualmente dirigenti in Snam. L'attuale CdA di Italgas è stato nominato nella primavera del 2012.

Nel corso di una audizione tenutasi in data 18 luglio 2012, i rappresentanti della società Snam hanno indicato che, al fine di tenere separate le decisioni della controllata Italgas dalla controllante Eni, le decisioni di Italgas relative alla partecipazione alle gare della distribuzione del gas non sono sottoposte all'approvazione del CdA di Snam²⁶. In particolare, per le gare di importo complessivo fino a 10 milioni di euro²⁷ decide direttamente l'AD di Italgas, mentre per le gare di importo superiore la decisione è assunta dal CdA di Italgas. Vi può, in ogni caso, essere un flusso informativo nei confronti dell'AD di Snam (o delle funzioni interne di Snam), nel regolare ambito della direzione e coordinamento esercitata da Snam.

27. Il CdA della società Stogit è attualmente composto da tre membri, tutti di nomina Snam, di cui uno riveste la carica di AD e due sono contestualmente dirigenti o procuratori in Snam. Il Consiglio di amministrazione è validamente costituito se è presente la maggioranza degli amministratori in carica e le deliberazioni sono adottate a maggioranza dei presenti.

²⁵ A valle dell'operazione in esame dovrà pertanto essere attivato un meccanismo di ricertificazione per la verifica dell'adeguamento della società al diverso modello di separazione proprietaria.

²⁶ Cfr. il verbale dell'audizione di Snam S.p.A. del 18 luglio 2012.

²⁷ L'importo è riferito al Vincolo Ricavi Totali annuale approvato dall'AEEG alla data di presentazione dell'offerta con riferimento al/ai Comune/Comuni o Ambiti interessati.

28. Il CdA della società GNL Italia è anch'esso composto da tre membri, di nomina Snam, di cui uno riveste la carica di AD.

29. Gli amministratori di Snam, così come gli amministratori delle società da queste controllate, sono nominati per un periodo di tre esercizi e scadono alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della loro carica.

La governance di F2i e il ruolo delle fondazioni bancarie

30. CDP detiene una quota del 15,99% del capitale sociale di F2i, società di gestione del Fondo F2i che a sua volta controlla una serie di società attive nei settori delle infrastrutture di telecomunicazioni, dei trasporti, dell'acqua e dell'energia elettrica e del gas²⁸. Nel settore delle infrastrutture del gas F2i controlla, tramite il Fondo F2i e F2i Reti, le società Enel Rete, 2iGas e G6 attive nella distribuzione di gas naturale.

31. Gli altri principali soci di F2i, tutti con quote del 15,99%, sono Banca Intesa Infrastrutture e Sviluppo S.p.A., Merrill Lynch International e Unicredit Group S.p.A..

Al capitale di F2i partecipano, inoltre, sei fondazioni bancarie che sono contestualmente socie di CDP. Tali fondazioni rappresentano, congiuntamente, una quota del capitale sociale di F2i di circa il 25,6% e di CDP di circa il 9,2%.

32. Gli azionisti di F2i sono al tempo stesso quotisti del Fondo F2i: CDP è titolare di una quota dell'[omissis] del fondo.

33. Il CdA di F2i è composto da undici membri e, sulla base dell'attuale patto parasociale, [omissis]. E' inoltre richiesto il voto favorevole dei tre quarti dei consiglieri per l'approvazione di decisioni strategiche aventi ad oggetto, tra l'altro, [omissis]. Nessuno degli azionisti di F2i è pertanto in grado di esercitare singolarmente il controllo sulla società, dato che maggioranze alternative (cd "shifting majorities") sono possibili in seno al CdA.

²⁸ F2i oltre a detenere il 75% del capitale sociale di F2i Reti, detiene l'intero capitale sociale di F2i Rete Idrica S.p.A., F2i Energie Rinnovabili S.r.l., F2i Logistica S.r.l., F2i Aeroporti S.p.A. e F2i Reti TLC S.p.A..

34. In base a tale patto parasociale CDP nomina *[omissis]*. Il comitato investimenti è deputato ad esaminare e valutare le proposte di investimento presentate dal *management* di F2i e, in caso di approvazione, a sottoporle al CdA per la delibera finale. Il comitato investimenti è composto da nove membri *[omissis]*.

35. *[omissis]*.

Le integrazioni all'operazione comunicate in data 6 agosto 2012

36. Con una comunicazione del 6 agosto 2012, CDP ha integrato la sua originaria comunicazione del 9 luglio 2012, indicando come l'operazione di acquisizione del 30% delle azioni (meno una) di Snam comporterà, da parte di CDP, alcune modifiche nei poteri di *governance* che tale società potrà esercitare su alcune sue partecipazioni.

37. In particolare, con riferimento alla partecipazione di minoranza detenuta in F2i, CDP farà sì che, entro 60 giorni dalla data di esecuzione del Contratto di compravendita di azioni concluso tra CDP ed ENI:

- (i) *a)* nessun membro del CdA di F2i il quale sia, al contempo, membro del CdA o dipendente di CDP, prenda parte alla discussione e alla votazione delle delibere di F2i relative a F2i Reti ed aventi direttamente ad oggetto il settore della distribuzione del gas naturale; *b)* nessun membro del Comitato Investimenti di F2i il quale sia, al contempo, membro del CdA o dipendente di CDP, prenda parte alle attività del Comitato Investimenti relative a F2i Reti ed aventi direttamente ad oggetto il settore della distribuzione di gas naturale;
- (ii) nessun soggetto che si trovi in rapporti di lavoro subordinato o autonomo con CDP, o sia membro del CdA di CDP, accetti incarichi in F2i Reti o in società da questa controllate.

38. Con riferimento alla propria partecipazione indiretta in Italgas, tramite Snam, CDP farà sì che:

- (i) entro 90 giorni dalla nomina del nuovo CdA di Snam da parte dell'assemblea di approvazione del bilancio 2012 di Snam:
 - a)* venga modificato lo Statuto di Italgas di modo che sia fissato a cinque il numero di componenti del CdA di Italgas e che due componenti *i)* siano dotati dei requisiti di indipendenza previsti dal

- Codice di autodisciplina per le società quotate, nella versione attualmente vigente; *ii*) non rivestano la carica di Presidente o AD della società né siano comunque dotati di deleghe gestionali;
- b*) venga modificato lo Statuto di Italgas in maniera tale da prevedere - oltre a quanto al punto *a*) – che le delibere, di competenza del CdA, nella composizione di cinque membri relative all'individuazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale alle quali partecipare e alla formulazione delle relative offerte tecniche ed economiche si intendano approvate solo con il voto favorevole di 4/5 degli amministratori in carica.
- (ii) in ogni caso non rivestano la carica di componenti del CdA di Italgas soggetti che, rispetto a CDP: *a*) ricoprono la carica di membro di un organo di gestione o controllo; *b*) si trovino in rapporti di lavoro subordinato o autonomo; *c*) siano in significative relazioni commerciali, finanziarie e professionali ai sensi della relativa nozione di cui al Codice di autodisciplina per le società quotate, nella versione attualmente vigente;
- (iii) entro 60 giorni dalla data di esecuzione del Contratto, il CdA di Snam determini di mantenere, e ove necessario formalizzare (o far formalizzare) nei rilevanti documenti interni di Snam e Italgas, la regola, ad oggi esistente, secondo la quale le attività e i processi di Italgas relativi alla individuazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale alle quali partecipare e alla formulazione dell'offerta tecnica ed economica per la partecipazione alle suddette gare, non siano oggetto di discussione o preventiva approvazione da parte del CdA di Snam.

39. La durata di tali modifiche ai poteri di *governance* di CDP è correlata al mantenimento, da parte di CDP stessa, della contestuale presenza di una partecipazione indiretta di controllo in Italgas e di una partecipazione indiretta di minoranza in Enel Rete.

III. QUALIFICAZIONE DELL'OPERAZIONE

Trasferimento della partecipazione in Snam tra unità economiche soggette a potere decisionale autonomo

40. L'operazione in esame interessa due imprese – Snam e CDP – entrambe

soggette al controllo pubblico del MEF (la prima indirettamente tramite Eni). In tale specifica circostanza ai fini della qualificazione dell'operazione come concentrazione è necessario verificare che, *ex-ante*, le due imprese (CDP e Snam) appartengano a due diverse unità economiche soggette a potere decisionale autonomo e che, *ex-post*, esse stesse siano soggette ad un medesimo potere decisionale²⁹.

41. Al riguardo, da quanto sopra illustrato, risulta verificato il primo requisito. In particolare, nella situazione *pre-merger*, Snam risulta appartenere ad un potere decisionale autonomo rispetto a CDP. Snam è, infatti, controllata da Eni la quale è soggetta al potere di indirizzo del MEF, di natura preventiva e vincolante, anche rispetto alle proposte di CDP in ordine alla gestione separata. Il MEF, tuttavia, esercita la funzione di indirizzo sulla partecipazione in Eni “*in ogni caso assicurando la piena autonomia dell'organo amministrativo di Eni S.p.A. in ordine alle decisioni strategiche e operative della società*” (art. 2.2, lett. b) del DPCM). Vale a dire che il MEF interviene nelle decisioni di ENI limitatamente ad esigenze di interesse pubblico ed esercitando le prerogative, tipiche dell'azionista di minoranza, che non configurano il controllo in senso *antitrust*³⁰.

42. Successivamente all'operazione, la partecipazione in Snam acquisita da CDP, per quanto inserita anch'essa nella gestione separata, verrà gestita con le regole di *governance* della gestione ordinaria, dunque senza che su di essa si eserciti alcuna influenza diretta del MEF.

43. Ne deriva che, prima dell'operazione, CDP e Snam appartenevano a due diverse unità economiche soggette a potere decisionale autonomo e che, *ex-post*, le stesse saranno soggette al un medesimo potere decisionale di CDP.

44. Tale valutazione, peraltro, converge con quanto recentemente sostenuto dalla Commissione Europea nella decisione finale di accettazione impegni relativa ad un caso di abuso di posizione dominante nei confronti di Eni³¹.

²⁹ Cfr. il punto 52 della Comunicazione consolidata della Commissione sui criteri di competenza giurisdizionale in materia di controllo delle concentrazioni (“Comunicazione consolidata della Commissione”).

³⁰ Cfr. il punto 53 della Comunicazione consolidata della Commissione.

³¹ Cfr. il caso Comunitario COMP 39.315 – Eni. In tale occasione la Commissione ha, infatti, ritenuto che le partecipazioni di CDP nella gestione separata sono gestite come se fossero detenute “*direttamente dal MEF*” e attribuite a CDP “*a fini meramente amministrativo contabile*”. La Commissione Europea ha, inoltre, ritenuto CDP “*indipendente da Eni*”, argomentando altresì che “*Per quanto riguarda le*

L'acquisizione del controllo di Snam da parte di CDP

45. Al fine dell'accertamento dell'acquisizione del controllo esclusivo, di fatto, da parte di CDP su Snam, è necessario valutare se la partecipazione acquisita da CDP in Snam a valle dell'operazione (30% meno un'azione) sia tale da consentire a CDP di esercitare un'influenza determinante su Snam³².

46. Il capitale sociale di Snam presenta un'elevata diffusione, posto che nessuno degli attuali azionisti di minoranza di Snam detiene una quota del capitale superiore al 2%. A seguito dell'operazione, inoltre, la quota del capitale sociale di Snam del 20% che rimarrà temporaneamente nella disponibilità di Eni sarà sterilizzata nei diritti di voto in virtù dell'art. 2 del DPCM e sottoposta ad un obbligo di cessione al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali "*al fine di garantire la più ampia diffusione dell'azionariato*". Si può pertanto ragionevolmente attendere che, anche per il futuro, non si venga a creare una maggioranza relativa rispetto al capitale sociale di Snam diversa da quella di CDP.

47. Le evidenze degli ultimi tre anni relative alla partecipazione degli azionisti alle assemblee di Snam evidenziano un tasso di partecipazione degli azionisti diversi da Eni che è oscillato tra il 5% e il 40%. A fronte di una quota del capitale sociale di Snam detenuta da tali azionisti del 48% circa, risulta pertanto che gli azionisti diversi da Eni partecipanti alle assemblee hanno rappresentato una quota di capitale tra l'8% e il 20% al massimo.

48. Inoltre, i meccanismi di nomina del CdA di Snam, disciplinati dall'art. 13 dello Statuto, prevedono la possibilità di presentare una lista da parte di azionisti che rappresentino (da soli o insieme ad altri azionisti) almeno il 2% del capitale sociale e che ogni avente diritto al voto possa votare una sola lista. Dalla lista che ottiene il maggior numero di voti vengono tratti i sette decimi degli amministratori da eleggere. Come visto prima il CdA di Snam è composto da nove membri e la lista che ha ottenuto il maggior numero di voti rappresenta pertanto sei dei nove membri del CdA.

partecipazioni nella gestione ordinaria, CDP rappresenta un ente economico dotato di potere decisionale autonomo" e che su tali attività il MEF [omissis].

³² Cfr. il punto 59 della Comunicazione consolidata della Commissione. Cfr. anche il provv. 13138 del 29 aprile 2004, C6422 - SAME DEUTZ-FAHR HOLDING & FINANCE/DEUTZ ed il provv. 16173 del 4 dicembre 2006, C7951 - ASSICURAZIONI GENERALI/TORO ASSICURAZIONI.

49. Assumendo che anche a valle dell'operazione nessun azionista, oltre a CDP, deterrà quote significative del capitale di Snam e che si mantengano i medesimi tassi di partecipazione alle assemblee da parte degli azionisti di minoranza, ci si può, pertanto, attendere che tali azionisti non rappresenteranno, a livello aggregato, una quota superiore ad un massimo del 28% del capitale sociale di Snam³³.

50. Vale a dire che anche per il caso di massima affluenza all'assemblea (sulla base di quanto avvenuto storicamente nelle assemblee di Snam) e, soprattutto, di improbabile contestuale aggregazione di tutti gli azionisti di minoranza presenti in assemblea su una medesima lista alternativa a quella presentata da CDP, quest'ultima continuerebbe comunque a ottenere il maggior numero di voti.

51. Per tali ragioni si può concludere che una quota del capitale sociale di Snam del 30% (meno un azione) sia in grado di conferire, con ragionevole sicurezza, una maggioranza stabile in assemblea, sia nel periodo interinale, in cui Eni procederà alla cessione della propria quota residua del 20% del capitale di Snam, sia successivamente.

Conclusioni sulla qualificazione

52. L'operazione in esame determina pertanto l'acquisizione da parte di CDP del controllo esclusivo, di fatto, di Snam.

53. L'operazione comunicata, in quanto comporta l'acquisizione del controllo esclusivo di un'impresa, costituisce una concentrazione ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera b), della legge n. 287/90.

Essa rientra nell'ambito di applicazione della legge n. 287/90, non ricorrendo le condizioni di cui all'articolo 1 del Regolamento CE n. 139/04³⁴ ed è soggetta all'obbligo di comunicazione preventiva disposto dall'articolo 16, commi 1 e 2, della medesima legge, in quanto il fatturato totale realizzato nell'ultimo esercizio a livello nazionale dall'insieme delle imprese interessate è stato superiore a 468 milioni di euro.

³³ Tale valore si ottiene applicando il tasso di partecipazione massima degli azionisti di minoranza di Snam (40%) alla quota di capitale che sarà detenuta, a regime, dagli azionisti diversi da CDP (70%).

³⁴ L'operazione in esame non presenta dimensione comunitaria in quanto ognuna delle imprese interessate realizza più dei due terzi del proprio fatturato comunitario in Italia.

IV. VALUTAZIONE DELL'OPERAZIONE

I mercati rilevanti

54. L'operazione interessa i seguenti mercati della filiera del gas naturale:
- i. il mercato delle infrastrutture per l'importazione di gas;
 - ii. il mercato del trasporto e dispacciamento di gas;
 - iii. il mercato dello stoccaggio di gas e della flessibilità;
 - iv. i mercati della distribuzione di gas;
 - v. il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione di gas;
 - vi. i mercati della vendita di gas, rispettivamente, ai clienti termoelettrici, ai grandi clienti industriali ed ai clienti domestici, del commercio e industriali di piccole dimensioni.
 - vii.
- i. *Il mercato delle infrastrutture per l'importazione di gas*

55. La domanda interna di gas è stata soddisfatta, nel 2011, per il 90% circa grazie alle importazioni, a fronte di una produzione nazionale che ha rappresentato circa il 10% dei consumi ed esportazioni di gas trascurabili³⁵.

56. L'attività di importazione di gas in Italia può avvenire tramite l'accesso alla capacità di trasporto dei gasdotti che interconnettono l'Italia con i siti esteri di produzione di gas e/o con le borse del gas del nord-Europa, ove è possibile approvvigionarsi della materia prima, nonché tramite l'accesso alla capacità dei terminali di rigassificazione di Gnl presenti sul territorio. Dal lato dell'offerta sono, quindi, attivi i titolari della capacità di trasporto internazionale e/o di rigassificazione mentre dal lato della domanda operano i cosiddetti *shipper* che utilizzano le infrastrutture per approvvigionare gas in Italia da destinarsi alla rivendita all'ingrosso o al dettaglio ovvero per l'autoconsumo.

57. Le diverse caratteristiche delle infrastrutture interessate (gasdotti vs rigassificatori)³⁶, delle forme di approvvigionamento rese possibili (con

³⁵ Cfr. la Relazione annuale AEEG per l'anno 2011, pagg. 127 e 128.

³⁶ Cfr. il caso A371 - GESTIONE ED UTILIZZO DELLA CAPACITÀ DI RIGASSIFICAZIONE, nel quale, in sede di avvio si è considerato il mercato dei servizi di rigassificazione di Gnl come distinto rispetto al trasporto di gas via gasdotto. Il procedimento si è chiuso con un provvedimento di accettazione di impegni.

contratti di lungo periodo vs contratti di breve periodo e *spot*)³⁷, nonché delle diverse forme di disponibilità della capacità (primaria vs secondaria³⁸; continua vs interrompibile³⁹) potrebbero individuare distinti mercati del prodotto. Tuttavia, nel caso, in esame, l'esatta definizione del mercato può essere lasciata aperta in quanto la valutazione degli effetti dell'operazione non muterebbe.

58. Poiché il mercato delle infrastrutture per l'importazione di gas in Italia è individuato da gasdotti e/o rigassificatori tutti collegati alla rete nazionale di trasporto del gas e, per lo meno nella fase attuale, "dedicati" all'approvvigionamento di gas per l'Italia, la dimensione geografica di tale mercato può essere considerata nazionale⁴⁰.

ii. Il mercato del trasporto e dispacciamento di gas

59. L'attività di trasporto del gas naturale consiste nel vettoriamento del gas naturale attraverso la rete di gasdotti nazionali e regionali. Il servizio di vettoriamento è basato in Italia su un sistema di tipo *entry-exit*, tale per cui un determinato quantitativo di gas è preso in consegna dall'operatore di trasporto ad uno dei punti di ingresso del sistema di trasporto nazionale ed un pari quantitativo di gas è riconsegnato ad un punto di uscita. Come già osservato, l'Italia ha una elevata dipendenza dalle importazioni di gas dall'estero, pertanto, i punti di interconnessione con l'estero funzionano principalmente come *entry-point*. Il gas è, inoltre, immesso in rete ai punti di interconnessione con i rigassificatori di Gnl e con i siti di produzione di gas localizzati sul territorio nazionale. Il gas è poi riconsegnato alle

³⁷ Cfr. il caso A440 - MERCATO ITALIANO DELL'APPROVVIGIONAMENTO ALL'INGROSSO DEL GAS NATURALE in cui, in sede di avvio, è stato considerato un mercato delle infrastrutture per l'importazione di gas che include solo i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas, in ragione della circostanza che tali infrastrutture sono le uniche che consentono l'approvvigionamento di gas con contratti di breve periodo o *spot* su borse del gas liquide (tutte localizzate nel nord-Europa). Il procedimento istruttorio è ancora in corso.

³⁸ La capacità di trasporto/rigassificazione può essere venduta come capacità "primaria" direttamente dal gestore dell'infrastruttura (cd TSO) oppure essere oggetto di rivenduta come capacità "secondaria" dallo *shipper* titolare della capacità primaria.

³⁹ La capacità continua corrisponde alla disponibilità di capacità tecnica sul gasdotto (interrompibile dal TSO solo in caso di forza maggiore), mentre la capacità interrompibile riguarda l'allocazione "commerciale" da parte del TSO di una parte della capacità continua già allocata. In particolare, il concetto di capacità interrompibile fa riferimento alla messa a disposizione da parte del TSO della capacità che lo stesso prevede possa non essere utilizzata dai titolari della capacità continua, con la possibilità di interromperne la disponibilità qualora tale capacità sia richiesta in uso dal titolare della capacità continua.

⁴⁰ In prospettiva, qualora si dovesse concretizzare il progetto di realizzazione di un cd hub sud europeo del gas in territorio nazionale, è chiaro che la dimensione geografica del mercato delle infrastrutture di importazione potrebbe mutare sino a divenire sovranazionale.

interconnessioni con le reti locali di distribuzione del gas o con i siti di consumo dei grandi clienti finali allacciati direttamente a livello di rete di trasporto. I punti di collegamento con gli stoccaggi di gas sono naturalmente utilizzati sia in *entry* che in *exit*.

60. Il servizio di dispacciamento fisico consiste nel governo dei flussi fisici di gas naturale sulla rete di trasporto mentre quello di dispacciamento commerciale si sostanzia dell'attribuzione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto ai diversi utenti e nel servizio di bilanciamento.

61. Dal lato dell'offerta, il principale operatore di trasporto è Snam Rete Gas, il quale, in termini di km di rete, possiede il 94% circa del sistema di trasporto nazionale⁴¹. Snam Rete Gas è anche l'impresa maggiore di trasporto cui spetta la responsabilità dell'erogazione del servizio di bilanciamento⁴². La domanda dei servizi di trasporto e dispacciamento è rappresentata sia dagli operatori attivi nella vendita di gas ai clienti finali che da *trader* di gas.

62. Ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del D.Lgs. n. 164/2000 i servizi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale sono soggetti a regolazione da parte dell'AEEG, al fine di garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, nonché la massima imparzialità e la neutralità dei servizi. La disciplina dei predetti servizi è stata definita dall'AEEG con la deliberazione n. 137/02 e s.m.i., sulla base della quale le imprese di trasporto hanno adottato i propri codici di rete.

63. In ragione del funzionamento dei punti di interconnessione con l'estero quasi esclusivamente come *entry-point* e della sostanziale assenza di congestioni sulla rete, il mercato dei servizi di trasporto è da ritenersi di dimensione nazionale.

iii. Il mercato dello stoccaggio di gas e della flessibilità

64. La domanda di gas non è costante nel tempo ed è caratterizzata da un'elevata modulazione tra estate ed inverno e da un giorno all'altro. E'

⁴¹ La rete nazionale e la rete regionale di trasporto sono state individuate con Decreto del Ministero del commercio, dell'industria e dell'artigianato del 22 dicembre 2000 e s.m.i.. Cfr. anche la Relazione annuale dell'AEEG per l'anno 2011, pag. 138.

⁴² SRG provvede inoltre ad effettuare la gestione commerciale anche della porzione di rete nazionale detenuta da Società Gasdotti Italia S.p.A..

possibile in particolare distinguere tra esigenze di modulazione programmabili, con riguardo alla modulazione della domanda attesa (principalmente rappresentata dalla modulazione stagionale dei clienti domestici e del commercio e servizi) ed esigenze di modulazione per il bilanciamento giornaliero, con riguardo alla modulazione della domanda non prevedibile ed afferente gli scostamenti della domanda effettiva rispetto a quella attesa (rilevanti anche per i clienti termoelettrici e industriali)⁴³.

65. Considerando il tempo di attivazione delle diverse risorse di flessibilità, per soddisfare le esigenze di modulazione “programmabili” dei propri clienti, le imprese di vendita possono ricorrere sia allo stoccaggio di gas che alle flessibilità eventualmente previste dai contratti d’importazione pluriennali ed agli acquisti di gas all’ingrosso.

66. A seguito dell’introduzione con la deliberazione AEEG ARG/gas 45/11 del mercato del bilanciamento del gas, le esigenze di modulazione “non programmabili” degli operatori sono regolate su tale nuova piattaforma (denominata PB-GAS), organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (“GME”), nella quale Snam Rete Gas approvvigiona o vende, sulla base di criteri di merito economico, i volumi necessari alla copertura dello sbilanciamento complessivo sulla rete di trasporto. Allo stato l’unica risorsa utilizzata per assicurare il bilanciamento è lo stoccaggio e gli operatori titolari di tale risorsa sono pertanto utenti obbligati della piattaforma⁴⁴.

67. L’attività di stoccaggio è oggetto di un’articolata disciplina, a livello sia normativo che regolamentare. Il diritto di utilizzare unità geologiche profonde per lo stoccaggio di gas appartiene allo stato e l’attività di stoccaggio è quindi soggetta a regime di concessione del MSE. Il D.Lgs. n. 164/2000 prevede un regime generale di *third party access* (“TPA”) ai servizi di stoccaggio, che attribuisce all’AEEG il potere di definire i criteri e le condizioni economiche di erogazione dei servizi di stoccaggio per la capacità soggetta a TPA (la quale allo stato costituisce la totalità della capacità di stoccaggio in esercizio in Italia).

⁴³ Cfr. l’indagine conoscitiva IC38 – Mercato dello stoccaggio del gas naturale, realizzata congiuntamente dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas e chiusa con provvedimento n. 19925 del 28/05/2009.

⁴⁴ E’ prevista tuttavia la progressiva estensione della partecipazione ad altre risorse, in particolare le importazioni e la rigassificazione.

68. Sulla base delle diverse esigenze di flessibilità espresse dagli operatori (programmabili vs non programmabili) e delle diverse risorse utilizzate per soddisfare le esigenze di flessibilità (stoccaggio, compravendita di gas, mercato del bilanciamento) potrebbe essere possibile individuare distinti mercati del prodotto. Tuttavia, nel caso, in esame, l'esatta definizione del mercato può essere lasciata aperta in quanto la valutazione degli effetti dell'operazione non muterebbe.

69. Dal punto di vista geografico, il mercato dello stoccaggio e delle risorse di flessibilità è da ritenersi di dimensione nazionale.

Stogit detiene, a dati 2011, circa il 97% della capacità di stoccaggio a livello nazionale⁴⁵.

iv. I mercati della distribuzione di gas

70. L'attività di distribuzione di gas naturale, definita dall'art. 2, comma 1, lettera n), del D.Lgs. n. 164/2000, come “*il trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti*”, è riconosciuta quale servizio pubblico, affidato dagli enti locali in concessione esclusiva tramite gara, per un periodo non superiore ai dodici anni.

71. Ai sensi degli articoli 16 e 24 del D.Lgs. n. 164/2000 le imprese di distribuzione hanno l'obbligo di allacciare i clienti che ne facciano richiesta e consentire l'accesso al sistema da parte delle altre imprese di gas ed, in particolare, da parte delle imprese di vendita. Il servizio di distribuzione è inoltre soggetto a regolazione tariffaria da parte dell'AEEG.

72. Nel contesto di mercato delineato dalla disciplina vigente l'attività di distribuzione è configurabile come un monopolio legale relativo alla gestione della rete di gasdotti locali e, dunque, l'unica forma di concorrenza possibile è quella relativa alla partecipazione alle gare per l'affidamento delle concessioni venute a scadenza (cd concorrenza per il mercato).

v. Il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione di gas

⁴⁵ Cfr. la relazione annuale AEEG per il 2011, pag. 143.

73. Com'è noto, successivamente al recente completamento del quadro normativo sulle modalità di effettuazione delle gare per ambiti sovracomunali (ATEM), e alla previsione contenuta nell'art. 24, comma 4 del D.Lgs. n. 93/11 che inibisce l'ulteriore effettuazione delle gare comunali, il servizio di distribuzione del gas si trova alla vigilia della effettuazione delle gare per l'aggiudicazione della concessione in ciascuno dei 177 ATEM nei quali è stato suddiviso il territorio nazionale. Si tratta della prima vera applicazione della riforma stabilita dal D.Lgs. n. 164/2000, che prevede che il servizio di distribuzione venga affidato esclusivamente tramite gara per un periodo di 12 anni.

74. Le gare per le concessioni d'ambito si svolgeranno per scaglioni successivi nei prossimi anni. L'Allegato 1 del DM 12 novembre 2011, n. 226⁴⁶(“Regolamento sui criteri di gara”) individua, in particolare, i tempi massimi per l'avvio dell'*iter* per la realizzazione di lotti di gare di Atem, di sei mesi in sei mesi, di modo che la prima tornata di gare (relativa a 25 Atem) dovrebbe essere avviata entro breve e l'ultima entro nella seconda metà del 2016 (lo svolgimento delle gare avverrà quindi su un arco temporale complessivo di circa 4 anni).

75. Il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione di gas è da ritenersi di dimensione nazionale in quanto, in un ristretto lasso di tempo, le gare interesseranno l'intero territorio nazionale e alle stesse parteciperanno principalmente gli operatori attualmente detentori delle concessioni.

vi. *I mercati della vendita di gas*

76. Quanto alla vendita al dettaglio di gas naturale, questa consiste nella fornitura e nella consegna di gas ai clienti finali allacciati alle reti di distribuzione o alla rete di trasporto del gas. La vendita di gas naturale è disciplinata dal D.Lgs. n. 164/2000, che ne definisce i criteri di esercizio dal lato dell'offerta e della domanda. Le imprese che svolgono l'attività di vendita di gas devono essere autorizzate dal MSE. Ai sensi dell'art. 22, comma 2, del D.Lgs. n. 164/2000, a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali sono idonei, cioè possono scegliere liberamente il proprio fornitore.

⁴⁶ Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 “Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222” (GU n. 22 del 27-1-2012 - Suppl. Ordinario n. 20).

77. In ragione delle differenziazioni e specifiche caratteristiche espresse dalla domanda e dall'offerta, è possibile individuare distinti mercati del prodotto in relazione all'attività di vendita nei confronti:

- a) delle imprese di generazione di energia elettrica (clienti termoelettrici) con consumi, di norma, ampiamente superiori ai 200.000 mc/anno;
- b) dei clienti finali di medio grandi dimensioni (principalmente imprese dell'industria e del commercio di dimensioni medio grandi), con consumi superiori a 200.000 mc di gas/anno;
- c) dei clienti finali di piccola dimensione (principalmente clienti residenziali e piccole imprese dell'industria e del commercio), con consumi inferiori a 200.000 mc di gas/anno).

78. Quanto alla dimensione geografica di tali mercati, in ragione della scala di attività delle imprese attive nella vendita di gas ai clienti finali ad elevato consumo di gas, nonché delle dinamiche competitive osservate dal lato dell'offerta, si ritiene che i mercati della vendita di gas ai clienti termoelettrici ed ai clienti finali di dimensioni medio grandi siano di dimensione nazionale. Per quanto riguarda il mercato della vendita di gas ai clienti finali di piccola dimensione, dal lato dell'offerta, sono ancora principalmente attive le imprese di vendita di gas integrate verticalmente con le imprese di distribuzione del gas, storicamente presenti sul territorio ed operanti in regime di concessione in una o più aree locali comunali. La dimensione geografica di tale mercato potrebbe, pertanto, avere dimensione inferiore a quella nazionale. Si deve tenere conto che le modifiche in corso circa l'individuazione delle aree locali di riferimento per la riallocazione delle concessioni di distribuzione potrebbero portare a superare la dimensione comunale. Tuttavia, ai fini della presente operazione, l'esatta definizione della dimensione geografica di tale mercato può essere lasciata aperta, in quanto non incide sulla valutazione concorrenziale dell'operazione stessa.

Gli effetti dell'operazione

i. Il mercato delle infrastrutture per l'importazione di gas

79. CDP detiene, insieme all'operatore austriaco OMV GmbH, il controllo congiunto di TAG GmbH, gestore (*Transmission System Operator* o TSO) dell'omonimo gasdotto per l'importazione di gas dal nord-est dell'Europa

ed, in particolare, di gas di origine russa. Al gasdotto TAG, a dati, 2011, è attribuibile una quota in termini di capacità di importazione di circa il 32%⁴⁷.

80. A valle dell'operazione, CDP verrà a controllare indirettamente, tramite Snam, la società GNL Italia, che gestisce (e funge da TSO) di uno dei due rigassificatori presenti sul territorio nazionale (quello di Panigaglia), cui è attribuibile una quota in termini di capacità di importazione di circa il 4%.

81. La quota in termini di capacità di importazione in capo a CDP risulterà pertanto pari al 36% circa a fronte, tuttavia, del persistere di una quota di capacità ancora nella disponibilità del gruppo Eni - quale TSO del sistema TTPC/TMPC⁴⁸ e del gasdotto Greenstream⁴⁹ - di circa il 39%. Sono inoltre presenti altri TSO ed, in particolare, la società di diritto belga Fluxys che controlla il sistema di gasdotti Tenp/Transitgas per l'importazione di gas dal nord-ovest dell'Europa e la società Terminale GNL Adriatico S.r.l., gestore del rigassificatore localizzato a Rovigo⁵⁰.

	<i>Capacità conferibile ai punti di entrata della rete nazionale (dati in Milioni Smc/giorno)</i>	<i>Quota rispetto al totale</i>
<i>Gasdotti:</i>		
TAG	107	31,7%
TTPC/TMPC	99	29,3%
TENP/TRANSITGAS	59	17,5%
GREENSTREAM	31,6	9,3%
Entry/exit GORIZIA	2	0,6%
<i>Rigassificatori:</i>		
Gnl Italia	13	3,8%
Terminale GNL Adriatico	26,4	7,8%
<i>Totale</i>	<i>338</i>	<i>100%</i>

Fonte: Relazione annuale AEEG per l'anno 2011, pag. 141.

82. La capacità del rigassificatore di Panigaglia di GNL Italia è, inoltre, interamente soggetta all'obbligo di accesso dei terzi a tariffe regolate mentre il gasdotto TAG, ricadendo nel territorio comunitario, è soggetto alla

⁴⁷ Le quote di capacità di importazione sono valutate sulla base della capacità in entrata nella rete nazionale di trasporto a valle delle diverse infrastrutture, a dati 2011.

⁴⁸ Eni detiene il 100% del capitale della società Trans Tunisian Pipeline Company Ltd, titolare in via esclusiva, fino al 2019, dei diritti di trasporto sull'omonimo gasdotto (di proprietà della società tunisina Sotugat) che attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, alla frontiera con l'Algeria, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si collega al gasdotto sottomarino TMPC di interconnessione con il territorio nazionale (a Mazara del Vallo) posseduto dalla società Trans Mediterranean Pipeline Company Ltd, società partecipata al 50% da Eni e al 50% dal fornitore algerino di gas naturale Sonatrach.

⁴⁹ Greenstream BV Libyan Branch, titolare del gasdotto, è una società di *joint venture* tra NOC Libya (50%) ed Eni (50%).

⁵⁰ Terminale GNL Adriatico S.r.l. ha ottenuto l'esenzione dall'obbligo di accesso dei terzi, per 25 anni, su circa l'80% della capacità del terminale e la riserva sul 100% della capacità del terminale fino all'anno termico 2013/14. Cfr. la Relazione annuale AEEG per l'anno 2011, pag. 141.

disciplina di cui alla Dir. 2009/73/CE ed al regolamento n. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio. In particolare, per quanto riguarda il TAG, fatti salvi i contratti di trasporto di lungo periodo che ancora insistono su una quota rilevante della capacità del gasdotto (in favore di Eni), le regole per l'accesso e l'allocazione della capacità e le tariffe di trasporto sono attualmente soggette all'approvazione del regolatore austriaco e dovranno recepire le nuove linee guida comunitarie, in corso avanzato di definizione, in materia di allocazione della capacità di trasporto e gestione della congestione contrattuale.

83. Non si ritiene pertanto che, a livello di effetti orizzontali, l'operazione in esame determini la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante di CDP in tale mercato. Infatti, a valle dell'operazione CDP rimarrà il secondo operatore di mercato, detenendo, inoltre, il controllo di infrastrutture soggette alla regolazione comunitaria e nazionale in materia di accesso dei terzi e di tariffe.

84. L'integrazione in seno a CDP del controllo di TAG e di GNL Italia non pare determinare effetti verticali significativi in ragione della contestuale integrazione, in capo alla medesima CDP, delle attività, a valle, di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas. La pervasiva, e consolidata, regolazione delle attività a valle, infatti, rende anche teoricamente impossibile qualsiasi uso distorsivo di tale integrazione verticale. Inoltre, l'integrazione in seno a CDP della gestione della rete nazionale di trasporto con il gasdotto di adduzione TAG appare coerente con il progetto comunitario di creazione di un mercato europeo del gas caratterizzato da un'unica rete integrata di trasporto sovranazionale, soggetta a regole di gestione e accesso omogenee.

ii. Il mercato del trasporto e dispacciamento di gas

85. CDP non opera nel mercato dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale. L'operazione in esame determinerà pertanto la mera sostituzione di un operatore (Eni) con un altro (CDP) nello svolgimento di tale attività, tramite il controllo di Snam su Snam Rete Gas.

iii. Il mercato dello stoccaggio di gas e della flessibilità

86. CDP non svolge attività di stoccaggio di gas né dispone di altre risorse di flessibilità. L'operazione in esame determinerà pertanto la mera sostituzione

di un operatore (Eni) con un altro (CDP) nell'offerta dei servizi di stoccaggio di gas, tramite il controllo di Snam su Stogit.

iv. I mercati della distribuzione di gas

87. L'operazione in esame non produce effetti di natura concorrenziale nei mercati della distribuzione di gas naturale in considerazione della circostanza che tale attività è soggetta a condizioni di monopolio legale su base locale. L'operazione comunicata comporterà pertanto la mera sostituzione di un operatore (Eni), con un altro (CDP), nell'offerta del servizio di distribuzione nei comuni in cui è attualmente concessionaria la società Italgas .

v. Il mercato delle gare per l'accesso all'attività di distribuzione di gas

88. Snam, tramite Italgas e le società da questa controllate⁵¹ (di seguito, congiuntamente, Italgas) è gestore uscente in circa 1.550 comuni italiani (rispetto a circa 7.200 comuni metanizzati), con una quota in termini di punti di riconsegna del gas ("PDR") sul totale nazionale pari a circa il [30-35%]⁵². Con specifico riguardo al peso di Snam nelle prossime gare d'ambito, Italgas è presente complessivamente in 128 ambiti (su 177 complessivi), in 61 dei quali con quote in termini di numero di PDR superiori al 40%.

89. CDP non opera direttamente o tramite società controllate nella distribuzione del gas. CDP tuttavia, come rilevato, detiene una partecipazione di minoranza qualificata di circa il 16% in F2i, che a sua volta, tramite il Fondo F2i ed F2i Reti, controlla Enel Rete, 2iGas e G6 (di seguito, congiuntamente, Enel Rete), gestori uscenti in circa 2.130 comuni, con una quota in termini di PDR rispetto al totale nazionale del [15-20%]. Enel Rete è presente in 137 ambiti, in 40 dei quali con quote in termini di numero di PDR superiori al 40% (in due di tali ambiti anche Italgas è presente con una quota superiore al 40%).

90. Le altre imprese che operano nella distribuzione di gas sono le grandi società ex-municipalizzate del nord Italia e operatori a controllo privato di minori dimensioni. In particolare, oltre a Italgas e Enel Rete, che rappresentano rispettivamente il primo e il secondo operatore nella

⁵¹ Cfr. la nota 9 *supra*.

⁵² I dati relativi all'identificazione del gestore del servizio nei comuni è aggiornato al luglio 2012 mentre il dato relativo al numero di PDR è relativo al 2010. I dati sono di fonte AEEG.

distribuzione del gas in Italia, i principali operatori sono A2A S.p.A., Hera S.p.A. ed Iren S.p.A., con le prime due società che detengono una quota di circa il [5-10%] e la terza di circa il [1-5%], in termini di PDR rispetto al totale nazionale. Tali società sono in genere molto concentrate geograficamente intorno ai territori storicamente di loro pertinenza e nessuna opera in più di 30 ambiti sui 177 individuati.

91. Le gare d'ambito sono inoltre caratterizzate dalla presenza di elevati costi finanziari per gli operatori non *incumbent* in un dato ambito, dovuti, in caso di aggiudicazione, a dover riconoscere il rimborso del valore della rete al/ai gestori uscenti⁵³. Ne deriva un incentivo, per le imprese di distribuzione, a minimizzare il tasso di partecipazione alle gare per l'attribuzione degli ambiti nei quali non si è nella posizione di gestore uscente, privilegiando la partecipazione alle gare negli ambiti in cui si è fortemente presenti in qualità di gestori uscenti.

92. In tale contesto, solo pochi grandi operatori potranno, plausibilmente, contendere gli ambiti in cui non sono già i principali gestori uscenti. Tra questi rientrano sicuramente Italgas ed Enel Rete, unici ad avere una presenza in oltre il 70% degli ambiti oggetto di gara. Questi due operatori sembrano allo stato gli unici in grado di adottare una strategia di partecipazione alle future gare su scala nazionale. Per questo motivo, ci si attende che Italgas e Enel Rete siano concorrenti tra loro in numerosi ambiti ed, in particolare, in quelli di grande dimensione.

93. Il mercato delle gare per la distribuzione del gas presenta alcune caratteristiche strutturali che possono favorire il raggiungimento di forme di collusione, anche in forma tacita, tra gli operatori presenti⁵⁴. In particolare, tale mercato è caratterizzato da un notevole grado di trasparenza, tenuto conto che il numero e la composizione degli ambiti nonché i criteri di gara sono noti, in quanto stabiliti in decreti del MSE. Sono, inoltre, note le posizioni di partenza di ciascun operatore nei diversi ambiti (in qualità di gestori uscenti)⁵⁵ e saranno pubblicamente conoscibili gli esiti delle gare ad evidenza pubblica che si andranno a realizzare a partire dai prossimi mesi.

⁵³ L'82,4% delle reti di distribuzione esistenti sono di proprietà dei gestori uscenti piuttosto che dei Comuni. Relazione Annuale AEEG per l'anno 2011, pag. 152.

⁵⁴ Cfr. la Causa T-324/99, *Airtours contro Commissione*, punto 62.

⁵⁵ Sul sito internet dell'AEEG sono in particolare disponibili i dati sui gestori del servizio di distribuzione nei singoli comuni.

Qualsiasi partecipante al mercato potrà pertanto agevolmente monitorare l'andamento delle gare e, dunque, il mutare della posizione relativa dei vari operatori. La trasparenza delle condizioni appena descritta rende credibile la possibilità che una impresa, qualora osservi un comportamento di un concorrente che non appare in linea con un obiettivo di massimizzazione congiunta dei profitti (ad esempio partecipazione ed aggiudicazione di una gara in cui la prima impresa era *incumbent*), ponga in atto comportamenti di ritorsione attraverso la partecipazione competitiva a gare dove è l'altra impresa ad essere gestore uscente.

94. In tale contesto, l'acquisizione del controllo indiretto di Italgas tramite Snam, da parte di CDP, crea un legame strutturale tra Italgas ed Enel Reti idoneo a rendere ancora più facile l'emersione di equilibri collusivi sul mercato delle gare per la distribuzione di gas⁵⁶. Ciò in quanto le politiche di partecipazione alle gare di Italgas e Enel Reti potrebbero essere influenzate dall'obiettivo di CDP di massimizzazione congiunta del valore delle proprie partecipazioni nel settore della distribuzione gas. Al fine di evitare tali effetti di coordinamento, il legame strutturale che viene a crearsi a seguito della concentrazione deve essere opportunamente sterilizzato con particolare riferimento alla capacità, in seno a CDP, di esercitare una influenza, diretta od indiretta, nelle politiche di partecipazione alle gare di Italgas e Enel Reti.

95. Le modifiche apportate da CDP ai propri poteri di *governance* in F2i ed in Italgas, come emergono dalla integrazione alla comunicazione dell'operazione di concentrazione del 6 agosto 2012, appaiono per l'appunto idonee a sterilizzare tali possibili effetti di coordinamento.

96. Le misure di *governance* che saranno adottate da CDP con riferimento ai suoi legami con Enel Rete per il tramite di F2i ed F2i Reti – relative all'obbligo di non partecipazione dei rappresentanti di CDP nel CdA e nel Comitato investimenti di F2i alle discussioni di delibere in materia di gare per la distribuzione del gas ed al divieto per qualsiasi rappresentante di CDP di avere incarichi in F2i Reti (e nelle sue controllate, ossia Enel Rete), incidono efficacemente sul rischio che CDP possa esercitare una qualche influenza sulle decisioni di Enel Rete in ordine alla partecipazione alle gare o comunque venire a conoscenza in anticipo delle strategie di partecipazione

⁵⁶ Con riguardo ai possibili effetti anticoncorrenziali coordinati delle concentrazioni orizzontali cfr. i punti 39 e seguenti degli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese" (224/C 31/03).

alle gare della società.

97. Con riferimento ad Italgas, in primo luogo verrà mantenuta l'attuale regola che esclude una discussione (o approvazione) preventiva delle decisioni di Italgas in materia di partecipazione alle gare per la distribuzione gas in seno al CdA di Snam. Inoltre, CDP, non appena assumerà il controllo pieno di Snam, e dunque successivamente alla nomina del nuovo CdA di Snam da parte dell'assemblea della società che approverà il bilancio 2012 (entro l'estate 2013), proporrà alcune modifiche alla *governance* di Italgas. In particolare, dall'attuale situazione che vede il CdA di Italgas composto da tre membri interamente di nomina Snam, si passerà ad una situazione in cui l'organo sociale sarà composto da cinque membri di cui due dotati dei requisiti di indipendenza di cui al Codice di autodisciplina delle società quotate⁵⁷. Gli altri tre saranno nominati da Snam ma non potranno essere soggetti che ricoprano cariche di gestione in CDP, siano meri dipendenti di CDP, oppure siano, sempre con riferimento a CDP, in significativa relazione commerciali, finanziarie e professionali ai sensi del Codice di autodisciplina delle società quotate. In tale nuovo contesto di *governance*, qualsiasi delibera che il CdA di Italgas dovrà assumere in materia di partecipazione alle gare d'ambito dovrà essere approvato con il voto favorevole di 4/5 dei membri, per cui almeno un consigliere indipendente da Snam sarà determinante.

98. Nel periodo antecedente alla nomina del nuovo CdA di Snam (tarda primavera 2013) e quindi, all'introduzione delle modifiche alla *governance* di Italgas, l'indipendenza delle decisioni di quest'ultima in relazione alle gare della distribuzione del gas è, invece, assicurata dalla stessa composizione che sarà assunta, ad *interim*, dal CdA di Snam. Infatti, sino a quel momento, il CdA di Snam sarà ancora per 6/9 quello nominato da Eni in regime di *unbundling* funzionale. Al netto infatti dei tre consiglieri organici ad Eni [*omissis*], i restanti sei consiglieri, che resteranno in carica fino alla prima assemblea del 2013, sono tutti indipendenti ai sensi del Codice di autodisciplina delle società quotate in borsa.

Tutto ciò appare sufficiente a limitare il rischio che la politica di partecipazione alle gare per la distribuzione del gas di Italgas nei prossimi anni possa essere in qualche modo influenzata da CDP.

99. L'insieme congiunto di tale modifiche alla *governance* di Italgas e F2i

⁵⁷ Cfr. la nota 21 *supra*.

operano nella direzione di escludere che CDP possa interferire nella politica di partecipazione alle gare di Italgas e Enel Rete in ossequio ad un obiettivo di massimizzazione congiunta delle partecipazioni di CDP.

vi. I mercati della vendita di gas

100. L'impatto dell'operazione in esame sui mercati della vendita di gas come definiti *supra* è riferibile all'effetto di natura verticale sul livello di concorrenza di tali mercati derivante dal nuovo assetto proprietario di Snam e delle sue controllate, rispetto alla situazione *pre-merger* che vedeva tali società controllate da Eni. Nel valutare tali effetti, pertanto, devono essere messe a confronto le condizioni di concorrenza che si vengono a determinare a seguito della concentrazione con quelle che si determinerebbero in sua assenza⁵⁸.

101. Nell'assetto *pre-merger* si aveva una situazione di integrazione verticale di Eni, operatore *incumbent* del settore del gas nazionale, lungo tutta la filiera (trasporto, stoccaggio, rigassificazione, distribuzione), tale da determinare sia possibili distorsioni nelle decisioni di investimento nelle infrastrutture sia il rischio di comportamenti discriminatori nelle condizioni di accesso alle infrastrutture stesse. Tale rischio di comportamenti discriminatori nelle condizioni di accesso alle infrastrutture è stato nel tempo tuttavia minimizzato (se non eliminato del tutto) tramite la definizione di una pervasiva regolamentazione secondaria, in applicazione di normative primarie comunitarie e nazionali, che ha definito rigide condizioni (e tariffe) di accesso alle infrastrutture di importazione, trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas. Nell'assetto verticalmente integrato Eni/Snam residuava, pertanto, il rischio di possibili distorsioni concorrenziali legate all'incentivo per Eni di influenzare le decisioni di investimento di Snam (e delle sue controllate) al fine di difendere le proprie quote nei mercati della vendita del gas⁵⁹.

102. Questo rischio di decisioni di investimento distorte dagli obiettivi di Eni

⁵⁸ Cfr. il punto 9 degli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese" (2004/C 31/03) ed il punto 20 degli "Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni non orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese (2008/C 265/07).

⁵⁹ Esempio al riguardo la vicenda legata ai mancati investimenti nelle infrastrutture di stoccaggio per tutto il periodo 2000-2010 da parte di Stogit, come certificato dall'indagine conoscitiva congiunta AGCM/AEEG del 2009 (cfr. proc IC38).

è stato anch'esso fortemente ridotto di recente dall'implementazione, anche a seguito dell'approvazione del cd "terzo pacchetto di direttive energia" di ulteriori misure volte a limitare, in assenza di separazione proprietaria, l'influenza di Eni sulle proprie controllate attive nei settori delle infrastrutture per il gas naturale.

103. Con specifico riguardo all'attività di trasporto e dispacciamento del gas – attività per cui la terza direttiva gas prevedeva una forma di "separazione effettiva" - Snam Rete Gas, come visto in precedenza, è stata assoggettata alla disciplina del Gestore di Trasporto Indipendente (ITO) di cui agli artt. 11-15 del D.Lgs. n. 93/11 ed al capo IV della Dir. 2009/73/CE, volta proprio ad assicurare l'indipendenza della gestione della rete di trasporto rispetto agli interessi della fornitura e della produzione ed impedire lo scambio di informazioni riservate. Inoltre è stata approvata una complessa disciplina in materia di investimenti nella rete di trasporto e dispacciamento del gas di cui all'art. 16 del D.Lgs. n. 93/11.

104. Per le attività di stoccaggio/rigassificazione e distribuzione del gas la terza direttiva gas non prevede nient'altro che un regime di separazione giuridico/contabile (misura che in Italia è stata implementata sin dal 2001). Con specifico riferimento allo stoccaggio, rileva tuttavia l'approvazione del D.Lgs. n. 130/2010 che ha imposto ad Eni, al fine di poter mantenere una quota di mercato all'ingrosso pari al 55%, di impegnare Stogit ad un piano di investimenti quinquennale per 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Tale piano si concluderà al 31 agosto 2015 ed impegnerà Stogit (sulla base di un contratto sottoscritto con Eni) anche successivamente all'uscita di tale società dal perimetro del gruppo Eni.

105. Dato questo contesto generale, l'operazione in esame determina il passaggio da una situazione di integrazione verticale piena tra Eni e Snam (e le sue società controllate) ad un situazione in cui tra l'*incumbent* Eni ed il gruppo Snam non vi è più nessun legame se non quello, indiretto, e di natura puramente finanziaria, connesso al fatto che CDP possiede una partecipazione del 29% in Eni, sotto la gestione separata di CDP e dunque sottoposta al potere di indirizzo del MEF. L'effetto globale dell'operazione ("*merger specific*") è dunque di un miglioramento netto delle condizioni concorrenziali sui mercati dello stoccaggio, della rigassificazione e della distribuzione di gas, ove si passa da una situazione di integrazione verticale

(non mediata da nessun meccanismo stile ITO) ad una situazione di controllo di CDP. Con riferimento alle attività di trasporto e dispacciamento, l'operazione – che comporta la separazione proprietaria tra Eni e Snam Rete Gas – determinerà necessariamente, invece, l'abbandono del modello di *unbundling* funzionale tipo ITO ed il passaggio ad una situazione di controllo di CDP su Snam (e dunque Snam Rete Gas) sulla base delle norme civilistiche vigenti.

106. Le preoccupazioni concorrenziali che sussistono in merito agli effetti sui mercati della vendita di gas derivanti dall'assetto di mercato determinatosi a seguito dell'operazione in esame sono dunque relative al possibile conflitto di interessi in capo a CDP che si potrebbe esplicitare attraverso una politica di massimizzazione complessiva delle partecipazioni detenute da CDP stessa in Eni e Snam Rete Gas, non più mediate dalle norme di *unbundling* funzionale (ITO) attualmente esistenti.

107. Data per scontata l'impossibilità, sulla base dell'attuale regolamentazione, di realizzare discriminazioni nell'accesso alle infrastrutture di trasporto e dispacciamento, l'analisi della normativa vigente, conduce a ritenere che sarà anche molto difficile, se non impossibile, per CDP –qualora ne avesse gli incentivi – influenzare la politica di sviluppo della rete nazionale di trasporto in maniera coerente con l'obiettivo di massimizzazione della partecipazione in Eni. L'art. 16 del D.Lgs. n. 93/11 ha infatti introdotto una compiuta disciplina in materia di piano di sviluppo della rete di trasporto (che si applica al gestore della trasporto a prescindere dalla forma di separazione effettiva prescelta). Il gestore della rete di trasporto è in particolare tenuto a sviluppare e trasmettere annualmente al MSE ed all'AEEG (nonché alle Regioni interessate) il piano di sviluppo decennale della rete; il piano è oggetto di valutazione da parte di tali soggetti⁶⁰ che realizzano altresì un monitoraggio sulla sua attuazione. Se il gestore – per cause a lui imputabili – non attua un investimento previsto nel piano il MSE e l'AEEG possono imporre al gestore la realizzazione entro un tempo definito (con oneri a carico del sistema tariffario). Il decreto, inoltre, amplia i poteri sanzionatori dell'AEEG, anche con riguardo all'inosservanza degli obblighi di realizzare gli investimenti “imposti” (fino a un massimo di circa 155 milioni di euro, entro il limite del 10% del fatturato; art. 45 del D.Lgs. n. 93/11). L'AEEG ha, inoltre, introdotto con propria delibera di

⁶⁰ L'AEEG è tenuta a realizzare anche una consultazione pubblica ai fini della valutazione del piano.

natura regolamentare un meccanismo di premi e penalità al fine di dare maggiore certezza alla data di entrata in esercizio degli investimenti a piano⁶¹. Non sembra, pertanto, residuare alcuna discrezionalità in capo al soggetto controllore di Snam per influenzare in maniera indebita il piano di sviluppo della rete di Snam Rete Gas rispetto agli obiettivi condivisi con Autorità di Governo, regolatore di settore e enti territoriali.

108. Quanto agli investimenti in nuove infrastrutture di importazione di gas – a prescindere dalla circostanza che essi possano essere inseriti nel piano decennale di cui sopra o meno – appare di rilievo al fine di escludere un uso di tali investimenti strumentale alla valorizzazione della partecipazione di CDP in Eni, il quarto Considerato del DPCM del 25 maggio 2012 che afferma: “*CONSIDERATO, altresì, che è necessario valorizzare appieno la strategicità di SNAM S.p.A. permettendo a tale società di perseguire, anche nell’interesse nazionale, le attività di sviluppo a livello europeo, in parte già programmate e di finanziare gli investimenti in infrastrutture (ad esempio, gasdotti, terminali GNL, stoccaggi) idonee a promuovere il ruolo del Paese come hub europeo del gas*” (enfasi aggiunta).

109. La politica di sviluppo delle infrastrutture di importazione perseguita da Snam, nel nuovo assetto di controllo della società, parrebbe pertanto vincolata a perseguire, nell’interesse generale, un obiettivo di politica energetica del Governo finalizzato alla realizzazione di un mercato liquido del gas naturale nell’area mediterranea, obiettivo che non è raggiungibile se non attraverso la realizzazione di nuovi investimenti in gasdotti e terminali di rigassificazione (non necessariamente coerenti con l’obiettivo di massimizzazione del valore di Eni).

110. Alla luce delle considerazioni effettuate, pertanto, si ritiene che l’operazione, così come comunicata da CDP, e dunque inclusiva delle modifiche ai poteri di *governance* di CDP contenute nella comunicazione integrativa del 6 agosto 2012, non sia suscettibile di determinare una restrizione alla concorrenza sostanziale e durevole.

RITENUTO, pertanto, che l’operazione in esame non sia suscettibile di determinare, ai sensi dell’articolo 6, comma 1, della legge n. 287/90, la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante sui mercati

⁶¹ Cfr. la deliberazione ARG/gas 156/11.

interessati, tale da eliminare o ridurre in modo sostanziale e durevole la concorrenza;

CONSIDERATO che la realizzazione di un'operazione di concentrazione diversa da quella oggetto di comunicazione da parte di CDP in data 9 luglio e 6 agosto 2012, come sopra descritta, potrà essere nuovamente oggetto di valutazione ai sensi dell'articolo 16, comma 7, della legge n. 287/90;

DELIBERA

di non avviare l'istruttoria di cui all'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90.

Le conclusioni di cui sopra saranno comunicate, ai sensi dell'articolo 16, comma 4, della legge n. 287/90, alle imprese interessate e al Ministro dello Sviluppo Economico e delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Il presente provvedimento verrà pubblicato nel Bollettino dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

IL SEGRETARIO GENERALE

Roberto Chieppa

IL PRESIDENTE

Giovanni Pitruzzella