

L'AUTORITÀ GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO

NELLA SUA ADUNANZA del 6 marzo 2012;

SENTITO il Relatore Dottor Salvatore Rebecchini;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'articolo 102 del TFUE;

VISTO il regolamento del Consiglio n. 1/2003 del 16 dicembre 2002;

VISTA la segnalazione pervenuta da parte della società Gas Intensive Società Consortile a r.l. in data 22 novembre 2011 e la successiva integrazione del 20 dicembre 2011;

VISTA la documentazione in proprio possesso;

CONSIDERATO quanto segue:

I. LE PARTI

1. Eni S.p.A. è la capogruppo del gruppo ENI che svolge, anche attraverso numerose società controllate, attività a livello globale nei settori del petrolio, del gas naturale, dell'energia elettrica, della petrolchimica, della finanza, dell'ingegneria e dei servizi. Nel settore del gas naturale, in particolare, ENI opera nell'attività di estrazione e, tramite la propria Divisione Gas and Power, in quelle di approvvigionamento, trasporto internazionale, vendita all'ingrosso e

vendita al dettaglio di gas naturale in Italia ed all'estero. In Italia ENI opera anche nei settori del trasporto nazionale, distribuzione e stoccaggio naturale di gas, nonché nella gestione di infrastrutture di rigassificazione di Gas Naturale Liquefatto (GNL). Nel settore dell'energia elettrica, ENI è attiva a livello di produzione e vendita all'ingrosso e al dettaglio di energia elettrica sul mercato italiano, dove essa opera tramite la propria Divisione ENI Gas and Power. Il fatturato realizzato da ENI a livello mondiale, nel 2010, è stato di circa 98,5 miliardi di euro¹.

2. Gas Intensive Società Consortile a.r.l. (di seguito, GI) è una società, aderente a Confindustria, costituita nel 2001 da 8 associazioni di categoria che rappresentano più di 300 imprese italiane grandi consumatrici di gas naturale: Andil, Assocarta, Assofond, Assomet, Assovetro, Cagema, Confindustria Ceramica, Federacciai. La finalità principale di Gas Intensive è quella di operare in qualità di centrale di acquisto, negoziando l'acquisto di gas a condizioni più vantaggiose di quelle che le singole imprese socie sarebbero in grado di ottenere sul mercato, nonché gestire direttamente le attività connesse al trasporto e allo stoccaggio di gas naturale.

II. I FATTI SEGNALATI

3. In data 22 novembre 2011 è pervenuta una segnalazione, successivamente integrata il 20 dicembre 2011, da parte di GI. Oggetto della segnalazione sono alcune condotte di Eni messe in atto a partire dalla primavera 2011 in relazione alla cessione di capacità di trasporto secondaria su alcuni gasdotti internazionali². In particolare GI denuncia che, a partire da aprile 2011, per la prima volta dopo anni di effettuazione regolare di aste di capacità di trasporto estiva, Eni non avrebbe più organizzato tali aste sui gasdotti Transgas e TAG. Analogamente, Eni non avrebbe svolto più alcuna asta di capacità secondaria annuale sui due gasdotti per l'intero anno termico 2011-2012, nel periodo in

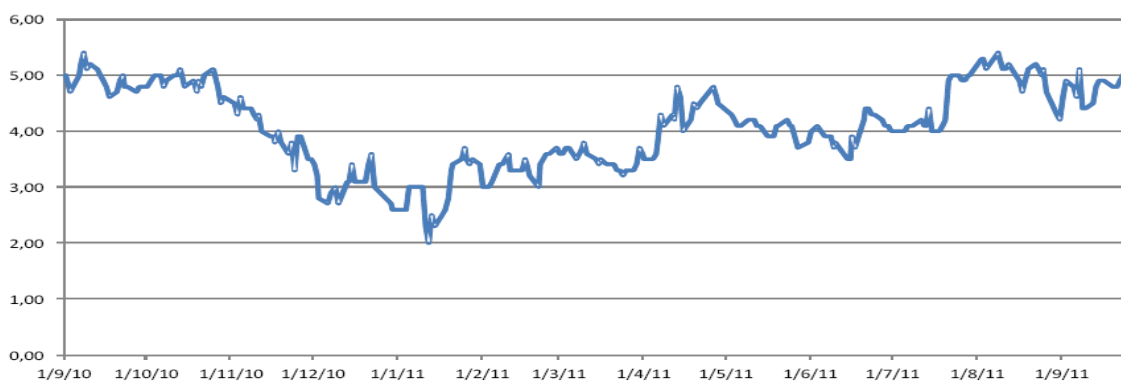
¹ Dati di bilancio tratti dal sito www.eni.com.

² Le infrastrutture del trasporto sono gestite dai c.d. vettori (o TSO) i quali offrono i diritti di "capacità primaria" di trasporto agli *shipper* (o *traders*) o ai consumatori finali di grande dimensione che facciano ricorso all'auto-approvvisionamento. La capacità di trasporto tramite gasdotti può essere ceduta anche come "capacità secondaria", vale a dire da uno shipper aggiudicatario della capacità del TSO (nel caso in esame, la stessa Eni) ad altri shipper o clienti finali di grandi dimensioni.

cui, negli anni precedenti, tali aste si effettuavano regolarmente (tra maggio e inizio luglio).

4. GI inquadra il comportamento di Eni nella particolare congiuntura che ha caratterizzato il settore del gas in Italia ed in Europa, negli ultimi mesi. Infatti, nel marzo 2011 si è svolta, per la prima volta, l'asta per l'allocazione delle quote di stoccaggio fisico e virtuale in applicazione alle disposizioni del Decreto Legislativo n. 130/2010³. Tale innovazione si inseriva in un contesto nel quale, il differenziale tra il prezzo del gas prevalente al c.d. Punto di Scambio Virtuale (PSV)⁴ ed il prezzo del gas prevalente sul mercato organizzato del gas olandese *Title Transfer Facility* (TTF) aveva assunto un trend stabilmente positivo, intorno ai 4/5 €/MWh (cfr. grafico). Secondo GI un differenziale tra prezzo al PSV e prezzi al TTF superiore ai 2 €/MWh renderebbe sempre conveniente le importazioni di gas dal nord Europa verso l'Italia, in quanto tale valore coprirebbe i costi di trasporto del gas lungo i gasdotti⁵.

Figura 1
Spread tra prezzi Italia (PSV) e prezzi sul TTF (in €/MWh)



Fonte: Gas Intensive.

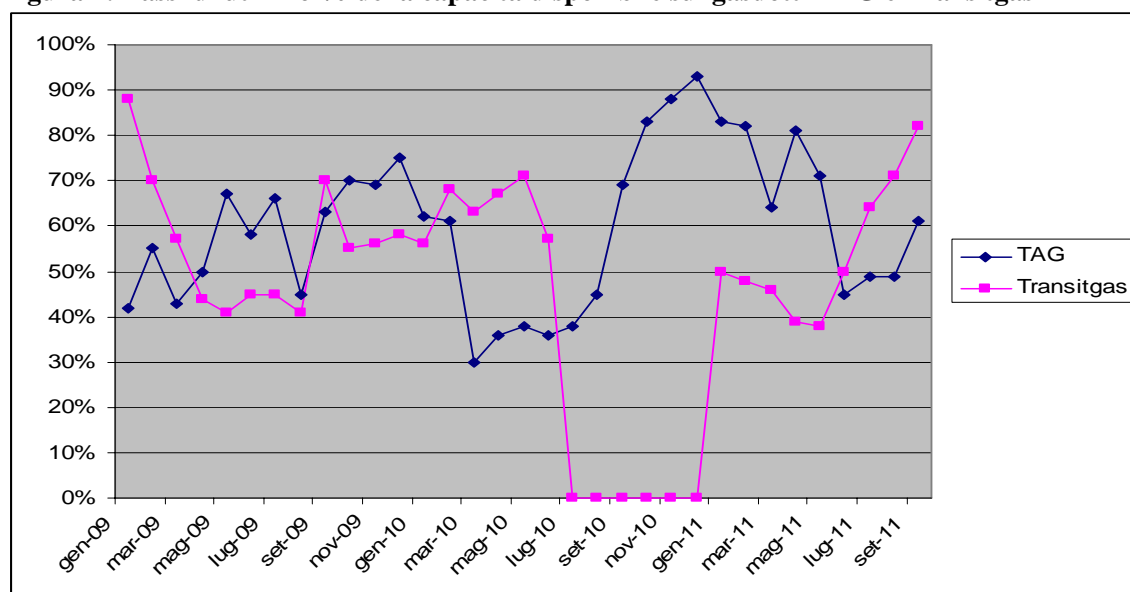
³ Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, recante “Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell’articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n. 99” ha previsto, per la prima volta, la possibilità per i clienti industriali (di ogni dimensione) e per quelli elettrici (art. 3, comma 5) di ottenere capacità di stoccaggio autonoma per un volume complessivo di 4 miliardi di metri cubi.

⁴ Il PSV è un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete di trasporto italiana presso il quale gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella rete nazionale. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter*, esso dunque non può essere assimilato a una borsa gas, che in Italia è stata avviata solo il 10 maggio 2010 presso il Gestore del mercato elettrico e che allo stato è ancora in una fase di prima attivazione.

⁵ Cfr. Segnalazione di GI del 22 novembre, pagina 6.

5. Infine, come terzo elemento congiunturale, GI ha prodotto alcune elaborazioni di dati di fonte Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ed Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) da cui emerge come i due gasdotti TAG e Transitgas mostrino nel periodo gennaio 2009-settembre 2011 un livello di utilizzo della capacità disponibile medio compreso tra un valore estivo del 30%-40% ed un valore invernale del 60%-70% (con l'eccezione di alcuni mesi dell'inverno 2010-2011 in cui un incidente ha determinato la chiusura del Transitgas ed il conseguente maggiore utilizzo del TAG). In particolare, nel semestre marzo-settembre 2011, i gasdotti Tag e Transitgas hanno mostrato un utilizzo medio, rispettivamente, del 60% e del 56%, a fronte di un utilizzo medio totale dei gasdotti di importazione (dunque compresi il Transmed ed il Greenstream) del 58%⁶.

Figura 2: Tassi di utilizzo % della capacità disponibile sui gasdotti TAG e Transitgas



Fonte: Elaborazioni su dati forniti da Gas Intensive di fonte MSE e AEEG.

6. GI ha allegato alcuni dati al fine di circostanziare la segnalazione in merito alla mancata indizione delle aste da parte di Eni sui due gasdotti TAG e Transitgas nel 2011, fornendo anche una comparazione rispetto alle aste

⁶A riguardo si ricorda che proprio da marzo 2011 il gasdotto libico Greenstream ha cessato di veicolare gas in Italia a causa della guerra civile allora in corso. Ciò nonostante, il gasdotto algerino Transmed non ha mostrato un utilizzo superiore rispetto al passato. Anzi nel periodo marzo-settembre 2011, la media dell'utilizzo del gasdotto è stato del 59% a fronte di un 64% dello stesso periodo del 2010 (dati contenuti nella tabella 3 della segnalazione GI del 22 novembre 2011).

effettuate nel 2010. Dai dati risulta che, a partire dalla primavera del 2011, gli unici soggetti che hanno effettuato gare per l'allocazione della capacità di trasporto sui due gasdotti sono stati i due *Transport System Operator* (TSO): *Trans Austria Gasleitung GmbH* per il TAG e *Eni Gas Transport International* per il Transtigas⁷, oltre che sempre per questo gasdotto, l'operatore svizzero *Swissgas* per quantitativi assai contenuti. Dalla tabella 1 si nota come invece Eni abbia cessato di bandire aste sia di capacità estiva per il 2011 che di capacità annuale per l'anno termico 2011-2012. Pertanto, nel complesso, la capacità estiva messa a gara nel 2011 si è ridotta ad appena il 15% rispetto a quella dell'anno precedente⁸, la capacità annuale disponibile per l'a.t. 2011-2012 equivaleva solo al 37% di quella messa all'asta per l'a.t. 2010-2011⁹.

⁷La quota detenuta da Eni in entrambe le società è stata ceduta nel corso del 2011 in ottemperanza agli impegni assunti dalla società nei confronti della Commissione Europea nel caso COMP/39315 Eni. Fino al 2011, Eni deteneva l'89% delle azioni esistenti di *Trans Austria Gasleitung GmbH*. In seguito agli impegni presi con la Commissione UE, il 22 dicembre 2011 Eni ha ceduto questa partecipazione a Cassa Depositi e Prestiti, ma è rimasto in vigore il contratto di trasporto di gas "ship or pay" di Eni con TAG. Il 30 novembre 2011, Eni ha finalizzato la cessione di tutte le partecipazioni in *Eni Gas Transport International* alla società belga Fluxys Europe, pur mantenendo, anche in questo caso, in vigore i contratti di trasporto di lungo periodo "ship or pay" tra la stessa Eni e le società *Eni Gas Transport Deutschland* ed *Eni Gas Transport International*, cedute. Gli impegni presentati da ENI prevedevano altresì che nelle more della realizzazione della cessione, le sue partecipazioni nelle società cui fanno capo i due gasdotti venissero gestite da un mandatario indipendente (punto 13 degli Impegni dell'8 luglio 2010).

⁸Nel complesso, nell'estate 2011 sui due gasdotti era disponibile una capacità di 0,4 GSmc rispetto ai 2,7 GSmc del 2010.

⁹Nel complesso, per i due gasdotti, la capacità annuale disponibile tramite gara nell'a.t. 2010-2011 era 8,4 GSmc, ed è diventata 3,1 GSmc nell'a.t. 2011-2012.

Tabella 1: Aste per la capacità di trasporto su TAG e Transtigas (GSmc)

Banditore	Data bando	Capacità (GSmc)	Data bando	Capacità (GSmc)
TAG	Capacità annuale			
	a.t. 2010-2011		a.t. 2011-2012	
TSO	28/06/2010	2,2	30/05/2010	2,2
Eni	1/07/2010	3,3	-	-
Totale		5,5		2,2
TAG	Capacità estiva			
	Estate 2010 (a.t. 2009-2010)		Estate 2011 (a.t. 2010-2011)	
TSO	-	-	-	-
Eni	marzo-maggio 2010	1,9	-	-
Totale		1,9		-
Transitgas	Capacità annuale			
	a.t. 2010-2011		a.t. 2011-2012	
TSO	1/7/2010	0,8	5/7/2011	0,6
Eni	1/7/2010	1,8	-	-
Swissagas	-	0,3		0,3
Totale		2,9		0,9
Transitgas	Capacità estiva			
	Estate 2010 (a.t. 2009-2010)		Estate 2011 (a.t. 2010-2011)	
TSO	29/04/2010	0,2	marzo, maggio e luglio 2011	0,4
Eni	marzo e maggio 2010	0,6	-	-
Totale		0,8		0,4

Fonte: Gas Intensive, tavole da 1 a 7 della segnalazione del 21 dicembre 2011

7. GI ha per la prima volta reso pubblico il suo disappunto per la mancata indizione delle aste di capacità da parte di Eni nel corso di una riunione confindustriale del 24 maggio 2011 a cui partecipava anche un rappresentante di Eni. Nel corso della riunione il Presidente di GI richiedeva un intervento di Confindustria per “[...] sbloccare in tempi rapidi, a soli fini di stoccaggio, delle quantità non utilizzate anche interrompibili di capacità sia sul Tag che sul Transitgas che garantiscano e permettano un effettivo riempimento.”¹⁰

8. Il successivo 8 giugno 2011, il Presidente di GI ha inviato una lettera al Presidente di Confindustria nella quale, richiedendo un suo intervento entro l'estate, si poneva in diretta relazione il sottoutilizzo dei gasdotti, la mancata indizione delle aste di capacità da parte di Eni, le opportunità offerte agli utilizzatori industriali nel settore stoccaggio dal Decreto Legislativo n. 130/2010 e gli effetti assai negativi di questa situazione sul livello dei prezzi a cui venivano sottoscritti i nuovi contratti di fornitura di gas per l'a.t. 2011-

¹⁰ Cfr. Allegato 1 alla risposta alla richiesta di informazioni di GI del 20 dicembre 2011.

2012¹¹. In particolare, con riferimento a quest'ultimo aspetto, GI ha dichiarato che *“in generale, i contratti di fornitura per l'anno termico 2011-2012 hanno registrato un incremento del costo di acquisto del gas naturale di circa il 25-30% rispetto al precedente anno termico [...] solo in parte riconducibile ai recenti aumenti del costo del petrolio”*¹².

9. Successivamente ad una lettera di risposta del Presidente di Confindustria del 28 giugno 2011, si sono tenute sempre presso l'associazione imprenditoriale due riunioni del Comitato Energia di Confindustria, la prima il 15 luglio 2011 e la seconda il 15 settembre 2011, alle quali ha partecipato anche Eni.

10. Nel corso di queste riunioni GI ha ribadito le proprie posizioni in merito alla necessità delle aste. Rileva in particolare, in questa sede, il fatto che GI, nella riunione del 21 luglio, richiedendo esplicitamente ad Eni di mettere a disposizione la propria capacità inutilizzata sul Transitgas, abbia dichiarato di essere disponibile anche ad acquisire capacità in forma interrompibile che *“[p]otrà quindi essere restituita in qualunque momento al titolare qualora lo stesso titolare abbia necessità di utilizzarla. Per garantire una rapida attuazione della misura, si può far riferimento ai fini dell'identificazione dei soggetti a quelli individuati dal decreto 130/10”*¹³. Queste considerazioni venivano ulteriormente rafforzate da GI nella successiva riunione del 15 settembre 2011: *“I gasdotti di importazione di collegamento ai mercati europei (Transitgas e TAG) continuano ad essere inspiegabilmente sottoutilizzati. Infatti in presenza di un differenziale di prezzo favorevole al mercato italiano, non si comprende per quali ragioni i titolari di capacità su tali gasdotti non*

¹¹ Cfr. Allegato 2 alla segnalazione risposta alla richiesta di informazioni di GI del 20 dicembre 2011: “Desidero segnalarti una criticità del mercato del gas nazionale che mina la buona riuscita della importante misura della nuova capacità di stoccaggio introdotta con il decreto 130/10. Analizzando infatti i dati di utilizzo dei gasdotti di importazione dal nord Europa (Transitgas e TAG) si rileva che questi sono fortemente sottoutilizzati rispetto alla loro capacità nominale di importazione. Basti pensare che il Transitgas (che collega l'Italia alle piattaforme del Mare del Nord) è utilizzato a non più del 40% della sua capacità e il TAG (che collega il mercato italiano alla piattaforme che fanno capo a Baumgarten) nel mese di maggio è stato utilizzato al 60%. Ciò determina una pressoché totale assenza di liquidità sul mercato italiano e genera una ingiustificata crescita del divario di prezzo rispetto ai mercati europei dove invece non si registrano tensioni e permane una significativa liquidità dato anche il periodo estivo. Gli effetti di questo sotto utilizzo si ripercuotono in maniera gravissima sui rinnovi contrattuali già in fase critica. Basti pensare che il costo del gas scambiato in Italia a fine aprile era circa 25 €/MWh ed oggi è salito a 28 €/MWh. Se non si interviene rapidamente entro l'inizio dell'estate tale situazione rischia, non solo di vanificare la positiva misura introdotta con il decreto stoccaggi, ma anche che la stessa misura abbia un effetto non giustificato negativo sulla competitività delle imprese. Riteniamo pertanto urgente prevedere la possibilità per i soggetti industriali titolari di capacità di stoccaggio ai sensi del decreto legislativo n. 130/10 di accedere alle capacità inutilizzate di importazione sulle linee di interconnessione con i mercati europei, per restituire alla misura dello stoccaggio l'originale efficacia”.

¹² Cfr. segnalazione GI del 22 novembre 2011, pagina 8.

¹³ Cfr. Allegato 5 alla risposta alla richiesta di informazioni di GI del 20 dicembre 2011.

massimizzino le importazioni. Questo fenomeno è in contrasto con le normali leggi di mercato [...] Il mancato utilizzo delle capacità di importazione si traduce in una pesante perdita per il sistema Italia e in una altrettanto [pesante] perdita di competitività per il settore industriale a forte utilizzazione del gas”¹⁴.

11. A queste argomentazioni molto esplicite di GI, Eni risponde nel corso della riunione in Confindustria del 15 settembre 2011. Secondo il resoconto della riunione fornito da GI in allegato alla sua segnalazione, Eni avrebbe sottolineato “[...] *la necessità che i dati siano rapportati alla realtà industriale e regolatoria esistente. Ricorda come i contratti di lungo termine in questa contingenza siano svantaggiati rispetto a quelli di breve termine e che il trasporto internazionale è una materia ampiamente regolata a livello europeo. Sul tema degli stoccaggi, Eni evidenzia come i differenziali di prezzo estate-inverno siano particolarmente chiusi a livello europeo e come questo determini un valore dello stoccaggio diverso dai differenziali di qualche anno fa. In merito al differenziale di prezzo del gas nei diversi hub, sottolinea come tale gap si sia riaperto solo recentemente per ragioni legate alle forme di approvvigionamento*”¹⁵. Al riguardo GI fa presente che le giustificazioni addotte da Eni al suo comportamento, prevalentemente collegate alla necessità di rispettare gli impegni *take or pay* contenuti nei propri contratti di approvvigionamento, sembrano non tenere conto del fatto che GI aveva esplicitamente dichiarato, sin da maggio 2011, di essere disponibile anche ad ottenere capacità estiva interrompibile (che dunque per definizione non vincola il cedente ove tale cessione metta a rischio i propri impegni *take or pay*).

III. I GASDOTTI TENP/TRANSITGAS E TAG

12. I sistemi di importazione di gas Transitgas (congiuntamente alla tratta a monte denominata Tenp) e TAG sono gli unici che consentono di accedere ai mercati del nord Europa (principalmente il TTF olandese e il ZEE in Belgio) e di *Baumgarten* (dove si consegna il gas scambiato presso il Central European Gas Hub, CEGH, di Vienna).

¹⁴ Cfr. Allegato 5 alla risposta alla richiesta di informazioni di GI del 20 dicembre 2011.

¹⁵ Cfr. Allegato 6 alla risposta alla richiesta di informazioni di GI del 20 dicembre 2011.

13. Il gasdotto Trans Austria Gasleitung (TAG) è una delle principali infrastrutture per l’approvvigionamento di gas in Italia, proveniente dalla Russia. In particolare, TAG trasporta gas russo proveniente dalla Repubblica Slovacca, partendo dalla località di *Baumgarten* in Austria (al confine austro-slovacco) e arrivando a Tarvisio (punto d’ingresso in Italia). Nel 2010, circa il 30% delle importazioni di gas in Italia ha riguardato gas russo trasportato sul Tag.

14. Il Tag ha una capacità di trasporto di circa 107 milioni di mc/giorno (circa 39 miliardi di mc/anno). ENI dispone di contratti di trasporto *ship or pay* che, da informazioni sin qui disponibili, ammontano, a circa il 1’85%-95% del totale della capacità¹⁶.

15. Analizzando, invece, i dati di “capacità di interconnessione” conferita al punto di ingresso del TAG nella rete nazionale dei gasdotti, nel corso dell’a.t. 2010-2011, risulta che la quota conferita ad ENI ammonta a circa il [OMISSIS%]* di tale capacità e che alcuni *shipper* dispongono di capacità di interconnessione di lungo e di breve periodo per importazioni provenienti dal TAG¹⁷, probabilmente in parte in virtù di accordi di cessione con Eni.

16. Focalizzando l’attenzione sulla capacità conferita ad Eni all’*entry point* di Tarvisio si nota come le importazioni effettuate da Eni siano spesso inferiori alla capacità conferita, con un ciclo stagionale estate/inverno molto pronunciato (cfr. figura 3).

Figura 3 [OMISSIS]

17. Il sistema Tenp/Transitgas collega Belgio e Olanda all'Italia con due tratte consecutive possedute e gestite da diverse società: la tratta Tenp sul territorio tedesco e la tratta Transitgas nel territorio svizzero. Il gasdotto attraversa il territorio tedesco da Bocholtz, punto di connessione con la rete olandese gestita dalla società olandese Gas Transport Services (Gasunie 100%), fino alla frontiera svizzera, dove Tenp si allaccia a Wallbach con il Transitgas.

¹⁶ Cfr. Decisione della Commissione relativa a un procedimento a norma dell’articolo 102 del trattato sul funzionamento dell’Unione europea e dell’articolo 54 dell’accordo SEE (Caso COMP/39.315 – ENI), par 21.

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

¹⁷ Dati di fonte Snam rete Gas e AEEG acquisiti dall’Autorità in date 3, 11 e 18 novembre 2011.

Quest'ultimo attraversa la Svizzera fino a Passo Gries (punto di ingresso nella rete italiana di Snam Rete Gas)¹⁸.

18. Il gasdotto Transitags ha una capacità di trasporto di circa 59 milioni di mc/giorno (circa 21,5 miliardi di mc/anno). Eni dispone di contratti di trasporto *ship or pay* che, dalle informazioni disponibili, ammontano a circa l'85%-95% del totale della capacità. Sulla base delle informazioni allo stato disponibili Eni dispone di contratti *ship or pay* per una quota di circa il 67% della capacità complessiva del gasdotto Tenp¹⁹.

19. Analizzando, nuovamente, i dati di "capacità di interconnessione" conferita al punto di ingresso del Transitgas nella rete nazionale dei gasdotti nel corso dell'a.t. 2010-2011 risulta che ad ENI è stato conferito circa il [OMISSIS%] di tale capacità e che alcuni *shipper* dispongono di capacità di interconnessione di lungo e di breve periodo per importazioni provenienti dal Transitgas²⁰, probabilmente in parte in virtù di accordi di cessione con Eni.

20. Anche nel caso del Transitgas, dall'osservazione della capacità conferita ad Eni all'*entry point* di Passo Gries emerge che le importazioni effettive attribuibili ad Eni sono spesso inferiori alla capacità conferita, benché con un ciclo stagionale estate/inverno meno pronunciato che nel TAG (cfr. figura 4).

Figura 4 [OMISSIS]

IV. VALUTAZIONI

IV. a) i mercati rilevanti

21. La segnalazione di GI riguarda il comportamento di Eni che, in qualità di *shipper* detentore della quasi totalità della capacità primaria sui due gasdotti TAG e Transitgas, avrebbe modificato, a partire dalla primavera 2011, la propria politica di messa a disposizione di capacità secondaria, non indicando

¹⁸ La condotta Transitags è rimasta bloccata per una frana da luglio a dicembre 2010, poi dal 26 aprile al 2 maggio e dal 10 al 18 ottobre 2011. Dal 25 luglio al 30 novembre 2011 la capacità del gasdotto transtedesco Tenp è stata dimezzata nel tratto di 224 km tra Schwarzach (Baden Wurttemberg) e Auderath (Rhineland), al fine di verificare l'integrità della condotta.

¹⁹ Cfr. Decisione della Commissione relativa a un procedimento a norma dell'articolo 102 del trattato sul funzionamento dell'Unione europea e dell'articolo 54 dell'accordo SEE (Caso COMP/39.315 – ENI), parr. 19 e 20.

²⁰ Dati di fonte Snam Rete Gas e AEEG acquisiti dall'Autorità in date 3, 11 e 18 novembre 2011.

aste di capacità né estiva né annuale. GI ha, a più riprese, anche in sede confindustriale, denunciato l'effetto negativo che tale mancata indizione delle aste per la capacità avrebbe avuto sulla possibilità per i grandi consumatori industriali consorziati di rifornirsi di gas "estivo" sui mercati esteri a prezzi più convenienti e sfruttare le nuove opportunità di stoccaggio offerte dal quadro normativo introdotto dal Decreto Legislativo n. 130/2010. La condotta di Eni interessa, pertanto, sia il mercato del trasporto internazionale di gas verso l'Italia lungo i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas, nel quale ha luogo il comportamento, sia il mercato della fornitura di gas ai clienti industriali, dove si esplicano gli effetti di tale comportamento²¹.

22. Quanto al primo mercato si osserva che i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas sono gli unici che consentono agli operatori di trasportare in Italia il gas acquistato presso i principali *hub* (mercati organizzati *spot*) europei (rispettivamente, presso il CEGH austriaco e presso il TTF olandese ed il ZEE belga). Rispetto all'approvvigionamento diretto presso i paesi produttori, l'approvvigionamento di gas presso un *hub* si caratterizza in genere per la più breve durata delle forniture e per la modalità di formazione del prezzo, che risulta dall'interazione effettiva di domanda e offerta anziché da un'indicizzazione al prezzo del petrolio. Da alcuni anni, a causa dell'aumento dell'offerta e della diminuzione della domanda di gas a fronte della crisi economica globale, tale modalità di acquisto genera stabilmente prezzi *spot* più bassi di quelli determinati basandosi sui contratti *take or pay* agganciati alle quotazioni petrolifere.

23. Per questi motivi, sia *shipper* sia eventuali clienti finali interessati a forniture di breve periodo (ad esempio forniture di gas estivo per sfruttare lo spazio di stoccaggio a disposizione) e/o alle più economiche condizioni di approvvigionamento praticate sugli *hub*, non possono efficacemente sostituire a tal fine i servizi di trasporto del TAG e del Tenp/Transitgas con quelli degli altri gasdotti esistenti (TTPC/TMPC e Greenstream)²². Questi ultimi, infatti, non

²¹ In varie decisioni la Commissione Europea ha effettuato questa distinzione tra le due categorie di mercati; quella delle infrastrutture (mercati del trasporto e dello stoccaggio) e quella della fornitura (mercati all'ingrosso e al dettaglio). Cfr., ad es., COMP/M.3440 *EDP/SDP/Eni*, COMP/M.3696 *E.ON/MOL* e COMP/M.3868 *DONG/Elsam/Energi E2*. La distinzione tra mercato della fornitura all'ingrosso e al dettaglio è anche coerente con le precedenti decisioni dell'Autorità nel settore del gas.

²² Il sistema TTPC/TMPC rappresenta il collegamento per trasportare il gas dall'Algeria in Italia, ed è composto dal gasdotto TTPC, che attraversa il territorio tunisino dalla frontiera con l'Algeria fino al Canale di Sicilia e dal gasdotto sottomarino TMPC, che collega la costa tunisina a Mazara del Vallo. La capacità di importazione del sistema è di circa 36 miliardi di mc/anno. La capacità aggiunta con l'ultimo potenziamento andato a regime nel

sono connessi con *hub* liquidi bensì con siti produttivi che si trovano, rispettivamente, in Algeria e in Libia dai quali l'approvvigionamento di gas richiede la sottoscrizione di contratti di lungo periodo. Per i suddetti motivi, all'interno della più ampia categoria delle infrastrutture di trasporto internazionale via tubo per l'importazione di gas naturale in Italia, i due gasdotti che consentono il trasporto del gas acquistato presso i mercati *spot* europei (TAG e Tenp/Transitgas) individuano un mercato rilevante distinto.

24. Una modalità alternativa per importare gas a prezzi comparabili a quelli riscontrati sui mercati *spot* del nord Europa potrebbe essere attraverso l'acquisto di Gas Naturale Liquefatto (GNL) poi rigassificato negli appositi terminali. Tuttavia, anche a prescindere dalla scarsa capacità di rigassificazione disponibile sul territorio nazionale, che si riduce ad una parte del piccolo terminale di Panigaglia (SP) gestito dalla società GNL Italia S.p.A. appartenente al gruppo ENI²³, ad un esame preliminare pare ragionevole affermare che esistano notevoli differenze, sia di tipo tecnologico che economico, tra i due canali di importazione (gasdotti e rigassificatori), tali per cui l'importazione via nave mediante terminali di rigassificazione, almeno allo stato, non sembra possa rappresentare una valida alternativa, per un operatore come il segnalante GI, all'importazione di quantitativi *spot* acquistati sui mercati del Nord Europa.

25. Quanto precede porta a definire, ai fini del caso in oggetto, un mercato rilevante del trasporto internazionale di gas in Italia attraverso i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas che sono collegati con i mercati *spot* del Nord Europa.

26. Con riferimento all'attività di fornitura di gas ai clienti industriali, è oramai prassi consolidata, in considerazione delle differenze nelle caratteristiche della domanda e del prezzo corrisposto, ritenere che il gruppo di consumatori costituiti dai clienti di grandi dimensioni (clienti industriali) identifica un mercato distinto rispetto a quelli della vendita ai clienti termoelettrici e dell'offerta rivolta ai piccoli clienti finali²⁴.

2009, per complessivi 6,5 miliardi di metri cubi/anno è stata interamente allocata a terzi operatori. Il gasdotto sottomarino Greenstream collega il secondo terminale di ingresso nell'Italia meridionale, quello di Gela, alla Libia, con una capacità pari a 10,6 miliardi di mc/anno.

²³ L'impianto di Panigaglia viene generalmente usato per importare gas dall'Algeria e dalla Nigeria in Italia, con una capacità di 3,4 miliardi di mc/anno. E', attualmente, l'unico impianto di rigassificazione in Italia con capacità disponibile in quanto l'altro, quello di Rovigo (con capacità di 8 miliardi di mc/anno), è utilizzato quasi completamente dai soggetti che hanno effettuato l'investimento per la sua costruzione.

²⁴Cfr. le decisioni relative al provv. n. 17723, C8835 - AEM/ASM BRESCIA, e al provv. n. 17724, C8876 - Eni/RAMO D'AZIENDA DI ASM, entrambi del 13 dicembre 2007, in in Boll. n. 47/07.

27. Quanto alla dimensione geografica dei mercati rilevanti, si osserva che il mercato del trasporto internazionale sui gasdotti che consentono l'accesso ai mercati *spot* coincide con le "tratte" relative alle due infrastrutture interessate (TAG e Tenp/Transitgas); la dimensione del mercato della fornitura ai clienti industriali di grandi dimensioni invece è, in prima battuta, nazionale.

IV. b) La posizione dominante

28. Eni è l'*incumbent* storico del settore del gas in Italia, ed ha una presenza di rilievo in tutti i mercati della filiera. In particolare, con riferimento al caso di specie, Eni è sicuramente l'operatore dominante nel mercato rilevante del trasporto internazionale di gas in Italia attraverso i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas ed è il primo operatore nazionale in quelli a valle della fornitura di gas ai clienti industriali.

29. Quanto al primo mercato, Eni detiene la titolarità di contratti di lungo periodo per l'utilizzazione della capacità dei gasdotti Transitgas e TAG, per una quota tra l'85% ed il 95% della capacità totale e per una quota di circa il 67% sul Tenp. In passato, Eni controllava anche le società che gestiscono i gasdotti Tag, Tenp e Transitgas (TSO). Il controllo dei TSO's è stato ceduto da Eni negli ultimi mesi del 2011 a seguito della decisione della Commissione Europea dopo che, nel corso dell'anno 2011, la gestione delle partecipazioni era stata delegata ad un mandatario indipendente. Tuttavia tale decisione non ha influito in alcun modo sulla titolarità dei contratti di lungo periodo *ship or pay* detenuta da Eni che, ai fini del caso di specie, costituisce un elemento qualificante del pieno controllo sulla capacità di trasporto dei due gasdotti. La dominanza di Eni nel mercato del trasporto di gas in Italia attraverso i gasdotti TAG e Transitgas è confermata anche dai dati di attribuzione di capacità presso gli *entry points* di Tarvisio e Passo Gries che, come illustrato in precedenza, è ben superiore al [OMISSIS%] nel caso del TAG e si colloca intorno al [OMISSIS%] nel caso del gasdotto Transitgas.

30. Quanto al mercato a valle della vendita di gas ai grandi clienti industriali, dalle informazioni a disposizione risulta che Eni abbia effettuato, nel 2010, una

parte significativa (circa il 36%) del totale delle forniture ai grandi clienti industriali²⁵.

IV. c) L'abuso di posizione dominante

31. Eni, in qualità di *shipper* detentore di una quota prevalente dei diritti di capacità, sui gasdotti TAG e Transigas, rispetto all'a.t. 2010-2011 nel quale aveva realizzato aste di capacità annuale sui due gasdotti per 5,1 miliardi di mc/anno e all'estate 2010, nella quale aveva effettuato aste di capacità estiva per 2,5 miliardi di mc²⁶, a partire dalla primavera 2011 decide di non effettuare alcuna asta di capacità secondaria, con ciò limitando la disponibilità di capacità di trasporto per operatori verticalmente integrati (*shipper* ed utilizzatori finali/clienti industriali), a fronte di un sostanziale sottoutilizzo dei gasdotti da parte di Eni stesso.

32. Il cambiamento di condotta di Eni relativamente alle gare sui gasdotti TAG e Transigas ha inizio proprio in coincidenza con il nuovo quadro congiunturale che si presenta nella primavera 2011 nel settore del gas naturale in Italia: presenza di un differenziale positivo tra prezzi italiani e prezzi prevalenti sugli *hub* europei (intorno ai 5 €/MWh), superiore ai costi necessari a trasportare quel gas in Italia (circa 3 €/MWh)²⁷ e possibilità, anche per utilizzatori finali industriali di gas, di disporre di capacità di stoccaggio fisico, a seguito del Decreto Legislativo n. 130/2010.

33. In tale nuovo contesto diventava particolarmente rilevante, per i clienti industriali, poter disporre, anche per periodi brevi, di capacità di trasporto sui gasdotti che collegano l'Italia ai mercati *spot*, al fine di approvvigionarsi di gas a un prezzo più conveniente sui mercati più liquidi e vantaggiosi e/o per sfruttare le infrastrutture di stoccaggio a loro allocate attraverso l'importazione di gas nel periodo estivo, da utilizzare poi nel periodo invernale. La condotta di Eni consistente nella mancata indizione delle aste di capacità secondaria ha pertanto una chiara portata escludente nella misura in cui, in seguito a tale condotta, i grandi clienti industriali, non riescono ad approvvigionarsi autonomamente di gas dall'estero, proprio quando le condizioni di mercato e il nuovo quadro regolamentare lo rendono economicamente conveniente.

²⁵ Cfr. AEEG, Relazione annuale 2011.

²⁶ Cfr. tabella 1.

²⁷ Cfr. Delibera dell'AEEG n. 20/2012/R/GAS del 2 febbraio 2012.

34. Appare significativo, al riguardo, il fatto che Eni abbia mutato il proprio comportamento interrompendo l'effettuazione delle aste e impedendo così, nella sostanza, l'accesso alla capacità di trasporto ai soggetti che, come i segnalanti, erano interessati a tale capacità, e avevano manifestato chiaramente e in più occasioni tale interesse anche in sede confindustriale, sin dal maggio 2011.

35. La giustificazione che Eni avrebbe addotto nel corso di una riunione del Comitato Energia di Confindustria del 15 settembre 2011 per la mancata indizione delle aste, connessa, parrebbe, alle esigenze di tutela dei contratti *take or pay* (“[...] *in questa contingenza [...] svantaggiati rispetto a quelli di breve termine*”²⁸), non sembra poter resistere sia alle evidenze agli atti sia al contesto normativo vigente. Da un lato, infatti, GI aveva esplicitamente dichiarato la propria disponibilità ad acquisire capacità interrompibile, tale dunque da non mettere a rischio la possibilità del concedente di riappropriarsi della capacità ceduta ove necessario che poteva quindi essere restituita in qualunque momento al titolare qualora lo stesso titolare abbia avuto la necessità di utilizzarla. D'altro canto, benché tutte le direttive comunitarie che si sono susseguite dal 1998 al 2009 (e da ultima la direttiva 73/2009/UE) hanno sempre espressamente contenuto norme di tutela degli obblighi *take or pay* degli approvvigionatori, tale tutela può garantire una priorità in caso di domanda concorrente in un contesto di congestione, ma non può trovare motivo di applicazione nel caso di specie, caratterizzato da un elevato livello di sottoutilizzazione dei gasdotti. Inoltre, si osserva come una cessione di capacità estiva, a cui si riferiva prevalentemente la richiesta di capacità di GI in sede Confindustria, riguarda un periodo dell'anno in cui il rischio di variazioni impreviste di domanda è più basso rispetto ai mesi invernali e, soprattutto, nel quale la sottoutilizzazione dei gasdotti risulta sistematicamente più elevata. Infine, va ricordato che il rischio *take or pay* è in ogni caso attenuato dalle clausole di flessibilità, solitamente incluse nei contratti di approvvigionamento, nei ritiri giornalieri e annuali.

36. I possibili effetti della condotta di Eni sui consumatori finali (industriali) di gas appaiono di immediata evidenza. Infatti, gli elementi analizzati consentono di ipotizzare che una modalità di approvvigionamento indipendente da parte di tali consumatori - tramite partecipazione ad aste per la cessione di capacità secondaria di Eni - avrebbe potuto ridurre i costi per tali soggetti.

²⁸ Cfr. Allegato 6 alla risposta alla richiesta di informazioni di GI del 20 dicembre 2011.

Come osservato, in primo luogo, nel corso della primavera/estate 2011, tutti gli indicatori dei prezzi del gas acquistabile in modalità *spot* presso i principali *hub* europei risultavano inferiori ai prezzi “*oil linked*” delle forniture di lungo periodo nonché al prezzo del gas al PSV. Ove fosse stato possibile, pertanto, i clienti industriali finali avrebbero acquistato gas a prezzi inferiori di quelli pagati da Eni ai suoi fornitori e dalla stessa applicati a valle ai clienti finali. Peraltro tutte le altre componenti di costo, in particolare lo stoccaggio e il trasporto nazionale sono soggette a regolazione e a tariffe fissate dall’AEEG uguali per tutti gli operatori, qualunque sia la modalità di approvvigionamento.

37. L’aver ostacolato, a seguito della decisione di non indire le aste di capacità secondaria, l’auto-approvvigionamento di tali utilizzatori tramite strutture consorziate ha impedito pertanto ai clienti industriali di risparmiare sul margine che lo *shipper* carica sul prezzo in funzione del grado di potere di mercato che riesce ad avere. Si tratta, dunque, di un effetto diretto sul prezzo del gas pagato da quei clienti che non hanno potuto acquistare capacità di trasporto sui gasdotti TAG e Transitgas pur essendosi a tal fine attrezzati con strutture consorziate.

38. Va altresì considerato che ove Eni avesse messo all’asta un quantitativo di capacità secondaria, nell’anno termico 2011-2012, uguale a quello dell’anno precedente, e tale capacità fosse stata acquistata *in toto* dagli operatori interessati a beneficiare del differenziale tra il prezzo italiano e quello degli *hub* europei, si sarebbe innescato un meccanismo concorrenziale che avrebbe ridotto i prezzi italiani al PSV, con ciò influenzando tutta la struttura dei prezzi a cui nel periodo di fine estate-inizio autunno 2011 si stavano sottoscrivendo i contratti di fornitura per l’a.t. 2011-2012. Rileva al riguardo quello che il Presidente di GI scrive l’8 giugno 2011 al Presidente di Confindustria (“*Gli effetti di questo sotto utilizzo si ripercuotono in maniera gravissima sui rinnovi contrattuali già in fase critica. Basti pensare che il costo del gas scambiato in Italia a fine aprile era circa 25 €/MWh ed oggi è salito a 28 €/MWh*”) nonché quanto dichiara sempre GI nella sua segnalazione del 22 novembre 2011 (“*in generale, i contratti di fornitura per l’anno termico 2011-2012 hanno registrato un incremento del costo di acquisto del gas naturale di circa il 25-30% rispetto al precedente anno termico [...] solo in parte riconducibile ai recenti aumenti del costo del petrolio*”)

39. Alla luce di quanto precede appare possibile configurare il comportamento di Eni, consistente nella mancata indizione delle aste di

capacità secondaria per l'estate 2011 e per l'intero anno termico 2011-2012, come un abuso della posizione dominante detenuta dalla società sul mercato del trasporto internazionale di gas attraverso i gasdotti TAG e Tenp/Transitgas collegati con gli *hub* del Nord Europa. Tale condotta ha avuto luogo nonostante Eni fosse consapevole dell'interesse, più volte espresso da GI, ad acquistare diritti di capacità secondaria ed appare volta ad ostacolare forme di approvvigionamento indipendente di gas tese a sfruttare le condizioni di favore dovute al differenziale tra i prezzi italiani ed i prezzi europei, a scapito dei clienti finali.

IV. d) Il pregiudizio al commercio intracomunitario

40. Nel caso di specie il pregiudizio al commercio intracomunitario derivante dalla supposta condotta abusiva appare evidente, dal momento che la mancata indicazione delle aste di capacità secondarie ha impedito al segnalante GI, nonché ad altri eventuali operatori di quel tipo, di approvvigionarsi di gas *spot* in altri paesi membri della Unione Europea (Olanda, Belgio e Austria) invece che acquistare gas da Eni o da altri *shipper* all'interno del territorio nazionale.

RITENUTO, pertanto, alla luce delle considerazioni su esposte, che i comportamenti descritti potrebbero dare luogo a una violazione dell'articolo 102 del TFUE;

DELIBERA

a) l'avvio dell'istruttoria ai sensi dell'articolo 14 della legge n. 287/90, nei confronti della società Eni S.p.A. per accertare l'esistenza di violazioni dell'articolo 102 TFUE;

b) la fissazione del termine di giorni trenta decorrenti dalla notificazione del presente provvedimento per l'esercizio da parte dei legali rappresentanti delle parti del diritto di essere sentiti, precisando che la richiesta di audizione dovrà pervenire alla Direzione Energia della Direzione Generale per la Concorrenza di

questa Autorità almeno quindici giorni prima della scadenza del termine sopra indicato;

c) che il responsabile del procedimento è il Dott. Renato Sicca;

d) che gli atti del procedimento possono essere presi in visione presso la Direzione Energia della Direzione Generale per la Concorrenza di questa Autorità dai rappresentanti legali delle parti, nonché da persona da essi delegata;

e) che il procedimento deve concludersi entro il 15 marzo 2013.

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

IL SEGRETARIO GENERALE

Roberto Chieppa

IL PRESIDENTE

Giovanni Pitruzzella