

*Provvedimento n. 11421 ( A329 )*      **BLUGAS-SNAM**

*L'AUTORITA' GARANTE DELLA CONCORRENZA E DEL MERCATO*

NELLA SUA ADUNANZA del 21 novembre 2002;

SENTITO il Relatore Professor Marco D'Alberti;

VISTA la legge 10 ottobre 1990, n. 287;

VISTO l'articolo 82 del Trattato CE;

VISTO l'articolo 54 della legge 6 febbraio 1996, n. 52;

VISTO l'articolo 9 del Regolamento comunitario 6 febbraio 1962, n. 17;

VISTA la segnalazione della società Blugas Spa, pervenuta in data 9 maggio 2001;

VISTA la propria delibera del 25 ottobre 2001, con la quale è stato avviato un procedimento (identificativo A329, "BLUGAS /SNAM") nei confronti delle società SNAM Spa e SNAM RETE GAS Spa per presunta violazione dell'articolo 82 CE;

VISTA la comunicazione della società ENI Spa, pervenuta il 13 febbraio 2002 (protocollo n. 13254/02), con la quale si comunica che in data 30 gennaio 2002 è stato stipulato l'atto di fusione per incorporazione della società SNAM Spa in ENI Spa con effetto dal giorno 1° febbraio 2002, divenendo Divisione Gas e Power di ENI Spa;

VISTA la documentazione presentata da ENI Spa in data 21 febbraio 2002 (protocollo n. 13896/02), contenente l'estratto dell'atto di fusione per incorporazione;

VISTA la propria delibera del 14 marzo 2002, con la quale si è stabilita la prosecuzione del procedimento A329 nei confronti della società ENI Spa in luogo della società SNAM Spa.

VISTI gli atti del procedimento e la documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria;

CONSIDERATO quanto segue:

**I. LA DENUNCIA DI BLUGAS**

1. In data 9 maggio 2001 è pervenuta all'Autorità una segnalazione da parte della società BLUGAS Spa (di seguito, BLUGAS), nella quale si rilevavano presunti comportamenti restrittivi della concorrenza posti in essere da SNAM Spa (di seguito, SNAM) nell'ambito della sua attività di conferimento delle capacità di trasporto in ingresso sulla rete nazionale di gasdotti per il semestre estivo 2001. In particolare, BLUGAS ha segnalato un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da SNAM, e consistente nel rifiuto di concedere l'accesso di 150.000 metri cubi/giorno di gas al punto di ingresso di Passo Gries, per trasportarlo sino ai punti di prelievo situati ai *citygates* delle città in cui BLUGAS opera. BLUGAS, nella sua segnalazione, aveva inoltre sottolineato come SNAM avesse considerato i volumi di gas naturale, che essa intendeva trasportare nella rete nazionale, come "aggiuntivi" rispetto a quelli che avrebbero impegnato il tratto di rete interessato dalla richiesta di accesso. BLUGAS riteneva, al contrario, che i 150.000 metri cubi/giorno di cui chiedeva a SNAM RETE GAS il trasporto sulla rete nazionale dovevano essere considerati "sostitutivi" del gas trasportato da SNAM. Essi erano destinati a rimpiazzare, infatti, per un pari ammontare, forniture di gas che le aziende municipalizzate azioniste di BLUGAS acquistavano in precedenza da SNAM, destinate a clienti già esistenti e non a clienti finali che, con la loro domanda, incrementassero i consumi totali. Successivamente anche le società ENEL Spa (di seguito, ENEL), ed ENRON EUROPE LIMITED (di seguito, ENRON) hanno inviato

ulteriori segnalazioni in merito a presunti comportamenti restrittivi posti in essere da SNAM a fronte di richieste di accesso a passo Gries per il semestre estivo 2001.

## II. LE PARTI

2. ENI Spa (di seguito, ENI) è una holding, attualmente controllata dal Ministero del Tesoro attraverso una partecipazione pari al 36% del capitale sociale. In data 30 gennaio 2002, per effetto dell'incorporazione di SNAM in ENI, è stata costituita la Divisione Gas & Power di ENI (di seguito EDGP), attraverso la quale ENI è succeduta in tutti i rapporti attivi e passivi e in tutte le attività di SNAM. EDGP svolge le attività di approvvigionamento e di vendita di gas naturale in Italia e all'estero (Argentina, Brasile, Portogallo, Spagna, Croazia, Ungheria, Slovenia, Grecia, Mar Nero).

3. SNAM RETE GAS Spa (di seguito, SRG) è stata costituita il 1° luglio 2001 ai sensi dell'articolo 21 del decreto legislativo 164/2000. A SRG sono state conferite tutte le infrastrutture di trasporto, dispacciamento e rigassificazione di ENI sul territorio nazionale. Nel corso dell'ultimo trimestre del 2001 circa il 40% del capitale di SRG è stato quotato in borsa; il restante 60% è controllato da ENI.

4. BLUGAS è una società di recente costituzione, il cui capitale sociale è detenuto da una serie di società a partecipazione pubblica locale del Nord Italia, presenti sul mercato della distribuzione secondaria del gas nei comuni di Mantova, Suzzara, Pecognaga, Cremona, Lodi, Pavia.

5. ENEL, holding dell'omonimo gruppo, è attiva, direttamente e tramite proprie controllate, nei settori elettrico, della distribuzione del gas naturale, delle telecomunicazioni, dei servizi idrici, dell'*engineering* e del *contracting* immobiliare, dell'impiantistica, del riciclo dei rifiuti, del *trading* e della logistica di combustibili, dei servizi informatici e telematici. Il capitale sociale di ENEL è detenuto, per il 67% circa dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, mentre il rimanente 33% circa è diffuso fra il pubblico.

## III. IL PROCEDIMENTO ISTRUTTORIO

6. In data 25 ottobre 2001 l'Autorità ha deliberato l'avvio di un procedimento nei confronti delle società SNAM e SRG per presunta violazione dell'articolo 82 CE. Il procedimento istruttorio si fondava sul presupposto che i comportamenti messi in atto dall'allora SNAM e da SRG, relativi all'assegnazione della capacità di trasporto ai punti di ingresso nella rete nazionale di gasdotti, con riferimento sia al periodo 1° maggio-30 settembre 2001, sia all'intero anno termico 2001-2002, fossero stati idonei ad escludere e/o limitare l'attività di operatori indipendenti sui mercati del trasporto e della vendita del gas.

7. Con provvedimento del 14 febbraio 2002, l'Autorità, visto l'atto di fusione per incorporazione della società SNAM in EDGP del 30 gennaio 2002, ha deliberato la prosecuzione del procedimento nei confronti della società ENI in luogo della società SNAM.

8. Ai sensi dell'articolo 7, comma 1, lettera b) del D.P.R. n. 217/98, la società consortile GAS INTENSIVE e la società PLURIGAS hanno richiesto di poter partecipare all'istruttoria. Entrambe le istanze di partecipazione al procedimento sono state accolte.

9. L'Autorità, ai sensi dell'articolo 14, comma 1, del D.P.R. 30 aprile 1998, n. 217, verificata la non manifesta infondatezza delle proposte formulate dalla Direzione Settoriale competente, in relazione agli elementi probatori acquisiti nel corso del procedimento in oggetto, ha autorizzato l'invio alle Parti del procedimento della comunicazione delle risultanze istruttorie (CRI) alla data del 18 luglio 2002.

10. Con riferimento alle vicende relative alle richieste di accesso alla rete nazionale di gasdotti al punto di ingresso di passo Gries ricevute da EDGP per il semestre estivo 2001, nella CRI si individuava un comportamento di EDGP consistente nella scarsa trasparenza informativa sulla reale natura del dato relativo alla capacità disponibile dichiarata ai soggetti richiedenti l'accesso in ingresso alla rete nazionale dei gasdotti per il semestre estivo 2001. Tale atto si considerava assunto da EDGP nel proprio interesse commerciale e qualificabile come abuso della posizione dominante detenuta dalla stessa EDGP, al tempo dei fatti, sui due mercati della vendita e del trasporto di gas. Nella CRI si argomentava che a seguito del comportamento osservato, due dei quattro richiedenti l'accesso al passo Gries nell'aprile 2001, ENEL ed ENRON, avevano ritirato la propria richiesta in considerazione dell'esiguità della ripartizione *pro quota* proposta da EDGP nella comunicazione del 4 maggio 2001, con la conseguente riduzione del numero dei soggetti operanti, nel semestre estivo 2001, sul mercato della vendita di gas naturale.

11. Con riferimento alle vicende relative all'assegnazione di capacità di trasporto in ingresso alla rete nazionale per l'anno termico 2001-2002, invece, nella CRI si configurava un'unica fattispecie abusiva che comprendeva: (i) la vendita, da parte di EDGP per un periodo decennale, di proprio gas, a valere sui contratti *take or pay* olandese e norvegese, alle società PLURIGAS, EDISON, DALMINE e CIR ENERGIA (cd "vendite innovative) e la contestuale cessione di propria capacità di trasporto sul gasdotto TRANSITGAS per un pari periodo ed ammontare di gas; (ii) la sottoscrizione tra EDGP e SRG, in data 30 agosto 2001, di un contratto di trasporto pluriennale (2002-2022), relativo a

tutte le quantità di gas naturale approvvigionate da EDGP, che prevedeva, all'articolo 15, comma 5, una clausola in base alla quale gli acquirenti delle "vendite innovative" potevano subentrare, in misura pari al gas acquistato, nei diritti di trasporto negoziati tra EDGP e SRG ed, in tal modo, godere di un accesso prioritario e di lungo periodo alla rete dei gasdotti nazionale; (iii) la pubblicazione, da parte di SRG, in data 3 settembre 2001, di criteri di accesso alla rete nazionale dei gasdotti che prevedevano la priorità di accesso alla rete ai contratti di trasporto esistenti e la ripartizione *pro quota* delle nuove richieste di accesso. Tale unica strategia escludente avrebbe concretizzato un abuso di posizione dominante da parte sia di EDGP sia di SRG, realizzato sul mercato del trasporto di gas lungo la rete nazionale dei gasdotti, e finalizzato a limitare e/o ad escludere ingressi sul mercato italiano della vendita di gas di operatori dotati di gas non proveniente da contratti *take or pay* di EDGP stessa.

12. In data 19 settembre 2002, le Parti, EDGP e SRG, nonché le società ENEL e PLURIGAS hanno presentato delle memorie. In data 24 settembre 2002, infine, EDGP e SRG sono state sentite in audizione finale davanti al Collegio dell'Autorità.

#### IV. LE RISULTANZE ISTRUTTORIE

##### Normativa primaria in materia di trasporto e vendita di gas naturale<sup>1</sup>

13. In data 23 maggio 2000, è stato adottato il Decreto legislativo n. 164 (di seguito, "il decreto 164/2000" o "il decreto") che recepisce la direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale. Il processo di liberalizzazione si propone di realizzare, nel pieno rispetto del principio di sussidiarietà, un mercato concorrenziale in cui le imprese siano in grado di operare senza discriminazioni sui vari mercati nazionali. A tal fine, l'articolo 1 del decreto stabilisce che «[...] *le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato sono libere*».

14. Il decreto limita per un periodo di nove anni l'operatività dell'impresa *incumbent* ENI sia nell'attività di vendita sia in quella di approvvigionamento. In particolare, l'articolo 19 stabilisce due tetti *antitrust* sul gas venduto e su quello immesso sul territorio nazionale, disponendo che: i) a decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può vendere, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali<sup>2</sup> più del 50% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale (comma 2); ii) a decorrere dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del gas può immettere gas importato o prodotto in Italia, nella rete nazionale, al fine della vendita in Italia, direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali di gas naturale su base annuale. Tale percentuale si ridurrà di 2 punti per ogni anno successivo al 2002 sino a giungere al 61% (comma 3)<sup>3</sup>.

15. Il decreto introduce il principio della separazione societaria. All'articolo 21, comma 1, è previsto, infatti, che «*a decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas*»<sup>4</sup>.

16. Con riferimento specifico all'attività di trasporto sulla rete nazionale dei gasdotti, l'articolo 8, comma 1, del medesimo decreto, chiarisce, in via preliminare, che «*l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è attività di interesse pubblico*». Il Ministero delle Attività Produttive (MAP), in conformità con le disposizioni dell'articolo 9 del decreto ("definizione della rete nazionale dei gasdotti"), ha indicato, con proprio decreto 22 dicembre 2000<sup>5</sup>, i gasdotti in esercizio sul territorio italiano che costituiscono la rete nazionale di gasdotti. Tale rete comprende i gasdotti ricadenti in mare, i gasdotti di importazione ed esportazione e le relative linee collegate necessarie al loro funzionamento, i gasdotti interregionali, i gasdotti collegati agli stoccaggi, nonché i gasdotti funzionali direttamente e indirettamente al sistema nazionale del gas.

17. L'accesso al sistema di trasporto di gas è disciplinato, più in dettaglio, dalle norme contenute nel Titolo VII del decreto. Vengono inizialmente previsti i criteri per l'individuazione dei clienti idonei (articolo 22). Attualmente sono clienti idonei le imprese che acquistano il gas per la produzione di energia elettrica e per la co-generazione di energia

<sup>1</sup> [Senza presunzione di completezza verranno brevemente riassunte le norme vigenti in materia di gas naturale che rilevano ai fini della descrizione dei comportamenti in esame.]

<sup>2</sup> [Per cliente finale si intende un utilizzatore finale di gas, per cui, a fini di applicazione del tetto in esame, non si prendono in considerazione le vendite effettuate ad intermediari.]

<sup>3</sup> [Dai quantitativi da utilizzare per il calcolo dei tetti sono escluse le quantità autoconsumate. Ciò incentiva ENI a diversificarsi nel settore della generazione elettrica, dal momento che i volumi di gas autoconsumati per produrre energia elettrica non concorreranno al calcolo delle soglie di cui all'articolo 19 del decreto.]

<sup>4</sup> [ENI è andata oltre il disposto del decreto ed ha costituito una apposita società cui ha conferito le attività di stoccaggio: Stoccaggi Italia S.p.A. (STOGIT).]

<sup>5</sup> [ "Gazzetta Ufficiale", Serie generale, n. 18, 23 gennaio 2001.]

elettrica e calore, indipendentemente dal livello di consumo annuale, e limitatamente alla quota di gas destinata a tale utilizzo, e i clienti finali che presentano consumi superiori ai 200.000 metri cubi/anno. Sono compresi tra i clienti idonei anche i consorzi e le società consortili il cui consumo, anche come somma dei consumi dei singoli componenti la persona giuridica interessata, sia superiore a 200.000 metri cubi/anno; i clienti che utilizzano il gas prodotto nel territorio nazionale; i clienti grossisti e le imprese di distribuzione del gas per il volume di gas naturale consumato dai loro clienti nell'ambito del loro sistema di distribuzione. Si tratta di una fetta di domanda finale di gas pari al 65% del totale. In ogni caso, dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali saranno idonei (articolo 22, comma 2).

**18.** L'articolo 24, comma 1, prescrive alle imprese di gas naturale «l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione di cui al presente decreto». Il comma 2 elenca i casi nei quali le imprese di gas naturale possono rifiutare l'accesso al sistema del gas alle altre imprese o ai clienti idonei che ne facciano richiesta: (i) quando non dispongano della capacità necessaria; (ii) nel caso in cui l'accesso al sistema impedirebbe loro di svolgere gli obblighi di servizio pubblico cui sono soggette; (iii) nel caso in cui dall'accesso derivino gravi difficoltà economiche e finanziarie ad imprese di gas naturale operanti nel sistema, in relazione a contratti di tipo "take or pay", sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE. L'eventuale rifiuto è manifestato con dichiarazione motivata ed è comunicato immediatamente all'AEEG, all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, al MAP (comma 3). Gli articoli 25 e 26 del decreto contengono le procedure di verifica in caso di rifiuto all'accesso per mancanza di capacità o per obblighi di servizio pubblico (articolo 25); o per richieste di deroga a seguito di contratti take or pay (articolo 26).

### **La regolamentazione dell'accesso alle reti di trasporto**

**19.** Il decreto affida numerosi compiti di regolazione all'AEEG in materia di accesso al sistema di trasporto di gas naturale. In particolare, l'AEEG:

- vigila affinché l'attività di trasporto e dispacciamento sia svolta in modo da non ostacolare la parità di condizioni di accesso (articolo 8, comma 2);
- applica le disposizioni in materia di clienti idonei (articolo 22, comma 3);
- fissa i criteri atti a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento e dell'utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (GNL) in condizioni di normale esercizio e gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di trasporto e dispacciamento del gas e che detengono terminali di GNL (articolo 24, comma 5);
- in caso di rifiuto all'accesso derivante da mancanza di capacità o di connessione o dall'impedimento ad assolvere ad obblighi di servizio pubblico, verifica che le opere necessarie per ovviare a tale mancanza o impedimento non risultino tecnicamente o economicamente fattibili in base agli articoli 8, comma 2, e 16, comma 2 (articolo 25, comma 1);
- rilascia pareri in caso di deroghe all'obbligo di accesso a seguito di contratti *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/39/CE (articolo 26);
- risolve in sede amministrativa le controversie, anche transfrontaliere, relative all'accesso al sistema di gas naturale (articolo 35, comma 1).

**20.** Si deve ricordare, preliminarmente, con riferimento al processo di conferimento della capacità di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti per l'anno termico 2001-2002, che esso è avvenuto sulla base delle regole transitorie contenute negli articoli 14 e 15 della delibera 120/01 dell'AEEG<sup>6</sup>. Vi erano poi i principi stabiliti dal documento di consultazione dell'AEEG del 13 marzo 2001 "*Garanzie di libero accesso alle attività di trasporto e dispacciamento: criteri per la predisposizione dei codici di rete e obblighi dei soggetti che svolgono tali attività*", di valore meramente consultivo.

**21.** L'AEEG ha affermato che in quell'occasione aveva «[...] avviato un confronto tra tutti i soggetti interessati, avente ad oggetto, tra l'altro, le modalità di conferimento della capacità di trasporto, qualora questa sia disponibile in singoli punti di consegna (o eventualmente di riconsegna) in quantità inferiori a quella richiesta. Sono proposte e illustrate possibili alternative per il conferimento della capacità di trasporto di gas naturale (paragrafo 4.2):

- conferimento secondo meccanismi d'asta;
- conferimento secondo un ordine di merito che dipende dall'entità della capacità di trasporto disimpegnata per terzi nei gasdotti internazionali che risultano direttamente funzionali al sistema nazionale del gas.
- conferimento secondo un ordine di merito riferito alla diminuzione del prezzo praticato al cliente finale, rispetto al prezzo medio rilevato dall'Autorità, secondo opportune disaggregazioni;
- conferimento secondo la destinazione finale del gas;
- conferimento secondo l'ordine temporale di richiesta (*first come, first served*);
- conferimento secondo una ripartizione proporzionale alle richieste (*pro rata*).

---

<sup>6</sup> [La delibera 120/01 si occupa principalmente di questioni tariffarie (contiene i criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e dispacciamento del gas naturale e per l'utilizzo dei terminali di GNL), e solo marginalmente agli ultimi due articoli tratta delle questioni dell'accesso alla rete.]

L'Autorità ha osservato che nelle scelte del criterio più adeguato si debba, coerentemente all'orientamento generale in campo europeo, fare ricorso all'uso di strumenti economici per la gestione e il superamento delle congestioni, secondo il principio dell'efficienza» (cfr. documento 298).

**22.** Tra i vari punti in discussione nel documento di consultazione vi era anche l'ipotesi di conferimento prioritario della capacità di trasporto ad alcune tipologie di utilizzatori: produttori nazionali, clienti non idonei, clienti idonei che utilizzano terminale di GNL. Quanto ai possessori di contratti di importazione di gas naturale *take or pay*,<sup>7</sup> il documento di consultazione affermava che la quota di capacità corrispondente agli impegni di pagamento *take or pay* può essere conferita in via prioritaria, limitatamente ad un periodo che si fa corrispondere con quello di ri-negoziazione delle principali clausole contrattuali, e, in misura ridotta, per un periodo di pari durata.

**23.** Gli articoli 14 e 15 della Delibera 120/01 dell'AEEG contengono alcune disposizioni transitorie in materia di accesso e uso delle reti, al fine di consentire-perdurando l'assenza delle regole per la definizione dei codici di rete-l'avvio del processo di conferimento dalla capacità di trasporto in regime di liberalizzazione a partire dal 1° ottobre 2001. In base a quanto affermato dall'AEEG nella summenzionata memoria dell'8 aprile 2002, «[l]e regole di accesso alle reti sono state definite in via provvisoria allo scopo di verificarne l'applicazione tenuto conto della novità e complessità del nuovo assetto, e allo scopo di verificare le scelte degli operatori, prima di procedere alla definizione dei criteri di accesso» (cfr. documento 298).

**24.** Le principali disposizioni della delibera 120/01 in materia di accesso alla rete sono:

– l'obbligo per le imprese di trasporto di comunicazione mensile all'AEEG delle capacità impegnate ed utilizzate nei singoli punti di consegna e di riconsegna (articolo 14, comma 1);

– il conferimento annuale di capacità entro il 15 settembre di ogni anno (articolo 14, comma 3);

– le prenotazioni di capacità effettuate dagli utenti della rete titolari del conferimento su base settimanale, con conferma giornaliera dell'utilizzo per il giorno seguente (articolo 14, comma 4);

– il criterio secondo cui sia la capacità di riconsegna ai punti di entrata non possa essere superiore a quella complessivamente conferita (anche pro quota), nei punti di uscita, sia le capacità conferite in ciascun punto di uscita (anche pro quota) non possano essere superiori alla somma delle capacità conferite nei singoli punti di riconsegna afferenti ad uno stesso punto di uscita della rete nazionale di gasdotti (articolo 14, comma 5);

– la possibilità per gli utenti di cedere ad altri e scambiare tra loro la capacità di cui dispongono (articolo 14, comma 9);

– in presenza di capacità disponibile, e rispettando l'anonimato degli utenti richiedenti, l'obbligo per l'impresa di trasporto di consentire lo scambio di capacità rispettivamente da un punto di consegna e di riconsegna ad un altro punto di consegna e riconsegna senza oneri aggiuntivi oltre i corrispettivi relativi a ciascun punto (articolo 14, comma 10);

– l'obbligo per l'impresa di trasporto di comunicare le cessioni e gli scambi avvenuti sulla rete all'AEEG, che vigila affinché tali cessioni e scambi avvengano in condizioni concorrenziali e non vi siano ostacoli alla parità di condizioni di accesso (articolo 14, comma 11);

– l'obbligo per l'impresa di trasporto di consentire a ciascun utente nuovi conferimenti o revisioni delle capacità conferite in modo da assicurare la fornitura, nei punti di riconsegna, ai clienti finali trasferiti da un fornitore all'altro (articolo 14, comma 13).

– il rispetto del principio della libertà di accesso a parità di condizioni e trasparenza (articolo 15, comma 3);

– la possibilità di stipulare contratti per l'accesso alla rete nazionale di gasdotti e alla rete regionale di gasdotti, in deroga alle condizioni previste dall'articolo 14, con l'obbligo per i soggetti contraenti di trasmettere copia di tali contratti all'AEEG, pena la nullità dei medesimi, entro 15 giorni dalla stipula (articolo 15, comma 12);

– entro 30 giorni dalla data di ricevimento dei contratti in deroga di cui al comma 12 dell'articolo 15, l'AEEG verifica che le clausole ivi contenute non contrastino con l'esigenza di garantire la libertà di accesso, la parità di condizioni e la trasparenza del servizio di trasporto e di dispacciamento del gas e comunica ai soggetti, entro il medesimo termine, l'eventuale esito negativo e le eventuali modifiche di dette clausole. Qualora l'AEEG non si pronunci entro detto termine i contratti si intendono positivamente verificati (articolo 15, comma 12);

**25.** In data 26 luglio 2002, l'AEEG ha pubblicato la delibera 137/02 (adottata in data 17 luglio 2002), predisposta ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 164/2000, e relativa all'«adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete». Si tratta dei criteri per l'adozione del codice di rete che l'AEEG doveva predisporre ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 164/2000, cui le società di trasporto di gas (in primo luogo SRG) devono conformarsi per predisporre, entro tre mesi dalla sua pubblicazione, i propri codici di rete<sup>8</sup>.

**26.** L'articolo 1 della delibera contiene una serie di definizioni di rilievo ai fini del presente procedimento:

– la capacità di trasporto conferita è la capacità di trasporto determinata all'esito del conferimento;

– la capacità di trasporto disponibile è la capacità di trasporto non conferita;

---

<sup>7</sup> [I contratti *take or pay*, comunemente utilizzati per le importazioni di gas naturale, contengono un obbligo di ritiro minimo a carico del compratore (in genere pari all'80-85%). Tale obbligo impone al compratore di pagare sempre tale ritiro minimo anche qualora la quantità di gas effettivamente ritirata risulti poi inferiore.]

<sup>8</sup> [SRG ha pubblicato entro i tre mesi previsti il proprio codice di rete sul suo sito internet.]

– il servizio di trasporto continuo è il trasporto di gas da uno o più punti di consegna a uno o più punti di riconsegna garantito come continuo, eccetto casi di forza maggiore o emergenza;

– servizio di trasporto interrompibile è il trasporto del gas da uno o più punti di consegna a uno o più punti di riconsegna soggetto ad interrompibilità, con onere di preavviso da parte dell'impresa di trasporto.

**27.** L'articolo 6 della delibera prevede l'obbligo per l'impresa di trasporto di pubblicare almeno mensilmente sul proprio sito internet il dato sulle capacità di trasporto, conferite e disponibili, nei punti di entrata, uscita e riconsegna (sia per il servizio continuo che interrompibile). L'articolo 7, al comma 2, stabilisce che l'impresa di trasporto comunichi all'AEEG, entro il giorno 15 di ogni mese, i dati riguardanti le capacità richieste, conferite ed utilizzate da ciascun utente nei singoli punti di consegna e riconsegna, le transazioni di gas e di capacità tra utenti, i nuovi conferimenti.

**28.** L'articolo 8 prevede che le richieste di accesso alla rete debbano contenere, tra l'altro, i dati relativi all'eventuale titolarità dei contratti *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE.

**29.** L'articolo 9 della delibera 137/02 prevede che l'impresa di trasporto conferisca la capacità di trasporto continua in ingresso ai punti interconnessi con l'estero con il seguente ordine di priorità:

a. soggetti titolari di contratti *take or pay* sottoscritti anteriormente al 10 agosto 1998 (data di entrata in vigore della direttiva 98/30/CE);

b. soggetti titolari di contratti *take or pay* sottoscritti successivamente al 10 agosto 1998;

c. soggetti titolari di contratti annuali;

d. soggetti titolari di contratti diversi da quelli precedenti

**30.** Il conferimento prioritario di capacità continua di trasporto ai soggetti titolari di contratti *take or pay* stabilito dall'articolo 9 della delibera 137/02 è tuttavia limitato sia temporalmente sia quantitativamente. Quanto al primo aspetto, la norma prevede che ai soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali la capacità continua in ingresso sia conferita per un periodo non superiore ai cinque anni (dunque inferiore alla durata dei relativi contratti *take or pay*).

**31.** Con riferimento alla limitazione quantitativa, la norma prevede che il conferimento prioritario di capacità continua in ingresso sia limitato alla quantità media giornaliera prevista dai relativi contratti di importazione e non alla quantità massima contrattuale prevista.

**32.** I contratti *take or pay* prevedono le quantità minime contrattuali che devono essere pagate anche in caso di ritiri inferiori (AMQ, *annual minimum quantity*), e massime quantità contrattabili (ACQ, *annual contractual quantity*). La differenza (ACQ-AMQ), in genere pari al 15%-20%, indica la *flessibilità* del contratto a disposizione di un operatore (che viene naturalmente pagata al fornitore nel prezzo complessivo). I contratti prevedono anche un altro tipo di flessibilità contrattuale, relativa alla differenza tra la massima quantità contrattuale giornaliera ritirabile in forza dei contratti (DCQ, *daily contractual quantity*) e la quantità media giornaliera ritirabile. Quest'ultima è per l'appunto la grandezza scelta dall'AEEG per definire le regole di accesso alla rete nazionale dei gasdotti.

**33.** La norma prevede inoltre che le richieste per il conferimento della capacità di trasporto continua relativa alla differenza tra la quantità contrattuale massima e quella media giornaliera dei contratti di importazione concorrano al conferimento di capacità annuale insieme alle richieste formulate dai titolari di contratti di importazione di durata annuale. Nel caso di richieste di capacità superiori alla capacità conferibili, il criterio di ripartizione prescelto dall'AEEG è quello *pro quota*.

**34.** L'articolo 9, comma 2, lettera a), della delibera 137/02 prevede che i titolari di contratti *take or pay* di importazione di gas naturale presentino la domanda di conferimento di capacità entro il 1° agosto del secondo anno anteriore al conferimento; ciò significa che il primo anno interessato dal conferimento quinquennale della capacità in ingresso non potrà che essere il 2005 (richiesta entro il 1 agosto 2003). A tal fine, la delibera 137/02 prevede, all'articolo 20, una serie di disposizioni transitorie in materia di conferimento di capacità di trasporto, in deroga a quelle contenute all'articolo 9. Le principali differenze tra le regole transitorie di conferimento della capacità e quelle a regime sono la durata "annuale" del conferimento (per gli anni termici 2002/2003 e 2003/2004) e l'incremento delle quantità ammesse al conferimento, pari alla quantità contrattuale media giornaliera aumentata di due terzi della differenza tra la quantità massima giornaliera e la quantità media giornaliera.

### **Il mercato rilevante**

**35.** I mercati rilevanti sui quali valutare i comportamenti di EDGP e SRG sono quelli del trasporto di gas naturale lungo la rete nazionale di gasdotti e quello della vendita di gas naturale. Entrambi i mercati hanno dimensione geografica nazionale.

### **Domanda, offerta e disponibilità futura di gas naturale**

**36.** Nel corso del 2001 sono stati consumati, in Italia, circa 70,1 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 23 miliardi sono riferiti ai consumi residenziali (33%), 24,3 miliardi ai consumi industriali (34%), 22,5 miliardi (32%) ai consumi termoelettrici e i restanti 0,3 miliardi (1%) di metri cubi relativi ad altri usi. Sulla base delle disposizioni di idoneità di cui all'articolo 22 del decreto 164/2000, sempre nel 2001, i consumi di gas naturale attribuibili a clienti

idonei sono ammontati a 45,2 miliardi di metri cubi (64%), mentre quelli relativi a clienti vincolati a 24,9 miliardi di metri cubi (36%)<sup>9</sup>.

37. Le previsioni per i prossimi anni indicano una crescita della domanda di gas naturale. Stime di ENEL indicano una domanda globale di 85,9 miliardi di metri cubi nel 2005 e di 96,2 miliardi di metri cubi nel 2010 (con un incremento relativo al dato del 2000, rispettivamente, del 16% e 31%). Anche EDISON concorda con la previsione di una domanda di circa 95 miliardi di metri cubi per il 2010 (documento 306 del fascicolo). Stime interne di EDGP, relative al gennaio 2001, pur prevedendo una crescita sostenuta della domanda di gas, appaiono più caute, indicando un fabbisogno di 82,3 miliardi di metri cubi di gas per il 2005 e di 90,6 miliardi di metri cubi per il 2010 (documento 74 del fascicolo).

38. Dal lato dell'offerta, i 70,1 miliardi di metri cubi consumati nel 2001 sono stati forniti per il 22% dalla produzione nazionale (15,5 miliardi) e per il restante 78% (55 miliardi) dalle importazioni. Per circa l'88% la produzione nazionale proviene da giacimenti di proprietà di ENI, Divisione AGIP. Si tratta di volumi di gas naturale integralmente nelle disponibilità di EDGP. I 55 miliardi di metri cubi di gas naturali importati sono la somma di importazioni dall'Algeria, dalla Russia, dall'Olanda e di gas importato dalla Nigeria e ri-gassificato presso il terminale di Panigaglia (SP). EDGP, nel 2001, ha importato circa l'82% del totale delle importazioni; ENEL ha importato 6,4 miliardi di metri cubi di gas e altri (EDISON ed, partire da ottobre 2001, DALMINE, PLURIGAS e ENERGIA) hanno importato i restanti 3,6 miliardi di metri cubi.

39. A partire dall'ottobre 2001, EDGP ha iniziato a ritirare i volumi di gas provenienti da un contratto *take or pay* sottoscritto con il consorzio di vendita di gas norvegese GFU. Inoltre, dal 2004, data di completamento del nuovo gasdotto, sarà operativo un contratto per la fornitura di gas libico sottoscritto da ENI. Tutto il gas relativo a tale contratto (8 miliardi di metri cubi annui a regime) è già stato venduto oltre frontiera da ENI ad altri operatori (EDISON, GAZ DE FRANCE, CIR ENERGIA).

40. Il documento 135, acquisito presso SGR, contiene delle indicazioni circa la disponibilità di gas naturale che EDGP avrà, per il periodo 2001-2010, a fronte dei contratti di importazione *take or pay* sottoscritti e dei quantitativi di gas di produzione nazionale ritirati da ENI, Divisione AGIP. Nella seguente tavola 1 sono specificate le minime quantità contrattuali ritirabili in base agli obblighi *take or pay* (AMQ, *annual minimum quantity*) e le massime quantità contrattabili in base a tali obblighi (ACQ, *annual contractual quantity*). La differenza (ACQ-AMQ), in genere pari al 15%-20%, indica la flessibilità a disposizione di un operatore, proveniente dal proprio portafoglio di contratti *take or pay*.

41. Dal documento 135 si ricavano anche dati relativi a stime effettuate da EDGP sulla disponibilità di gas degli altri operatori per il periodo 2001-2010. In particolare, ci si riferisce:

- per ENEL, interamente a propri investimenti (gas algerino e GNL nigeriano);
- per EDISON, ad acquisti effettuati da questa società presso la *Joint Venture* russo italiana PROMGAS (partecipata da EDGP e da GAZPROM); ad acquisti fatti da EDGP in Algeria (2002-2005); alla quota di gas libico ceduto da ENI ad EDISON a partire dal 2004; alla "vendita innovativa"<sup>10</sup> di gas norvegese effettuata da EDGP a SONDEL;
- per GAZ DE FRANCE, alla quota di gas libico ceduto da ENI a partire dal 2004;
- per PLURIGAS, alle "vendite innovative" di gas olandese effettuate da EDGP;
- per ENERGIA alle "vendite innovative" di gas norvegese effettuate da EDGP sino al 2004 e poi dalla quota di gas libico ceduto da ENI a partire dal 2004;
- per DALMINE, alle "vendite innovative" di gas norvegese effettuate da EDGP.

42. Sommando i dati relativi a EDGP ed ai terzi si ottiene il dato sulla disponibilità di gas totale di tutti gli operatori presenti sul mercato (cfr. ultime due righe tavola 1). Il primo totale è stato ottenuto considerando le disponibilità minime contrattuali di EDGP (AMQ), mentre il secondo totale è calcolato tenendo conto degli ACQ<sup>11</sup>.

**Tavola 1 Disponibilità di gas naturale di EDGP e dei terzi (somma di import e produzione nazionale) (miliardi di mc/anno)**

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>EDGP</b>											
	AMQ	[omissis] <sup>12</sup>	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
	ACQ	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]
<b>TERZI</b>		[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]	[omissis]

<sup>9</sup> [Dati contenuti nella relazione sull'attività svolta dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas per l'anno 2001.]

<sup>10</sup> [Come si avrà modo di spiegare in seguito, con questo termine EDGP indica le vendite effettuate nel corso del 2001 a EDISON, ENERGIA e DALMINE di gas norvegese (alla frontiera franco-svizzera) ed a PLURIGAS di gas olandese (alla frontiera franco-tedesca) proveniente dai propri contratti *take or pay* in conseguenza di quanto previsto dall'articolo 19 del decreto.]

<sup>11</sup> [Si consideri, inoltre, che i dati riassunti nelle tavole 1, 2 e 3 non tengono conto di alcuni progetti che, con una certa probabilità, verranno realizzati entro il 2010, nel settore del GNL.]

<sup>12</sup> [Nella presente versione alcuni dati sono omissi, in quanto si sono ritenuti sussistenti elementi di riservatezza o di segretezza delle informazioni.]

<b>totale (AMQ)</b>		71	77,4	82,6	85,9	87,5	88,5	88,8	89,7	88,8	88,6
<b>totale (ACQ)</b>		74,7	84,9	90,7	94,2	96,1	97,7	98,2	99,4	98,5	98,3

(\*) il contratto norvegese è operativo dal 1 ottobre 2001.

Fonte: documento 135]

**43.** I quantitativi di gas attualmente contrattualizzati paiono dunque sufficienti a coprire l'incremento di domanda atteso sino al 2010.

**44.** Tale risultato appare coerente con quanto dichiarato dalle società PLURIGAS ed EDISON. L'Amministratore Delegato di PLURIGAS «[...] ritiene che gli attuali contratti di approvvigionamento sottoscritti da EDGP garantiscano la copertura della domanda di gas per il paese fino al 2006-2007 e che, grazie ai contratti "innovativi" ed all'apporto di gas dalla Libia, EDGP è in grado di rispettare nel periodo i tetti imposti dal Decreto Letta» (cfr. § 10 documento 303 del fascicolo). Il Direttore generale di EDISON GAS «[...] concorda, inoltre, con l'affermazione che, per lo meno sino al 2006/2007, gli attuali impegni contrattuali (prevalentemente di ENI) siano sufficienti a coprire la futura domanda» (cfr. § 2 documento 307 del fascicolo). In tale situazione, sia PLURIGAS sia EDISON hanno ribadito come gli stessi fornitori di gas naturale di EDGP non abbiano alcun incentivo fino al 2006-2007 a vendere gas ad altri operatori che intendono rivenderlo sul territorio italiano.

### Il sistema dei gasdotti d'importazione

**45.** Il sistema di gasdotti che trasportano il gas dai paesi d'importazione sino al territorio italiano è il risultato del passato regime di monopolio verticalmente integrato di ENI. La realizzazione dei gasdotti internazionali è, infatti, andata di pari passo con la sottoscrizione dei contratti di importazione da parte di EDGP. EDGP nel corso dell'audizione del 26 febbraio 2002, ha dichiarato: «Attualmente, il sistema di approvvigionamento risente dei contratti take or pay sottoscritti negli anni passati dall'allora SNAM che hanno condizionato il dimensionamento delle infrastrutture esistenti» (cfr. § 22 documento 278).

**46.** Le importazioni dal Nord Europa (Olanda e Norvegia) raggiungono il territorio italiano attraverso due grandi gasdotti europei, il TENP (Trans European Network Pipeline) ed il TRANSITGAS. Il TENP corre per 500 km dalla frontiera tra Olanda e Germania sino alla frontiera tra Germania e Svizzera. Il 51% del capitale sociale di TENP è posseduto da RUHRGAS (il principale operatore tedesco) ed il 49% da EDGP. I diritti di trasporto del gasdotto TENP sono stati conferiti dai soci alla società Trans European Natural Gas Pipeline Finance Co Ltd con sede legale ad Hamilton (Bermuda), nella quale EDGP e RUHRGAS detengono quote paritetiche (50% ciascuno). EDGP ha dichiarato che la struttura proprietaria del TENP è in corso di ridefinizione (cfr. doc. 314). Al momento devono ancora essere definite le capacità di trasporto da ripartire nei contratti di uso di ENI e RUHRGAS. Il TRANSITGAS attraversa per 165 km il territorio svizzero sino alla frontiera con l'Italia. Il capitale sociale di TRANSITGAS è attualmente suddiviso tra l'operatore svizzero SWISSGAS (51%), EDGP (46%) e RUHRGAS (3%). Con riferimento alla nuova struttura del TRANSITGAS, EDGP ha dichiarato che si è anche in questo caso nella fase di definizione dei contratti d'uso tra i due soci ENI e SWISSGAS (cfr. doc. 314).

**47.** Il gasdotto TAG attraversa l'Austria dal confine con la Repubblica Ceca sino al Tarvisio per circa 380 km. Attraverso il TAG passano tutti i quantitativi di gas importati dalla Russia. Il TAG è posseduto da una impresa di gas naturale austriaca, OMV Erdgas GmbH, ed in passato era gestito da una società finanziaria con sede a Bermuda (TAG Finco Ltd) nella quale EDGP deteneva il 91,5% dei diritti di trasporto sul TAG e OMV l'8,5%. EDGP ha dichiarato che l'assetto proprietario del TAG è mutato al fine di renderlo conforme con la nuova normativa austriaca in materia di gas (cfr. doc. 314). In particolare, i diritti di trasporto sul TAG sono stati trasferiti dalla società finanziaria (FinCo) ad una società che gestisce i gasdotti (TAG GmbH), di cui EDGP detiene l'89% e OMV il restante 11%, sulla base di un contratto d'uso sottoscritto con il nudo proprietario dell'infrastruttura OMV.

**48.** Le importazioni di gas algerino giungono tramite due gasdotti, costruiti da ENI e gestiti da due società: TRANS TUNISIAN PIPELINE COMPANY Ltd (TTPC) e TRANS MEDITERRANEAN PIPELINE COMPANY Ltd (TMPC), registrate nell'isola di Jersey nella Manica. La società TTPC è interamente posseduta da EDGP, e gestisce il gasdotto tunisino sulla base di un diritto esclusivo di trasporto sottoscritto con lo Stato tunisino che verrà a scadenza nel 2019. TTPC, a sua volta, sottoscrive contratti di trasporto con i vari operatori *shipper* (in assoluta prevalenza EDGP). La società TMPC è posseduta al 50% da EDGP ed al 50% da Sonatrach, impresa di stato di gas naturale algerina. TMPC sottoscrive i contratti con i vari *shipper* (in assoluta prevalenza EDGP).

**49.** La saturazione dei gasdotti internazionali è dimostrata da alcuni grafici allegati alla nota interna del 23 febbraio 2001, rubricata come documento 92 del fascicolo istruttorio. Da questi grafici si desume che, al netto di possibili nuovi investimenti di potenziamento delle reti, a gennaio 2001 non erano previsti margini di trasportabilità dal Nord Europa e dalla Russia, mentre era previsto un limitato margine di 2 miliardi di metri cubi anno dal Nord Africa (cfr. documento 92).

### L'attività di trasporto e dispacciamento sulla rete nazionale di gasdotti

**50.** I gasdotti di importazione descritti in precedenza hanno tre punti di ingresso sul territorio nazionale: passo Gries per il gas che proviene da Norvegia ed Olanda; Tarvisio per il gas russo; Mazara del Vallo per il gas algerino (il gasdotto libico giungerà anch'esso a Mazara del Vallo). Esistono poi una serie di punti di ingresso del gas prodotto dai giacimenti nazionali, in particolare localizzati lungo le coste adriatiche. Da questi punti di ingresso (al quale va aggiunto il terminale GNL di Panigaglia) parte una complessa rete di gasdotti lunga quasi 30.000 chilometri che trasporta il gas in direzione di migliaia di punti di uscita: direttamente punti di prelievo in caso di consumatori industriali o termoelettrici, oppure *citygates* nel caso di innesti in reti locali di distribuzione a bassa pressione.

**51.** Circa il 97% dei gasdotti che compongono la rete nazionale appartiene ad ENI (il restante 3% è relativo ad infrastrutture di EDISON). Dal primo luglio 2001, in ossequio al principio di separazione societaria previsto dall'articolo 21 del decreto legislativo 164/2000, l'attività del gruppo ENI relativa alla gestione della rete ed al trasporto di gas è svolta da SRG.

**52.** SRG è organizzata in due direzioni generali: una incaricata di seguire la gestione e manutenzione dei gasdotti, l'altra è responsabile della programmazione del sistema e dei rapporti con i clienti. Quest'ultima direzione generale si occupa, attraverso due diversi uffici, sia dell'attività di vendita della capacità di trasporto (in media una volta l'anno), sia del processo continuo legato alla gestione quotidiana della capacità acquisita da parte dei clienti di SRG. Quest'ultima attività costituisce una sorta di "dispacciamento commerciale", i cui risultati vengono inviati all'unità che si occupa del dispacciamento fisico del gas che, sulla base delle richieste quotidiane di gas, ha il compito di regolare l'assetto del sistema di trasporto per garantire il soddisfacimento della domanda.

**53.** Da quanto precede è possibile trarre, a questo punto, alcune conclusioni:

- il gas naturale è una risorsa essenziale per il sistema energetico e produttivo italiano e tale ruolo aumenterà nei prossimi dieci anni, in particolare con riferimento ai consumi del settore della generazione elettrica;
- andrà sempre più crescendo il peso delle importazioni rispetto alla produzione nazionale;
- gli attuali contratti di approvvigionamento di gas naturale, in larghissima maggioranza di proprietà di EDGP, eventualmente incrementati di alcuni progetti in gestazione relativi al GNL appaiono più che sufficienti a coprire l'aumento di domanda atteso entro il 2010;
- in questo quadro, in una prospettiva di liberalizzazione che renda possibile forme di concorrenza *gas to gas* sul mercato della vendita finale, la risorsa scarsa è certamente la capacità di trasporto sui gasdotti d'importazione, dal momento che l'attuale sistema di gasdotti è stato costruito da ENI sulla base dei propri contratti di approvvigionamento *take or pay* sottoscritti nel corso degli anni con i paesi fornitori;
- con l'unica notevole eccezione di ENEL, ed al netto delle vendite effettuate da EDGP a terzi tra il 2000 e il 2001, è infatti assai difficile che ulteriori volumi di gas non controllati da EDGP riescano a essere immessi nei prossimi anni nel mercato italiano per la vendita.

### **I comportamenti di EDGP relativi alle richieste di accesso alla rete per il semestre estivo 2001**

**54.** Con riferimento ai comportamenti tenuti da EDGP (allora SNAM) nel semestre estivo 2001 l'ipotesi contenuta nel provvedimento di avvio era che questa società avesse abusato della propria posizione dominante nell'assegnare *pro quota* ad alcuni richiedenti la capacità di trasporto continua in ingresso alla rete nazionale al Passo Gries, avendo come finalità quella di escludere e/o limitare l'ingresso sul mercato della vendita di gas di operatori indipendenti.

**55.** EDGP ha ricevuto, in un arco di tempo che va dal 5 aprile 2001 (ENRON) al 23 aprile 2001 (BLUGAS), quattro richieste di transito per circa 2,6 milioni di mc/giorno di gas al punto di ingresso di Passo Gries. Il 4 maggio 2001, EDGP ha informato i quattro richiedenti, BLUGAS, EDISON GAS, ENRON e ENEL.FTL, che, dopo opportune verifiche tecniche, avrebbe potuto soddisfare *pro-quota* le rispettive richieste (in considerazione dell'insufficienza della capacità disponibile rispetto alle richieste).

**56.** La decisione di ripartire *pro-quota* le varie richieste di accesso al punto di ingresso del gasdotto TRANSITGAS nella rete nazionale (Passo Gries) veniva giustificata da EDGP dalla presenza di una capacità disponibile per 300.000 metri cubi/giorno rispetto a richieste per circa 2,6 milioni di metri cubi/giorno. Tale capacità disponibile derivava, sempre nella prospettazione di EDGP, dalla presenza di una capacità tecnica di trasporto estiva allocabile pari a 19,4 milioni di metri cubi/giorno rispetto ad una capacità impegnata dai contratti *take or pay* di EDGP per 19,1 milioni di metri cubi/giorno.

**57.** Solo i primi due operatori (BLUGAS e EDISON) hanno confermato, in data 9 maggio 2001, l'interesse per la capacità di trasporto così concessa, che veniva loro allocata *pro-quota* il successivo 11 maggio 2001. BLUGAS ha ricordato che, successivamente alla ripartizione *pro quota* del maggio 2001, il comportamento di EDGP si è dimostrato collaborativo, anche nella stessa gestione della fornitura estiva (cfr. documento 206 del fascicolo).

**58.** Un primo elemento da verificare riguarda la correttezza del dato sulla capacità tecnica allocabile in entrata al Passo Gries a maggio 2001. La documentazione acquisita in ispezione (in particolare, il documento 172 del fascicolo) ha consentito di verificare la correttezza del dato relativo alla capacità tecnica. Al momento delle richieste di accesso, ad aprile 2001, la capacità tecnica in ingresso al passo Gries era effettivamente pari a 19,4 milioni di metri cubi/giorno. In particolare, si può escludere che, al momento delle richieste di accesso, fosse già disponibile l'incremento di capacità

in ingresso (sino a 43 milioni di metri cubo giorno) operativo a partire dal 1° ottobre 2001 (data di inizio della fornitura *take or pay* di EDGP di gas norvegese).

**59.** Un secondo elemento da verificare è invece la correttezza del dato sulla capacità impegnata contrattuale (elemento che nella sua dimensione quantitativa ha determinato l'insorgenza di una capacità disponibile per i terzi per soli 300.000 metri cubi/giorno). Assume rilevanza al riguardo quanto dichiarato da ENEL (cfr. documento 315 del fascicolo): «*la capacità disponibile al punto Gries sembrerebbe pari a 300.000 mc/giorno, determinata quale differenza fra la capacità tecnica di trasporto e la somma delle capacità imputabili ai rispettivi contratti di trasporto. Occorrerebbe sapere se poi tale capacità sia stata effettivamente utilizzata. Qualora, infatti, la capacità effettivamente impiegata risultasse inferiore a quella massima utilizzabile, la capacità da assegnare a terzi operatori, teoricamente, poteva essere superiore ai 300.000 mc/giorno indicati da SNAM come massima capacità disponibile*».

**60.** L'attività istruttoria ha appurato che la rete che trasporta il gas è impegnata dagli utenti della rete di trasporto che sottoscrivono i contratti di approvvigionamento sulla base della massima capacità contrattuale giornaliera (DCQ). Si tratta di una quantità di gas che, moltiplicata per il numero dei giorni dell'anno (365), con molta probabilità fornisce una quantità di gas superiore alla massima quantità contrattuale annuale (ACQ) ritirabile dal contratto *take or pay* cui il contratto di trasporto è correlato. È dunque probabile che, in un dato giorno dell'anno, si trasportino in un gasdotto una quantità di gas minore della sommatoria delle DCQ riferite ai contratti *take or pay* che impegnano quel tratto di rete. È dunque possibile ipotizzare che EDGP nel fornire ai richiedenti l'accesso il dato relativo all'esistenza di una capacità disponibile di 300.000 metri cubo/giorno, abbia, nei fatti, semplicemente fornito loro la differenza tra un dato oggettivo, riferito alla capacità tecnica del gasdotto al punto di ingresso di passo Gries (19,4 milioni di mc/giorno), e un dato aleatorio, pari alla sommatoria delle DCQ relative ai propri contratti di approvvigionamento a valere su quel tratto di rete (19,1 milioni di mc/giorno).

**61.** Il Direttore Generale per l'energia e le risorse minerarie (DGERM) del Ministero delle Attività produttive (MAP) ha formulato, nel corso del procedimento, il proprio parere sul dato di capacità impegnata contrattuale (cfr. documento 271 del fascicolo). In particolare, il DGERM, in occasione dell'invio da parte di EDGP (allora SNAM) dei dati sulla capacità tecnica e sulla capacità impegnata dei gasdotti all'importazione ai sensi dell'articolo 3, comma 9, del decreto, decise di pubblicare solo il dato sulla capacità tecnica, dal momento che erano sorti dubbi in merito all'utilizzabilità del dato sulla capacità impegnata. I rappresentanti della DGERM del MAP hanno confermato la propria sensazione che gli utilizzi effettivi medi dei contratti *take or pay* di EDGP siano inferiori ai massimi impegni contrattuali sottoscritti e che, dunque, esista una disponibilità aggiuntiva sulla rete di gasdotti internazionale (cfr. documento 271 del fascicolo). A detta del DGERM, in quel momento (si era a fine 2000) un esatto computo degli impegni di capacità sulla rete, in assenza di una regola stabilita dall'AEEG che definisse i criteri di allocazione dei contratti *take or pay* esistenti, sarebbe stato infatti possibile solo *ex post*, in base agli effettivi utilizzi dei contratti *take or pay*. Tale regola, contenuta nell'articolo 9, comma 4 della delibera 137/02 dell'AEEG, è intervenuta solo successivamente ai comportamenti analizzati.

**62.** BLUGAS, nella sua iniziale segnalazione all'Autorità, aveva sottolineato come EDGP, nel trattare la sua richiesta di accesso al punto di ingresso di passo Gries, non avesse tenuto conto del fatto che il gas importato da BLUGAS andava a sostituire forniture effettuate da EDGP stessa. Ad avviso di BLUGAS, infatti, tale caratteristica avrebbe dovuto consentire un accesso integrale (e non ripartito pro quota come è stato in effetti) del proprio gas (cfr. §6 del provvedimento di avvio istruttoria).

**63.** Con riferimento a questo punto, alcuni rappresentanti di imprese di gas naturale sentiti nel corso dell'istruttoria hanno affermato che, mentre è possibile sostenere la natura sostitutiva di volumi di gas relativamente all'attività di fornitura, è più arduo applicare il concetto di sostituibilità con riferimento ai volumi di gas trasportati.

**64.** In particolare, l'AD di PLURIGAS «[...] ha sostenuto, inoltre, che, se un grossista nazionale acquista all'estero da un fornitore diverso da EDGP gas, con effetti sostitutivi o aggiuntivi sul mercato finale italiano, ciò non implica automaticamente la disponibilità di una adeguata capacità di trasporto. Nei contratti di trasporto, infatti, l'impresa che richiede la capacità di trasporto si impegna per un volume annuale, mentre chi la offre si impegna di mettere a disposizione una portata massima giornaliera. Tali reciproci impegni tra shipper e trasportatore non si modificano automaticamente nel caso in cui lo shipper debba cedere, come nel caso in questione, volumi sul mercato finale a vantaggio di un suo concorrente. La difficoltà di definire come sostitutivo o incrementale, non solo il volume, ma anche la capacità di trasporto di gas dipende dal fatto che lo shipper incumbent può ricorrere alla flessibilità legata all'utilizzo del gas di modulazione a fronte di una perdita di volumi venduti» (cfr. documento 303 del fascicolo). L'AD di CIR ENERGIA ha dichiarato che «il problema dei bottleneck nelle infrastrutture internazionali sussiste anche in presenza di domanda di trasporto di gas sostitutivo di fornitura esistenti, e ciò in quanto un medesimo punto di consumo può essere servito da diverse infrastrutture» (documento 301 del fascicolo). I rappresentanti di EDISON, infine, hanno dichiarato che «[...] mentre dal punto di vista del consumo di gas, una fornitura che sostituisce una fornitura di EDGP può dirsi di natura "sostitutiva", dal punto di vista del trasporto ciò non è sempre detto. Per un operatore che approvvigiona un mercato attraverso una complessa rete magliata che possiede una pluralità di punti di ingresso come quella italiana, infatti, non si ha una diretta correlazione tra i diritti di trasporto e i punti di riconsegna sulla rete». (documento 307 del fascicolo).

**Le modalità con cui EDGP ha inteso attuare il disposto di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 164/2000**

### *Le vendite innovative*

**65.** L'articolo 19, comma 3, del decreto 164/2000 pone un obbligo in capo a EDGP di ridurre le proprie immissioni di gas sul territorio nazionale entro il 1° gennaio 2002 ad un valore pari al 75% dei consumi (sebbene l'ottemperanza a tale norma si verifichi su base triennale). L'anno termico 2001-2002 è, dunque, il primo anno in cui, per una specifica disposizione normativa, il 25% del gas consumato in Italia doveva essere immesso in rete da operatori diversi da EDGP.

**66.** EDGP ha ridotto la percentuale di gas immesso attraverso una serie di cessioni di proprio gas all'estero, a valere sui propri contratti *take or pay* olandese e norvegese, a quattro operatori che intendevano commercializzare quel gas in Italia (cd "vendite innovative"). Si tratta di oltre 6 miliardi di metri cubi di gas venduti da EDGP-tra l'aprile e l'agosto 2001-alle società DALMINE, PLURIGAS, EDISON e ENERGIA.

**67.** La fornitura ha luogo al confine tra Germania e Svizzera nel caso della vendita di gas olandese a PLURIGAS ed al confine tra Francia e Svizzera negli altri tre casi di vendita di gas di provenienza norvegese (DALMINE, EDISON e ENERGIA). Contestualmente al contratto di fornitura, i quattro operatori nazionali hanno sottoscritto un contratto con EDGP relativo al trasporto del gas dal luogo di acquisto sino al confine italo svizzero (Passo Gries) lungo il gasdotto TRANSITGAS, a valere sui diritti di trasporto detenuti da EDGP su quel gasdotto.

**68.** I contratti di fornitura di gas hanno tutti natura *take or pay* e durata decennale, fatta eccezione per quello sottoscritto con ENERGIA che ha validità sino al 2005. Quest'ultimo contratto, tuttavia, ha natura di "fornitura ponte" (*bridging*) intesa a coprire il periodo antecedente l'inizio della fornitura di gas libico che avrà inizio solo successivamente al completamento del nuovo gasdotto sottomarino di collegamento tra la Libia e la Sicilia. In tutti i contratti sono inserite specifiche clausole di revisione del prezzo.

**69.** I rappresentanti delle società PLURIGAS, EDISON, DALMINE e ENERGIA hanno affermato che non avrebbero acquistato il gas oltre frontiera da EDGP senza la certezza di ottenere l'accesso alla rete nazionale di gasdotti per un periodo ed un quantitativo pari a quello contenuto nel contratto di fornitura (cfr. documenti 291, 301, 303, 307 del fascicolo). Le quattro società che hanno acquistato gas da EDGP hanno dichiarato che il rischio maggiormente avvertito era un intervento del regolatore (AEEG) che limitasse la durata del contratto di trasporto sulla rete nazionale con SRG al periodo di un anno previsto dall'articolo 14, comma 3, della delibera 120/01. In tale ipotesi, a fronte di un impegno pluriennale verso il fornitore EDGP, sarebbe venuta meno la sostenibilità del rischio *take or pay*.

**70.** Tale esigenza era così avvertita che tutte queste società hanno contrattato con EDGP una clausola del contratto di fornitura di gas contenente una condizione sospensiva esercitabile entro il 30 settembre 2001 nel caso le regole fissate dall'AEEG sul trasporto nazionale non fossero state compatibili con il trasporto del gas acquistato sulla rete nazionale per un periodo pluriennale, pari a quello della fornitura. Quando, nell'ottobre 2001, il contratto di fornitura ha incominciato a esercitare i propri effetti senza che il regolatore definisse in via definitiva i propri criteri di accesso alla rete, si è reso necessario modificare la condizione sospensiva in una opzione a modificare il contratto di fornitura da decennale ad annuale. EDGP, tuttavia, ha concesso come termine massimo per l'esercizio di questa opzione il 20 gennaio 2001. Da quella data i contratti di fornitura sono pienamente validi.

**71.** Con riferimento alle condizioni di prezzo cui è stato venduto il gas di EDGP attraverso le vendite innovative, PLURIGAS ha dichiarato che (cfr. documento 303 del fascicolo):

– al "momento zero della fornitura" (ottobre 2001) le due opzioni (acquisto all'estero da EDGP ed acquisto ai *citygates* sempre da EDGP) erano equivalenti in termini di prezzo della materia prima;

– EDGP conosce i suoi costi di approvvigionamento;

– è ragionevole ipotizzare che EDGP, essendo in precedenza fornitore dei tre soci di PLURIGAS, nel cedere gas oltre frontiera a PLURIGAS, abbia fissato un prezzo di vendita tale da minimizzare il costo opportunità derivante dalla conseguente mancata vendita di equivalenti volumi di gas ai *citygates* di Milano e Genova.

PLURIGAS è poi tornata sul tema nella memoria finale presentata in data 19 settembre 2002 nella quale ha affermato che: «Non è contestabile che il controllo da parte di ENI delle quantità cedute e del prezzo di cessione attenuino significativamente le potenzialità competitive di PLURIGAS e dei suoi soci nei confronti di ENI. Peraltro, qualsiasi richiesta di ampliamento della fornitura, semmai venisse accolta, lascerebbe ENI nella comoda possibilità di scegliere quali clienti liberare a favore di clienti/concorrenti e quali mantenere sotto il suo diretto controllo» (cfr. documento 337 del fascicolo)

**72.** ENERGIA ha dichiarato che, sebbene EDGP abbia fissato un prezzo maggiore di quello che paga ai suoi fornitori, la sua maggiore efficienza commerciale, dettata anche dalle ridotte dimensioni della società e dalle economie derivanti dalla vendita congiunta di gas e energia elettrica, le consenta di praticare prezzi competitivi (cfr. documento 301 del fascicolo). EDISON ha affermato che quello pagato a EDGP per le vendite innovative è un prezzo molto elevato (sebbene non fuori mercato), che contiene un *mark-up* applicato da EDGP (cfr. documento 307 del fascicolo).

**73.** Il DGERM del MAP ha affermato che le possibilità competitive per gli operatori che hanno acquistato il gas da EDGP tramite le vendite innovative sono ovviamente limitate dalle stesse modalità contrattuali prescelte per la fornitura di gas: è EDGP-impresa in posizione dominante sul mercato a valle della vendita – che definisce le condizioni del loro approvvigionamento. L'effetto positivo di queste vendite di gas, secondo il DGERM, risiede nel fatto che esse "abitua" i consumatori finali di gas all'esistenza di altri fornitori all'ingrosso diversi da EDGP, anche se, in effetti, la

concorrenza che questi fornitori all'ingrosso potranno fare sarà limitata in termini di prezzo (cfr. documento 271 del fascicolo).

74. Con riferimento, invece, alle modalità con cui sono state effettuate le vendite innovative, DALMINE ha dichiarato che, data l'interconnessione internazionale della rete di gasdotti italiana, se EDGP avesse collocato su mercati esteri equivalenti volumi di gas naturale per non superare il tetto *antitrust*, ciò avrebbe incentivato le imprese concorrenti di quei mercati a chiedere l'accesso al mercato italiano, per compensare nel nostro mercato nazionale le loro minori vendite sui propri mercati. (cfr. documento 291 del fascicolo)

75. PLURIGAS ritiene che una diversa modalità di attuazione del disposto normativo da parte di EDGP, ad esempio attraverso vendite di gas all'estero, avrebbe reso disponibile capacità di trasporto sui gasdotti internazionali, come conseguenza di un loro diverso utilizzo. Ad esempio, un'eventuale vendita di gas in Germania da parte di EDGP avrebbe potuto determinare una reazione da parte dei concorrenti tedeschi, interessati ad esempio ad offrire a PLURIGAS volumi di gas da commercializzare in Italia. A detta di PLURIGAS, la modalità con cui EDGP ha ottemperato alle disposizioni previste dal decreto ha avuto come obiettivo quello di minimizzare il numero di operatori indipendenti da EDGP per l'approvvigionamento di gas sul mercato finale della vendita. (cfr. documento 303 del fascicolo)

76. EDISON ritiene che:

– se EDGP, in conseguenza dell'articolo 19, comma 3, del decreto 164/2000, avesse scelto di vendere gas all'estero per i mercati esteri (piuttosto che per l'Italia), si sarebbero create opportunità per l'ingresso di operatori stranieri in Italia (questi ultimi avrebbero potuto usufruire dello spazio sui gasdotti creato dalla vendita di gas di EDGP sui mercati esteri);

– nella prospettiva di promuovere la concorrenza, la modalità in astratto preferibile per contenere la percentuale di gas immesso da parte di EDGP nella soglia del 75% sarebbe stata una cessione, tramite gara, di contratti *take or pay*. EDISON afferma che avrebbe partecipato ad una gara del genere (cfr. documento 307 del fascicolo).

77. Il DGERM del MAP ha dichiarato che la vendita all'estero del gas destinato all'Italia, effettuata da EDGP, era l'unica soluzione possibile, praticabile a breve, per dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 19 del decreto (cfr. documento 271 del fascicolo).

78. EDISON e PLURIGAS hanno fornito elementi utili all'istruttoria in merito all'esistenza di alternative agli acquisti di gas naturale da EDGP a disposizione di operatori che intendono accrescere e/o costituire una posizione sul mercato della vendita di gas in Italia. EDISON ha chiarito che la scelta di rifornirsi di gas dal suo principale concorrente deriva dalle difficoltà riscontrate negli ultimi anni sia nella negoziazione con i fornitori esteri, sia nella ricerca di disponibilità di capacità di trasporto sui gasdotti internazionali e sulla rete nazionale (cfr. documento 307 del fascicolo). PLURIGAS fa discendere la difficoltà di approvvigionarsi da fornitori alternativi ad EDGP direttamente dalla politica di sottoscrizione di contratti *take or pay* da parte di EDGP stessa nel periodo immediatamente precedente all'entrata in vigore della direttiva: «[...] la sottoscrizione da parte dei produttori internazionali di contratti di fornitura con ENI idonei a coprire la crescita della domanda di gas in Italia almeno per i prossimi cinque anni, ha determinato al tempo stesso un forte disincentivo economico nei confronti di questi ultimi ad effettuare vendite di gas ad operatori che dovranno competere con le vendite di gas di ENI» (cfr. §18 documento 337 del fascicolo). Tale effetto di "forte disincentivo economico" deriverebbe dal fatto che la presenza di una pluralità di acquirenti sul medesimo mercato, con il conseguente aumento del grado di concorrenza sul prezzo finale del gas, determinerebbe per i fornitori esteri di gas il rischio prospettico di una riduzione nel livello dei prezzi delle loro forniture. PLURIGAS conclude, pertanto, ribadendo che se si accetta la tesi che le vendite innovative di gas all'estero per l'Italia effettuate da EDGP non erano certamente l'unica modalità a disposizione dell'operatore dominante, si deve concludere «[...] che invece le stesse erano l'unica alternativa alle forniture in Italia dall'operatore dominante per PLURIGAS. Alternativa peraltro limitata ai soli quantitativi che EDGP ha inteso offrire» (cfr. §19 documento 337 del fascicolo).

### **Lo scenario 2002-2010**

79. Il documento 74 del fascicolo è una nota interna di EDGP del 22 gennaio 2001 dal titolo "Considerazioni sulla dinamica delle immissioni di gas di ENI nel sistema nazionale e sull'allocazione della capacità". Si tratta di un documento che pianifica la strategia di EDGP alla luce dei limiti sul gas immesso introdotti dall'articolo 19 del decreto. Vengono in primo luogo presentate le previsioni di scenario per il periodo 2002-2010 (domanda totale, auto-consumi, produzione nazionale, quantità importate minime) e calcolati in valore i tetti sul gas immesso (sulla base delle percentuali previste dal decreto stesso). I risultati di queste previsioni sono sintetizzati nella tavola 2. La tavola fornisce, alla riga *c*, l'ammontare in miliardi di metri cubi/anno dei tetti all'immissione di gas alla frontiera gravante su EDGP (75% del gas consumato dal gennaio 2002 che scende di due punti percentuali all'anno) e, per differenza con la domanda prevista, la quota riservata ai terzi operatori (cfr. riga *e*). La riga *d* della tavola contiene, per l'intero periodo 2002-2010, il valore in metri cubi dei volumi di gas in eccesso rispetto alle disponibilità minime di EDGP che non avrebbero dovuto essere immessi al consumo in Italia a partire dal gennaio 2002 per non superare le soglie previste dall'articolo 19 del decreto.

**Tavola 2. Valore dei tetti sul gas immesso e mercato disponibile per i terzi (mld di metri cubi)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fabbisogno di gas (a)	75.3	76.6	79.5	82.3	83.9	85.6	87.3	89.0	90.6
Produzione nazionale AGIP	15.1	14.2	12.7	13.2	12.5	10.7	9.8	9.1	8.9
Import EDGP (AMQ)	45.4	48.4	49.4	50.1	50.9	51.7	52.8	52.8	52.8
Disponibilità (minima) ENI (b)	60.5	62.6	62.1	63.3	63.4	62.4	62.6	61.9	61.7
Tetti all'immissione per ENI (*) (c)	57.2	57.2	59.0	59.9	59.9	59.5	59.1	58.7	59.6
Differenza tra disponibilità minima e tetti (d) = (b)-(a)	3.3	5.4	3.1	3.4	3.5	2.9	3.5	3.2	2.1
Mercato a disposizione di terzi operatori (e) = (a)-(c)	18.1	19.4	20.5	22.4	24.0	26.1	28.2	30.3	31.0

(\*) Calcolata come il 75% dei consumi nazionali a partire dal gennaio 2002, tale percentuale si riduce di due punti ogni anno sino a raggiungere il 61%. La percentuale è calcolata sottraendo sia dalle quantità importate e prodotte sia da quelle consumate, le quantità auto-consumate direttamente da ENI. Nel documento sono dunque previsti (ma non vengono riportati in tabella) i profili dell'auto-consumo di gas all'interno del gruppo ENI nel periodo 2002-2010.

Fonte: Elaborazioni dal documento 74 del fascicolo

**80.** La successiva tavola 3 contiene, invece, delle elaborazioni sulle previsioni di scenario effettuate da EDGP, relativamente alle disponibilità di gas dei terzi operatori. La riga *b* della tavola indica, in forma disaggregata per singola società, le quantità di gas già nella disponibilità di terzi operatori al gennaio 2001. Queste oscillano dai 12 miliardi di metri cubi previste per il 2002 ai circa 19 miliardi del 2010.

**Tavola 3. Disponibilità di gas dei terzi operatori (miliardi di metri cubi)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Mercato terzi (a)	18.1	19.4	20.5	22.4	24.0	26.1	28.2	30.3	31.0
Disponibilità terzi al gennaio 2001									
Edison (*)	2	2	2.5	5	6	6	6	6	6
ENEL	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
Gaz de France (**)			0.25	2	2	2	2	2	2
CIR Energia (**)			0.25	2	2	2	2	2	2
Prod. Nazionale	2.1	2	1.8	1.6	1.4	1.3	1.3	1.2	1.3
Totale (b)	12.0	11.9	12.7	18.5	19.3	19.2	19.2	19.1	19.2
(c) = (a)-(b)	6.1	7.5	7.8	3.9	4.7	6.9	9.0	11.2	11.8
Vendite innovative									
anticipi Libia (EDISON, CIR ENERGIA)	1.25	2.75	3.75						
PLURIGAS	3	3	3	3	3	3	3	3	3
EDISON (SONDEL)	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
DALMINE ENERGIE	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Totale (d)	6.55	8.05	9.05	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Surplus o deficit rispetto alle disponibilità a terzi (e) = (d) - (c)	0.45	0.55	1.25	1.4	0.5	-1.6	-3.7	-4.9	-5.5

(\*) fino al 2004 si tratta di gas russo acquistato da PROMGAS (50% SNAM e 50% Gazprom); dal 2005 si tratta di gas libico acquistato interamente da SNAM.

(\*\*) si tratta di gas libico acquistato interamente da SNAM.

Fonte: Elaborazioni dal documento 74 del fascicolo.

**81.** La riga *c* della tavola 3 riporta i quantitativi di gas di cui i terzi avrebbero avuto necessità per soddisfare la quota prevista dalla norma sul tetto all'immissione (25% nel 2002; 27% nel 2003 sino al 39% nel 2008 e sino al 2010). Ove si confronti la riga *c* della tavola 3 con la riga *d* della precedente tavola 2 si osserva che, mentre i quantitativi necessari a soddisfare il deficit di disponibilità per i terzi a gennaio 2002 erano, nello scenario prospettato dal documento 74, pari a 6,1 miliardi di metri cubi di gas, i volumi di gas in eccesso rispetto alle disponibilità minime di EDGP da non immettere al consumo entro il gennaio 2002 erano pari a 3,3 miliardi di metri cubi di gas.

**82.** A gennaio 2001 (e dunque prima di sottoscrivere i relativi contratti) EDGP prevedeva di effettuare "vendite innovative" a EDISON, ENERGIA, PLURIGAS e DALMINE per un totale di 6,55 miliardi di metri cubi (cfr. riga *d* tavola 5). Queste vendite erano, in volume, più che sufficienti a soddisfare per il periodo 2002-2006 la quota che i terzi dovevano immettere sul mercato ai sensi della normativa sui tetti antitrust (cfr. riga *e* tavola 5). Solo a partire dal 2007, le previsioni di EDGP contenute nel documento 74 individuavano un deficit nelle disponibilità di gas per i terzi operatori (cfr. riga *e* tavola 5).

**83.** Queste elaborazioni dei dati contenuti nel documento 74 hanno sinora omissso di considerare la flessibilità dei contratti *take or pay* sottoscritti da EDGP. Si tratta di quelle quantità di gas relative alla differenza tra ACQ e AMQ che possono essere utilizzate a fini di modulazione a causa della irregolarità della domanda finale di gas (in particolare

in presenza di una funzione di stoccaggio insufficiente). In volume, questa flessibilità è di un certo rilievo: sempre nel documento 74, si stima una dimensione media della flessibilità contrattuale di EDGP pari a circa 7 miliardi di metri cubi l'anno per il periodo 2002-2010. Come ampiamente argomentato da EDGP si tratta di una disponibilità di gas che viene pagata al fornitore del contratto *take or pay* che la rende disponibile.

**84.** SRG ha dichiarato, nel corso del procedimento, di sottoscrivere con i propri utenti della rete nazionale contratti di trasporto in cui viene indicata una sola capacità impegnata (pari alla quantità giornaliera trasportabile, DCQ; cfr. documento 268 del fascicolo). Si tratta della massima capacità contrattuale giornaliera naturalmente commisurata alla punta dei consumi (e che dunque tiene conto di tutta la flessibilità dei contratti). SRG ha, inoltre, dichiarato di essere indifferente rispetto al modo in cui i propri clienti utilizzano effettivamente la capacità contrattuale impegnata. Ad esempio, a fronte di un utilizzo effettivo della capacità pari al 50% di quella contrattata, SRG riteneva di dover riservare comunque il 100% della capacità assegnata. Eventuali flessibilità legate al mancato utilizzo di tutta la capacità impegnata dagli utenti della rete possono essere negoziate sul mercato secondario.

**85.** Questa prassi commerciale portava EDGP, nel gennaio 2001, a ritenere che la flessibilità dei propri contratti *take or pay* avesse piena rispondenza nell'accesso al sistema nazionale e che ciò potesse avere qualche ricaduta negativa sulle possibilità di accesso di terzi operatori: «L'effetto complessivo delle citate azioni<sup>13</sup> porterebbe [EDGP] ad avere una flessibilità nella disponibilità di gas e nell'accesso al sistema nazionale che oscilla nel periodo 2002-2005 tra i 3 ed i 7 miliardi di metri cubi all'anno (allegato C). Tale flessibilità potrebbe peraltro essere considerata eccessiva e limitante l'accesso ad altri operatori, con possibile richiesta di messa a disposizione a terzi, ma giustificata sulla base delle seguenti considerazioni: (a) esiste un'alta probabilità che il profilo di produzione AGIP sia inferiore alle previsioni di scenario, giustificando un maggior ricorso alle importazioni per valori che vanno da 2 a 4 miliardi di metri cubi all'anno; (b) il calcolo su base triennale dei limiti antitrust richiede di disporre una flessibilità aggiuntiva per recuperare eventuali immissioni inferiori ai limiti di un anno. Tale flessibilità potrebbe essere valutata nell'ordine di ½ miliardo di metri cubi l'anno; (c) un margine di flessibilità da usare come modulazione – assicurata dal contratto di acquisto e già implicita nel prezzo di approvvigionamento – deve essere salvaguardata anche dal sistema nazionale (1 miliardo di metri cubi all'anno). Tali argomentazioni giustificano il rifiuto a cedere “strutturalmente” la capacità di accesso di [EDGP] connessa alle flessibilità contrattuali previste, ma possono lasciare aperta la possibilità di messa a disposizione su base temporanea della capacità (mercato secondario della capacità)» (cfr. documento 74 del fascicolo).

**86.** Si ritiene che la delibera 137/02, contenente la “Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete”, abbia risolto questo punto con riferimento alla rete nazionale dei gasdotti. Sulla base delle regole fissate dall'AEEG, infatti, a regime (2005) nessun utente della rete nazionale dei gasdotti titolare di contratti *take or pay* di approvvigionamento di gas potrà impegnare la rete per un quantitativo superiore alla quantità media giornaliera (minore della DCQ). EDGP, pertanto, non potrà impegnare la rete nazionale per un quantitativo di gas comprensivo di tutta la flessibilità dei propri contratti. Al tempo stesso, tuttavia, rimane intatto il problema della saturazione dei gasdotti internazionali dai contratti *take or pay* esistenti (non interessati dalle norme fissate dal regolatore). Assume rilevanza, in questa prospettiva, l'ipotesi di potenziamento delle infrastrutture esistenti, avanzata da EDGP nel corso del procedimento.

### ***La strategia seguita da EDGP***

**87.** Nel testo del documento 74 si legge: «L'applicazione dei limiti antitrust porta il mercato dei terzi operatori dai circa 18 miliardi di metri cubi del 2002 ai 31 miliardi di metri cubi del 2010, a fronte di disponibilità già acquisite di 19 miliardi di metri cubi all'anno a regime, di cui 8 miliardi di metri cubi di gas libico venduto da ENI e 2 miliardi di metri cubi all'anno di gas russo venduto da PROMGAS. Ne deriva un deficit di disponibilità per i terzi dell'ordine di 7 miliardi di metri cubi all'anno nel medio termine (2002-2004) per portarsi al valore di circa 12 miliardi di metri cubi all'anno 2010». Al fine di soddisfare questo deficit delle disponibilità dei terzi operatori, EDGP prevedeva di vendere: «[...] da 1 a 4 miliardi dal 2002 al 2004 agli acquirenti del gas libico come anticipazione delle importazioni e forniture decennali di 3 miliardi di metri cubi a Plurigas (municipalizzate), di 1,3 miliardi di metri cubi a Sondel (gruppo Edison) e 1 miliardo di metri cubi a Dalmine Energie. In questo modo i terzi si assicurano fino al 2006 una disponibilità pari alla quota di mercato derivante dai limiti antitrust».

**88.** Le due ultime righe della precedente citazione indicano come l'intento di EDGP fosse di colmare l'intero «deficit di disponibilità per i terzi» tramite vendite di proprio gas. Detto in altri termini, stante un obbligo in capo ad EDGP di non immettere in Italia più del 75% del gas consumato nel 2002, EDGP ha deciso, invece, di porsi come fornitore di tutto il gas necessario ai terzi per immettere, tenuto conto delle disponibilità già acquisite, il restante 25%. Il documento 74 contiene un ulteriore passaggio che induce a ritenere che EDGP intendesse effettivamente commisurare le proprie vendite ai volumi necessari a coprire il mercato dei terzi: «In ogni caso va evitato l'ampliamento delle vendite all'estero destinate all'Italia oltre ai livelli considerati in quanto porterebbe le immissioni di gas di ENI al di sotto dei limiti di legge senza peraltro modificare il livello di flessibilità a disposizione».

---

<sup>13</sup> [Si tratta delle “vendite innovative”.]

**89.** Trattandosi di volumi di gas che “devono” necessariamente essere immessi in Italia (al fine di consentire l’ottemperanza ai tetti di cui all’articolo 19 del decreto), nel documento 74 si argomenta che agli acquirenti delle vendite innovative deve essere fornita anche la relativa capacità di trasporto. Quanto a quella sul gasdotto che veicola il gas dal Nord Europa (il TRANSITGAS), la soluzione è immediata, vale a dire far subentrare tramite un contratto *ad hoc* gli acquirenti delle vendite innovative su parte dei diritti di trasporto posseduti da EDGP sul TRANSITGAS. Più complesso il problema legato all’accesso alla rete nazionale dei gasdotti, materia affidata dall’articolo 24, comma 5, del decreto, alla regolamentazione dell’AEEG. Nel gennaio 2001, data di stesura del documento 74, si era in attesa del documento di consultazione (poi uscito nel marzo dello stesso anno) dell’AEEG. Al riguardo nel documento 74 si legge: «*La vendita di gas all’estero per l’Italia richiede il trasferimento della capacità impegnata da [EDGP] agli acquirenti; tale passaggio è reso possibile se vengono stabiliti criteri di allocazione della capacità di accesso su base pluriennale con priorità ai contratti di lungo termine. In caso contrario-come ad esempio la messa all’asta annuale della capacità, soluzione indicata dall’Autorità [di regolazione]-la vendita all’estero per l’Italia potrebbe essere messa a rischio, con la paradossale conseguenza di rallentare lo sviluppo dei terzi operatori*» (cfr. documento 74, pagina 1).

**90.** È agevole, alla luce di quanto precede, concludere che una definizione di criteri di accesso che avesse concesso priorità di conferimento al gas proveniente dai contratti di approvvigionamento a lungo termine (quali quelli relativi alle vendite innovative) fosse considerata da EDGP un passaggio fondamentale per raggiungere l’obiettivo di fornire ai terzi, tramite proprie vendite all’estero per l’Italia, il quantitativo di gas necessario a coprire l’intera quota di mercato loro designata dai tetti di cui all’articolo 19 del decreto.

**91.** Sono agli atti documenti che provano come il principio di allocazione prioritaria dei contratti di approvvigionamento di lungo periodo fosse da tempo in elaborazione presso EDGP, ben prima della separazione societaria tra EDGP e SRG (avvenuta il 1 luglio del 2001).

**92.** Il documento 122 del fascicolo è una *e-mail* interna dell’allora Divisione mercato di SNAM del 21 febbraio 2001, avente ad oggetto una “*Proposta di allocazione della capacità di accesso alla rete nazionale*”. Secondo il documento «*la graduatoria di accesso alla capacità esistente viene stabilita valorizzando i seguenti titoli di priorità:*

- contratti di lungo termine (almeno decennali) con vincoli take or pay o contratti ad essi complementari;
- diversificazione geografica;
- entità del rischio del paese di provenienza o di transito;
- modulazione contrattuale.

(cfr. documento 122 del fascicolo).

**93.** Il documento 133 del fascicolo è relativo ad una *e-mail* indirizzata nel febbraio 2001, inviata presumibilmente da un consulente inglese di EDGP ad un dirigente poi passato a SRG. Nel descrivere quello che definisce «*Snam DM proposal for entry capacity allocation*» (si tratta della proposta di SNAM Mercato poi divenuta EDGP), l’estensore della *e-mail* scrive «*[...] the only criteria for prioritisation is the honouring of the existing take or pay contracts, which already account for the bulk of available import capacity [...] beyond the honouring of long term take or pay access, the Compendio envisages capacity allocation on a first come first served base. Over subscription would trigger the auction mechanism*» (cfr. documento 133).

**94.** Il documento 179 del fascicolo, di fonte interna EDGP, circolato via *e-mail* tra i dirigenti della società, riassume due incontri svolti il 30 gennaio 2001 al MAP tra il DGERM e i rappresentanti di EDGP, il primo in materia di tariffe ed il secondo (che rileva ai fini del presente procedimento) in materia di “accesso al sistema nazionale”. Secondo l’estensore del resoconto: «*gli obiettivi del MICA sono sostanzialmente: 1. esercitare il ruolo di indirizzo attribuito al MICA dal decreto legislativo 164/2000; 2. non introdurre barriere che ostacolino il mercato; 3. gestire in maniera non discriminatoria anche la capacità marginale esistente. Il MICA vede comunque favorevolmente l’azione di cessione del gas all’estero a nuovi operatori e-anche in relazione a ciò-è contrario a criteri di allocazione della capacità con meccanismi quale l’asta a breve termine o il razionamento pro quota (le due ipotesi formulate nel documento di consultazione dell’Autorità). La soluzione della SNAM (priorità ai contratti di lungo termine) solleva dubbi nel [MAP] di sostenibilità politica, in quanto, in particolare da un punto di vista della comunicazione, sembrerebbe troppo favorevole ad ENI. Inoltre sono state evidenziate dal [MAP] le criticità gestionali e giuridiche connesse a sistemi basati sul criterio di first come first served*» (cfr. documento 179).

**95.** Il 9 febbraio 2001 si svolge una nuova riunione presso il Ministero dell’Industria. Nel resoconto della riunione redatto dalla EDGP si legge: «*La posizione del MICA rispetto alla proposta di SNAM di allocare capacità di accesso sulla base di impegni di lungo termine, con priorità derivate da una graduatoria [...] si è modificata significativamente quando si è chiarito il seguente quadro: (i) la capacità di ingresso può essere significativamente incrementata in tempi relativamente brevi e a costi che non costituiscono una barriera all’entrata per i nuovi operatori; (ii) Snam non ha capacità in eccesso nei periodi invernali, ma è in grado di programmare il grado di utilizzo della capacità nei periodi estivi*» (cfr. documento 176 del fascicolo).

**96.** Il DGERM del MAP ha dichiarato che, con «specifico riferimento alle riunioni dell’inverno 2001, la DGERM si accorse subito che il criterio proposto di conferimento di accesso prioritario ai contratti esistenti avrebbe determinato qualche sorta di asimmetria tra operatori. A questa perplessità del Ministero fu risposto da SNAMRETEGAS che il diritto di accesso prioritario conferito ai contraenti i quattro contratti di fornitura di gas dalla attuale società ENI GAS&POWER derivava da ragioni puramente contrattuali, nel senso che ad essi veniva

contrattualmente trasferito il diritto di accesso che aveva la precedente società SNAM sui propri contratti take or pay» (cfr. documento 271 del fascicolo).

## **Il regime di accesso ai gasdotti internazionali**

**97.** Nel periodo 2000-2001 numerosi operatori che disponevano di proprio gas hanno richiesto a EDGP, senza successo, l'accesso ai gasdotti internazionali di importazione (in particolare TAG e TRANSITGAS). Dall'esame della documentazione agli atti emerge come l'accesso a questi gasdotti di importazione sia stato nei fatti ostacolato dalla presenza di impegni contrattuali di lungo periodo, che saturano tutta la capacità esistente.

**98.** La principale impresa tedesca attiva nel settore del gas naturale, RURHGAS, ha formulato ad EDGP, alla fine del 2000, una serie di richieste di accesso al gasdotto TRANSITGAS (cfr. documenti 81, 82, 83 e 99 del fascicolo). In particolare, tra il 12 ed il 17 ottobre 2000, RUHRGAS ha inviato quattro richieste di accesso al confine italo-svizzero, per periodi oscillanti tra l'ottobre 2001 e il 2006 (cfr. documento 83). Le richieste di RUHRGAS contenevano l'indicazione delle zone in cui erano localizzati i suoi potenziali clienti: Merano/Bolzano (300.000 mc di gas/ora), Roma/Milano (250.000 mc di gas/ora) e Castellanza (71.000 mc di gas/ora) e la data di inizio richiesta per il servizio di trasporto di gas (dopo il 30 settembre 2001). EDGP ha risposto a RUHRGAS il 21 febbraio 2001 (5 mesi dopo la richiesta di accesso) e solo dopo che RUHRGAS, in data 15 febbraio 2001, aveva sollecitato una risposta ricordando che «*a response time of more than four months so far is unusual in international business and not acceptable*». Nella risposta di EDGP si legge: «*the capacity at the swiss italian border near Griesspass is at present entirely committed until september 30th, 2002. A limited capacity, in any case lower than your requested capacity, is available for the period October 1st 2002-September 30th 2003; however, we have to underline that EDGP received previous requests by other companies*» (cfr. documenti 81 e 82 del fascicolo).

**99.** La società BLUGAS ha dichiarato di aver formulato per iscritto una richiesta di accesso alla società TAG FINCO e di aver ricevuto una risposta negativa alla richiesta sulla base della motivazione della mancanza di capacità sia continua che interrompibile (cfr. documento 206 del fascicolo). L'associazione ASSOCARTA, a nome e per conto di altri raggruppamenti di imprese ad alto consumo di gas, nel giugno 2001 ha inviato una richiesta di incontro con i rappresentanti della società TAG FINCO «*[...] to discuss the situation on transportation capacity on TAG and the possibility to apply for transportation rights*» (cfr. documento 233 del fascicolo). In data 28 giugno 2001, TAG FINCO rispondeva ad ASSOCARTA «*[...] we wish to inform you that the present transportation capacity of the TAG pipeline System is fully committed by our existing clients under long term firm transportation capacity*» (cfr. documento 233 del fascicolo). Nel settembre 2001, la società TAG FINCO rispondeva negativamente ad una richiesta di capacità di trasporto della società E-NOI sulla base della medesima motivazione (impegni di trasporto di lungo periodo che saturano la capacità disponibile) (cfr. allegato 3 al documento 247 del fascicolo).

**100.** ENEL ha fornito un prospetto riepilogativo di tutte le richieste formulate dalla propria controllata ENEL.FTL nel periodo 2000-2001 alle società di gestione dei gasdotti internazionali per l'accesso alle infrastrutture TAG, TENP, e TRANSITGAS (cfr. documento 315 del fascicolo). Si tratta di tre richieste contestuali, relative al maggio 2000, di accesso di lungo periodo (15 anni) ai gasdotti TENP, TRANSITGAS e TAG e di tre richieste di accesso di breve termine (semestre estivo 2001 sul TRANSITGAS e sul TENP; semestre estivo degli anni 2001-2005 sul TAG). Le tre richieste di accesso di lungo periodo sono state tutte respinte con la motivazione dell'assenza di capacità disponibile. Due delle richieste di breve termine sono state accettate sulla base di una ripartizione pro quota rispetto alla richiesta iniziale ed una è stata rifiutata con la motivazione dell'assenza di capacità.

## **Il contratto di trasporto sottoscritto da EDGP e SRG il 30 agosto 2001**

**101.** Il 30 agosto 2001 EDGP e SRG hanno sottoscritto un contratto di trasporto di gas (cfr. documento 136 del fascicolo), avente ad oggetto la messa a disposizione di capacità ed il trasporto da parte di SRG del gas consegnato da EDGP ai punti di consegna, nonché la riconsegna da parte di SRG alla EDGP ai punti di riconsegna di una quantità equivalente di gas. La durata del contratto era fissata dal 1° luglio 2001 al 31 dicembre 2022. Il contratto copre tutta la politica di approvvigionamento di gas di EDGP. I punti di consegna sono infatti i tre ingressi dei gasdotti di importazione da cui EDGP veicola il gas acquistato all'estero (Tarvisio, Passo Gries, Mazara del Vallo) e tutti i punti di ingresso della produzione nazionale di ENI, Divisione AGIP, acquistata da EDGP.

**102.** L'articolo 15, comma 5, del contratto tra EDGP e SRG ("Disposizioni Generali") dispone che: «nell'eventualità che [EDGP] ceda a terzi volumi di gas dei propri contratti di approvvigionamento [...] prima dell'accesso al sistema nazionale dei gasdotti, [EDGP] avrà facoltà di cedere la corrispondente capacità di trasporto di cui al presente contratto e [SRG] acconsente sin d'ora a tale cessione a condizione che: il soggetto subentrante nella capacità di trasporto ceduta sottoscriva con [SRG] un contratto di trasporto, in relazione a tale capacità, avente termini e condizioni identici al presente contratto per quanto applicabili» (cfr. documento 136 del fascicolo).

**103.** Al momento della sottoscrizione del contratto con SRG (30 agosto 2001), EDGP aveva già ceduto a terzi volumi di gas dai propri contratti di approvvigionamento. I quattro contratti relativi alle c.d. "vendite innovative" recano, infatti, date precedenti il 30 agosto 2001: contratto con ENERGIA (26 aprile 2001); contratto con PLURIGAS (30 maggio 2001); contratto con SONDEL (30 luglio 2001); contratto con DALMINE (3 agosto 2001).

**104.** Le società ENERGIA, PLURIGAS, EDISON e DALMINE si sono avvalse della opportunità-loro offerta dall'articolo 15, comma 5, del contratto tra EDGP e SRG-di subentrare nei diritti di trasporto di EDGP per una quantità di capacità di trasporto commisurata agli impegni di acquisto presenti nei rispettivi contratti di fornitura sottoscritti con EDGP (cfr. documenti 107, 108, 109, 113 e 114 del fascicolo). DALMINE, PLURIGAS, ENERGIA e EDISON hanno poi sottoscritto, tra il 13 ed il 14 settembre 2001, un contratto decennale (2001-2010) di trasporto con SRG per un quantitativo pari ai volumi di gas acquistati da EDGP (cfr. documenti 142, 143, 144 e 145 del fascicolo). Nelle premesse di questi contratti di trasporto, dopo aver ricordato la sottoscrizione del contratto di fornitura con EDGP ("vendita innovativa"), si afferma che essi sono stati sottoscritti in virtù del fatto che EDGP ha esercitato la facoltà, di cui al citato articolo 15, comma 5, del contratto di trasporto tra EDGP e SRG, di poter cedere una quota della propria capacità di trasporto qualora essa avesse ceduto a terzi volumi di gas prima dell'accesso al sistema nazionale dei gasdotti.

**La notifica dei contratti di trasporto ai sensi dell'articolo 15, comma 12 della delibera 120/01 e le delibere n. 224/01 232/01, 233/01, 234/01, 235/01 dell'AEEG**

**105.** La delibera 120/01 dell'AEEG stabiliva, all'articolo 14, comma 3, che la capacità di trasporto fosse conferita su base annuale. Il medesimo provvedimento prevedeva, tuttavia, la possibilità di stipulare contratti per l'accesso alla rete nazionale di gasdotti e alla rete regionale di gasdotti, in deroga alle condizioni previste dall'articolo 14 con l'obbligo per i soggetti contraenti di trasmettere copia di tali contratti all'AEEG, pena la nullità dei medesimi, entro 15 giorni dalla stipula (articolo 15, comma 12). Entro 30 giorni dalla data di ricevimento dei contratti in deroga, l'AEEG doveva verificare che le clausole contenute nei contratti notificati non contrastassero con l'esigenza di garantire la libertà di accesso, la parità di condizioni e la trasparenza del servizio di trasporto e di dispacciamento del gas, comunicando ai soggetti, entro il medesimo termine, l'eventuale esito negativo e le eventuali modifiche di dette clausole. Ove l'AEEG non si fosse pronunciata entro i 30 giorni, i contratti si dovevano intendere positivamente verificati (articolo 15, comma 12).

**106.** In quanto prevedevano un trasporto di gas pluriennale, dunque in contrasto con il disposto dell'articolo 14, comma 3 della delibera 120/01, i contratti sottoscritti da SRG con EDGP il 30 agosto 2001 e con ENERGIA, PLURIGAS, EDISON e DALMINE tra il 13 ed il 14 settembre 2001 sono stati notificati all'AEEG ai sensi dell'articolo 15, comma 12 della delibera.

**107.** L'AEEG ha deliberato una serie di provvedimenti individuali per ogni singolo contratto notificato (delibere n. 224/01, n. 232/01, 233/01, 234/01, 235/01). Nel deliberato dei provvedimenti dell'AEEG, il primo punto dispone « *di comunicare alla parti contraenti che è negativo l'esito della verifica di cui al comma 15.13 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 2001, n.120/01, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale, n. 147 del 27 giugno 2001, relativamente alla clausole ed ai punti seguenti:*» [enfasi aggiunta].

**108.** Le modifiche alle clausole contrattuali imposte dall'AEEG sono le stesse per tutti i contratti visionati. Prendendo come riferimento la delibera 224/01 ("modifica di alcune clausole contrattuali contenute nei contratti di trasporto di gas naturale tra le Rete Gas Italia Spa e la SNAM Spa") si tratta delle seguenti modificazioni:

a) all'articolo 2, comma 3, soppressione del periodo "al netto delle perdite e dei consumi durante il trasporto";

b) all'articolo 15, sostituzione del comma 1 con il seguente: "Per ogni modifica al presente contratto è richiesta la forma scritta con sottoscrizione dei legali rappresentanti delle parti, tranne nel caso si tratti di recepire disposizioni o provvedimento delle competenti autorità riguardanti il servizio oggetto del presente contratto;

c) all'articolo 15, sostituzione del comma 4 con il seguente: "Le parti si danno atto e concordano che tutte le disposizioni del presente contratto saranno adeguate sulla base di disposizioni o provvedimenti emessi dalle competenti autorità e sulla base delle condizioni applicate da Rete Gas Italia alla generalità degli utenti in quanto compatibili con le predette disposizioni o provvedimenti;

d) all'articolo 16, sostituzione del comma 2 con il seguente "Fatte salve le attribuzioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, qualsiasi controversia tra le parti relativa al contratto è devoluta all'esclusiva competenza del tribunale di Milano"» [enfasi aggiunta].

**109.** Queste disposizioni sono intervenute con la delibera 137/02 del 17 luglio 2002, la quale, all'articolo 25, dispone che «*nei rapporti contrattuali in essere, le condizioni tra l'impresa di trasporto e l'utente restano in vigore sino all'approvazione del codice di rete ai sensi dell'articolo 19, ad eccezione di quelle incompatibili con il presente provvedimento, le quali cessano di produrre effetti dalla sua entrata in vigore*» [enfasi aggiunta]. Le disposizioni dei contratti sottoscritti da SRG con EDGP, ENERGIA, DALMINE, PLURIGAS e EDISON che sono in contrasto con le disposizioni della delibera 137/02 sono chiaramente: 1) la durata, che supera il limite di cinque anni previsto dal regolatore; 2) l'ammontare contrattuale, che nei contratti era commisurato alla massima quantità giornaliera (DCQ) mentre il regolatore ha stabilito il conferimento prioritario limitatamente alle quantità medie giornaliere.

**110.** Con riferimento a queste delibere, l'AEEG ha altresì dichiarato: «[l'AEEG] è intervenuta tra l'altro ad impedire che vi fosse un impegno di capacità pluriennale predefinito a favore delle società che vantavano contratti "esistenti" alla data del conferimento, prevedendo che tali contratti siano assoggettati alle regole più generali previste dall'Autorità con il codice di rete e che tali regole siano automaticamente inserite nei contratti» (cfr. documento 298 del fascicolo).

## **Le regole di allocazione della capacità di trasporto per l'anno termico 2001-2002**

**111.** Il DGERM del MAP ha affermato di riconoscere «[...] la peculiarità della situazione che si è concretizzata per l'anno termico 2001-2002. La norma contenuta nel D.Lgs. 164/2000 prevede espressamente che sia l'AEEG a fissare i criteri per il conferimento della capacità di trasporto. Senza voler entrare nelle motivazioni sottese al ritardo dell'AEEG, si sottolinea la perplessità del Ministero sul fatto che sia stata SNAMRETEGAS stessa a definire le regole di accesso» (cfr. documento 271 del fascicolo).

**112.** Al riguardo SRG ha affermato che quando «[...] a fine agosto 2001 [...] si è resa conto che l'AEEG non avrebbe pubblicato, nonostante tra l'altro una lettera del Presidente di SRG all'AEEG, i criteri previsti dall'articolo 24, comma 5 del D.Lgs. 164/2000, SRG avrebbe potuto anche decidere di non procedere alla vendita di capacità per il nuovo anno termico. In realtà, assumendosene la responsabilità, ha deciso di definire e pubblicare un set di propri criteri ("condizioni di accesso per l'anno termico 2001-2002") e di procedere all'assegnazione, non appena sono intervenute la pubblicazione da parte del Ministero delle capacità tecniche e la delibera dell'AEEG in materia tariffaria » (cfr. documento 268 del fascicolo).

**113.** In effetti, in data 6 luglio 2001, SRG aveva scritto al Presidente dell'AEEG proponendo, in considerazione della ristrettezza dei tempi, «*di introdurre un periodo di transizione di un anno caratterizzato da "condizioni provvisorie d'accesso applicabili per il primo anno termico" predisposte dal trasportatore ad integrazione delle disposizioni [...] della delibera 120/01. In tal modo si potrebbe ridurre l'incertezza sia per gli utenti sia per il trasportatore [...]*» (cfr. documento 168 del fascicolo). SRG proponeva all'AEEG di sostenere un piano operativo che prevedeva la definizione di un insieme semplificato di regole di accesso e la loro pubblicazione sul proprio sito internet. SRG riteneva, tuttavia, che «*[a]i fini dell'accettazione è però indispensabile il sostegno dell'Autorità tramite un documento ufficiale [...]*» (cfr. documento 168 del fascicolo).

**114.** Nella lettera in cui rispondeva, in data 3 agosto 2001, alla lettera di SRG del 6 luglio 2001, l'AEEG ribadiva la propria competenza esclusiva, sulla base delle norme contenute nel decreto 164/2000 (articolo 24) in materia di definizione dei criteri per regolare l'accesso alle reti di gasdotti e degli obblighi dei soggetti che esercitano l'attività di trasporto e di dispacciamento. L'AEEG ricordava, inoltre, che sino alla definizione dei criteri, le uniche regole valide erano quelle contenute negli articoli 14 e 15 della delibera 120/01. Ribadendo che, a quella data, i criteri erano ancora in fase di definizione, l'AEEG rilevava che essi avrebbero assicurato «*un'ordinata transizione verso le condizioni da applicare a regime e la definizione di quegli aspetti che richie[devano] ancora di essere integrati o perfezionati*» (cfr. documento 175). A tale riguardo l'AEEG puntualizzava che «*[s]econdo i principi generali in tema di autonomia negoziale le parti rimangono comunque libere di definire consensualmente lo schema contrattuale più funzionale alle loro esigenze, purchè nel rispetto delle disposizioni della deliberazione [120/01] nonchè, più in generale, della legge 481/1995 e del D.Lgs. 164/2000*» (cfr. documento 175).

**115.** SRG ha dunque provveduto, in data 7 settembre 2001, a pubblicare sul proprio sito *internet* un documento denominato "*Condizioni per l'accesso per l'anno termico 2001-2002*". In data 18 settembre 2001, l'AEEG ha emesso una comunicazione nella quale ha precisato che le condizioni di accesso pubblicate da SRG, in deroga alle disposizioni della delibera 120/01, sono da intendersi come una proposta contrattuale di cui l'AEEG stessa avrebbe valutato i contenuti, avviando, qualora fossero stati evidenziati comportamenti lesivi degli interessi degli utenti, procedimenti volti ad ordinare la cessazione di detti comportamenti (cfr. documento 298 del fascicolo).

**116.** Le principali caratteristiche del processo di allocazione della capacità di trasporto ai punti di ingresso dei gasdotti di importazione nella rete nazionale definite da SRG sono:

- assegnazione prioritaria della capacità di tipo continuo ai titolari dei contratti di trasporto di lungo periodo esistenti;
- in caso di ulteriori richieste di capacità maggiori della capacità disponibile che residua dopo aver dato accesso prioritario ai contratti esistenti, ripartizione pro quota della capacità disponibile tra i richiedenti, dando priorità alle richieste di capacità continua rispetto alla interrompibile;
- offerta ai richiedenti che hanno confermato i propri impegni della capacità di trasporto non confermati da altri richiedenti.

**117.** Le delibere nn. 224/01, 232/01, 233/01, 234/01 e 235/01, discusse in precedenza, contengono anche una parte finale relativa alle "*Condizioni per l'accesso per l'anno termico 2001-2002*" pubblicate da SRG sul proprio sito. In particolare, tali delibere dispongono alcune modifiche di lieve entità al capitolo C, paragrafo 9.2, in materia di nuovi conferimenti e revisioni della capacità conferita, ed al capitolo H, paragrafo 1, in materia di penali di bilanciamento.

### **I contratti di trasporto esistenti**

**118.** Il processo di conferimento delle capacità di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti per l'anno termico 2001-2002 è formalmente iniziato il 7 settembre 2001 e si è concluso il successivo 15 ottobre. Tra il 7 e il 14 settembre 2001, SRG ha ricevuto le richieste di accesso e provveduto a verificarne la congruità rispetto alla disciplina in vigore. Tra il 14 e il 19 settembre SRG ha provveduto ad assegnare la capacità di trasporto disponibile tra le richieste pervenute secondo le regole descritte in precedenza. In primo luogo è stata conferita capacità continua ai contratti di trasporto di lungo periodo "esistenti". Tutte le altre richieste di accesso largamente superiori alla capacità residua disponibile-non

sono state soddisfatte interamente, né in termini di volumi di capacità conferiti, né in termini di tipologia di capacità di trasporto ottenuta (continua od interrompibile).

**119.** A fine ottobre 2001 SRG ha inviato all'AEEG una nota per aggiornare l'autorità di regolamentazione sull'esito del processo di conferimento delle capacità di trasporto per l'anno termico 2001-2002 (cfr. documento 184 del fascicolo). SRG ha informato il regolatore che hanno preso parte al processo di conferimento di capacità le seguenti 11 società, «già titolari di contratto di trasporto sulla rete di gasdotti di SNAM RETE GAS, con sottoscrizione di un atto di adesione alle condizioni di accesso pubblicate da SNAM RETE GAS»: DALMINE, EDISON, ENEL, ENERGIA, ENI Divisione AGIP, GEOPLIN, INA, PLURIGAS, EDGP, SONDEL (poi confluita anch'essa in EDISON) e SPI. Questi soggetti, in quanto ritenuti titolari di contratti di trasporto già esistenti, per ottenere capacità in ingresso al sistema nazionale dei gasdotti, hanno dovuto solo sottoscrivere l'atto di adesione alle condizioni di accesso pubblicate da SRG. Vi è poi un secondo gruppo di operatori, costituito da 15 società, tra cui anche clienti idonei finali, che hanno invece sottoscritto dei nuovi Contratti di Trasporto annuali sulla base della capacità loro assegnata pro quota. Si tratta di BLUGAS, BORMIOLI, ENERGIA 2000, E-NOI, ENERGIA DELLA CONCORDIA, ENRON, FINCISA, LUMENERGIA, MIRAGE GRANITO CERAMICHE, PIEMME, RADICIFIN, RENO DE MEDICI, SADEPAN, UNENDO, WORLDENERGY.

**120.** Si ricorda che i contratti di trasporto sottoscritti tra SRG e le società DALMINE, ENERGIA, PLURIGAS e EDISON sono stati sottoscritti tra il 13 ed il 14 settembre 2002, dunque successivamente alla pubblicazione sul sito internet di SRG delle "Condizioni per l'accesso per l'anno termico 2001-2002" (avvenuto il 7 settembre). È dunque pacifico che i soggetti che hanno presentato le proprie richieste di accesso alla rete entro il 14 settembre 2002 ignorassero l'esistenza di tali contratti (ed al tempo stesso si aspettassero, sulla scorta del disposto dell'articolo 19 del decreto, l'esistenza di una disponibilità di capacità pari ad almeno il 25% della capacità disponibile). Ciò nonostante, SRG considera questi contratti di trasporto come "esistenti" al punto di comunicarlo all'Autorità di regolazione.

**121.** Tale posizione di SRG era del resto già esplicitata in una presentazione della procedura di allocazione descritta predisposta per l'AD di ENI nell'agosto 2001 (cfr. documento 141 del fascicolo). In questo documento, nella slide relativa alle "regole per l'allocazione delle capacità per l'anno termico 2001-2002", in cui viene illustrata l'esistenza di un diritto di prelazione per i contratti di trasporto esistenti, vengono definiti "contratti esistenti" quelli relativi alle società EDGP, ENEL, EDISON (gas russo) e GEOPLIN. Nella pagina successiva le stesse società vengono denominate come "shippers attuali". In corrispondenza di EDGP, tuttavia, una freccia indica un altro gruppo di imprese (anch'esse, per relazione, coinvolte nel novero degli shippers attuali) indicati come "titolari di contratto di acquisto di gas EDGP all'estero". Si tratta, naturalmente, delle società PLURIGAS, DALMINE, EDISON ed ENERGIA acquirenti delle vendite innovative. È dunque il rapporto contrattuale tra EDGP e SRG (del 30 agosto 2001), sicuramente un contratto di trasporto esistente alla data del 7 settembre 2002, a fornire ai contratti di trasporto sottoscritti successivamente (13 e 14 settembre 2001) tra SRG e gli acquirenti delle vendite innovative lo status di contratti esistenti, e ciò in forza della clausola di subentro contenuta all'articolo 15, comma 5, del contratto tra SRG e EDGP.

**122.** Anche l'AEEG ha espresso alcune valutazioni in merito alle modalità con cui sono stati definiti esistenti i contratti di trasporto cui è stata conferita capacità in ingresso in forma prioritaria da parte di SRG: «[...] sono emerse alcune criticità, come il riconoscimento di priorità nel conferimento per i contratti di trasporto esistenti e l'utilizzo del criterio pro quota per tutti gli altri richiedenti. [SRG] è risultato aver stipulato alla data del 26 ottobre 2001, 28 contratti di trasporto di cui 17 per nuovi utenti e 11 relativi ad utenti già esistenti alla data del 15 settembre 2001. In particolare può assumere rilievo il riconoscimento della qualifica di contratti esistenti per DALMINE, ENERGIA, PLURIGAS e SONDEL, tenuto conto che i relativi contratti di trasporto risultano siglati tra la fine di agosto e i primi di settembre e dunque in prossimità dei conferimenti stessi: si tratta delle società cui [EDGP] ha ceduto gas e capacità all'estero» (cfr. documento 298 del fascicolo, enfasi aggiunta).

### **Esiti del conferimento della capacità di trasporto in ingresso alla rete nazionale per l'anno termico 2001-2002**

**123.** Complessivamente, 86 operatori (clienti idonei e shipper indipendenti) hanno richiesto capacità di trasporto. In alcuni punti di ingresso alla rete nazionale (ad esempio Passo Gries) la richiesta di accesso si è rivelata superiore alla capacità tecnica dei gasdotti messa a disposizione da SRG. Tra gli 86 richiedenti si nota un gran numero di clienti finali. A fronte di una quasi totale richiesta di capacità di tipo continuo, SRG ha proposto ad alcuni operatori di sopperire al mancato conferimento di capacità continua con il conferimento di capacità interrompibile (stagionale o annuale).

**124.** Su passo Gries, 84 operatori (shipper e clienti idonei finali) avevano richiesto capacità di trasporto continua per complessivi 60.657.587 mc/anno rispetto ad una disponibilità di 43.000.000 mc/anno. SRG ha provveduto ad assegnare in via prioritaria tutta la capacità continua richiesta da 6 di queste società, titolari di contratti di trasporto di lungo periodo esistenti: EDGP, ENEL, DALMINE, PLURIGAS, EDISON ed ENERGIA, per un totale di 40.060.000 mc/anno (pari al 66% delle richieste ed al 93% della capacità resa disponibile). Le richieste di capacità continua dei restanti 78 operatori, pari originariamente a 20.597.587 mc/anno, sono state invece soddisfatte solo parzialmente; in totale sono stati loro assegnati i 2.940.000 mc/anno di capacità continua residua, corrispondenti ad una quota del 14% circa per singola richiesta. SRG ha proposto di integrare le richieste di capacità di trasporto continue invecce con capacità interrompibile annuale (3.800.000 mc/a) e capacità interrompibile stagionale (900.000 mc/a). Tuttavia, fatta esclusione per uno solo, nessun operatore aveva fatto richiesta per queste tipologie di forniture (cfr. documenti 157 e 158 del fascicolo).

**125.** Al punto di ingresso di Tarvisio, vi sono state solo 3 richieste presentate da titolari di contratti di trasporto "esistenti": EDGP, EDISON ed ENEL. Queste richieste sono state quasi interamente evase con capacità continua (capacità al massimo pari a 73.532.410 mc/anno). Inoltre, è stata resa disponibile ulteriore capacità interrompibile (per complessivi 10.097.848 mc/anno nel periodo invernale). Altre 3 richieste relative a nuovi contratti, pari ad un totale di 1.788.648 mc/anno, sono state soddisfatte assegnando quasi esclusivamente capacità interrompibili (cfr. documenti 157 e 158 del fascicolo).

**126.** Su Mazara si sono avute solo 3 richieste di accesso relative a contratti di trasporto esistenti (EDGP, ENEL e GEOPLIN) per 74.401.000 mc/anno di capacità continua che sono state completamente soddisfatte (cfr. documenti 157 e 158 del fascicolo).

**127.** A completamento dell'intero processo, SRG ha complessivamente conferito capacità di trasporto pari a) al 97% circa della capacità tecnica disponibile nel metanodotto collegato con il Nord Europa; b) al 100% (o 94% a seconda della stagione) della capacità tecnica del metanodotto collegato con la Russia; e c) all'85% della capacità tecnica del metanodotto collegato con il Nord Africa (cfr. documenti 146, 169, 181 e 184). A fine del conferimento, SRG comunque ha messo a disposizione la capacità di trasporto interrompibile non allocata, annuale o stagionale, da impegnare entro il 24 ottobre e da utilizzare a partire dal 1 novembre 2001, per le "imprese di gas la cui richiesta originale era stata ridotta in fase di assegnazione". Come previsto nelle regole di accesso pubblicate sul sito internet di SRG, per le ulteriori richieste di capacità per l'anno termico 2001/2002, da conferire successivamente alla fase di assegnazione di capacità conclusasi a fine settembre, SRG ha deciso di adottare il criterio "first come first served" (cfr. documenti 146 e 184 del fascicolo).

**128.** Rispetto al passato, il processo di conferimento della capacità di trasporto effettuato da SRG nel settembre-ottobre 2001 ha determinato un certo numero di ingressi di nuovi operatori in aggiunta a EDISON ed ENEL storicamente presenti sul mercato anche prima della liberalizzazione. In particolare ci si riferisce a *shipper* come PLURIGAS, DALMINE e ENERGIA. Formalmente, dunque, il mercato della vendita ha intrapreso la sua progressiva trasformazione verso un assetto tipicamente oligopolistico (sebbene su base fortemente asimmetrica). L'attività istruttoria ha indicato, tuttavia, che si è trattato di ingressi stabiliti dall'operatore dominante sia nel *quantum* di volumi di gas ceduti, sia nelle condizioni di accesso alla rete, sia, infine, nel prezzo di fornitura.

**129.** Quanto alla presenza di operatori indipendenti da EDGP, con la notevole eccezione di ENEL, gli altri volumi di gas immessi al consumo in Italia nell'anno termico 2001-2002 in maniera completamente indipendente da EDGP sono stati molto limitati e si riferiscono solo ad alcuni operatori minori (in qualche caso auto-consumatori) che hanno ottenuto l'accesso pro quota al punto di ingresso di passo Gries.

**130.** Più in dettaglio, gli operatori, tra quelli elencati nella lista presentata da SRG all'AEEG e contenuta nel documento 184 del fascicolo, che, ad una specifica domanda, hanno risposto di immettere proprio gas in Italia (per commercializzarlo e/o auto-consumarlo) sono: BLUGAS (cfr. documento 229 del fascicolo); FINCISA (documento 252 del fascicolo); RENO DE MEDICI (cfr. documento 263 del fascicolo); MIRAGE (cfr. documento 264 del fascicolo); UNENDO ENERGIE (cfr. documento 275 del fascicolo); RADICI ENERGIE (cfr. documento 294 del fascicolo).

**131.** Misurata sulla base della capacità di trasporto (continua ed interrompibile) conferita al termine del processo a questi operatori, si tratta di una presenza pari al 5% circa della capacità disponibile al punto di ingresso di passo Gries. Rapportata a tutto il gas immesso nel territorio nazionale (tenuto conto degli ingressi di Mazara e del Tarvisio), pertanto, la dimensione degli operatori indipendenti da EDGP è assolutamente marginale (circa l'1%)<sup>14</sup>.

**132.** Altri operatori tra quelli che avevano ottenuto una capacità di trasporto sulla rete nazionale a seguito del processo di conferimento svolto da SRG, sebbene in quantità minore rispetto alle richieste, hanno dichiarato di non trasportare gas nel corso dell'anno, pur continuando a pagare a SRG il costo relativo alla capacità ad essi conferita. Si tratta di SADEPAN CHIMICA (cfr. documento 244 del fascicolo); E-NOI (cfr. documento 247 del fascicolo); PIEMME (cfr. documento 249 del fascicolo); LUMENERGIA (cfr. documenti 253 del fascicolo); BORMIOLI LUIGI (cfr. documento 274 del fascicolo).

**133.** Particolarmente esemplificativo delle difficoltà incontrate da importatori-grossisti di gas indipendenti da ENI, a seguito del processo di conferimento della capacità di trasporto sulla rete nazionale per l'anno termico 2001-2002, appare quanto dichiarato da LUMENERGIA nella risposta alla richiesta di informazioni: «*La consistente riduzione delle quote di gas naturale da noi importabili, come risultanti dalla prima lettera di assegnazione da parte di SNAM RETE GAS, ha comportato l'annullamento dell'accordo di fornitura con il fornitore estero che non era più in grado di mantenere i prezzi offerti per un quantitativo ridotto. In particolare l'offerta iniziale era di circa 0,12\$/Smc, mentre al ridursi delle quantità il prezzo era salito oltre 0,15\$/Smc. La successiva riassegnazione a LUMENERGIA della quota che inizialmente ci era stata tagliata non ha poi consentito di riaprire il discorso con il fornitore anche perché una buona quota rimaneva interrompibile. Abbiamo allora confermato solo una parte della capacità convertendola per quanto possibile in continua e trovato fornitori disponibili a fornire gas a monte del metanodotto TENP, ma non siamo stati in grado di trovare capacità fino a Passo Gries, perché tutti i contatti presi ci hanno confermato che tutta la capacità era già stata ceduta a SNAM o a terzi*» (cfr. documento 253 del fascicolo).

---

<sup>14</sup> [ Si tratta di dati che non tengono conto di due società, Energia 2000 e World Energy, che non hanno risposto alla richiesta di informazioni inviata dalla Direzione. I dati, pertanto, potrebbero sottostimare la reale dimensione di questi operatori.]

## V. LE ARGOMENTAZIONI DELLE PARTI

### I comportamenti relativi al semestre estivo 2001

**134.** EDGP nel corso del procedimento ha ripercorso estesamente i fatti relativi alle richieste di capacità di trasporto in ingresso alla rete nazionale per il periodo maggio-settembre 2001 e, alla luce della ricostruzione della tempistica della vicenda e la solerzia con cui ha verificato la disponibilità di capacità di trasporto residua per il periodo estivo, ha escluso che la propria condotta potesse essere idonea a prefigurare sia un rifiuto sia un immotivato ritardo alla concessione dell'accesso alla rete (cfr. documento 278 del fascicolo).

**135.** Nel corso dell'audizione finale del 24 settembre 2002 (cfr. documento 345 del fascicolo), EDGP ha rilevato come la stessa CRI abbia riscontrato, con riferimento alle vicende del semestre estivo 2001, che: *i*) non è stato rifiutato l'accesso e non vi sono elementi che indichino una volontà escludente di EDGP; *ii*) non vi è stata discriminazione; *iii*) non vi è stato ritardo nella risposta; *iv*) la società, per esplicita ammissione di una delle richiedenti (BLUGAS), ha tenuto un comportamento collaborativo; e *v*) il comportamento di EDGP, consistente nel non ridurre automaticamente i propri diritti di trasporto, era giustificato. A detta di EDGP, pertanto, la prima fattispecie si riduce ad una questione sulla definizione della capacità disponibile ai fini del soddisfacimento delle richieste dei terzi e, in particolare, sulla "probabilità" che la flessibilità dei contratti *take or pay* determinasse l'esistenza di capacità impegnata e non utilizzata, e quindi disponibile per i terzi, nel semestre estivo 2001.

**136.** EDGP ha descritto i parametri utilizzati per la definizione della capacità tecnica a Passo Gries e cioè: i prelievi del mercato, la pressione all'ingresso della rete (contrattualmente definita) e la pressione nei terminali a valle (cruciale è quello di Mortara). Le pressioni di riferimento sono determinate *ex ante* per garantire un trasporto continuo su base annuale, secondo le esigenze dello scenario più gravoso. Tutti i parametri utilizzati per la definizione della capacità tecnica, anche con particolare riferimento a Passo Gries ed al semestre estivo 2001, sono stati comunicati tanto al MAP, quanto all'AEEG. Nella primavera 2001, a seguito delle richieste di accesso con riferimento ad un periodo di tempo ristretto (il semestre estivo, anziché un anno intero), si è rivista la pressione al terminale di Mortara aumentando la trasportabilità al fine di soddisfare tali richieste. Così facendo, EDGP si è assunta il rischio relativo al mancato verificarsi delle condizioni ragionevolmente ipotizzate per quel periodo.

**137.** EDGP ha verificato le condizioni tecniche per l'esistenza di una maggiore capacità di trasporto da conferire ai terzi in ingresso al passo Gries (adottando valori tecnici e di pressione ai terminali aggiornati e specifici per il periodo estivo). A seguito della nuova verifica tecnica, la capacità tecnica, precedentemente coincidente con la capacità impegnata e pari a 19,1 milioni di m cubi/giorno-come risultava anche dalla comunicazione trasmessa al MAP, e per conoscenza all'AEEG, ai sensi dell'articolo 3, comma 9, del decreto legislativo 164/2000 -, è stata accertata in 19,4 milioni di m cubi/giorno ed EDGP ha conseguentemente reso disponibile una ulteriore capacità pari a 300.000 m cubi/giorno.

**138.** Quanto all'esistenza di capacità impegnata contrattualmente e non utilizzata in ingresso al Passo Gries, EDGP ha affermato che al momento della richiesta da parte delle società BLUGAS, ENRON, EDISON e ENEL.FTL fosse altamente improbabile l'esistenza di capacità impegnata e non utilizzata e quindi disponibile per i terzi.

**139.** A dimostrazione di ciò, EDGP ha fornito elementi fattuali tesi a comprovare che, al momento della risposta fornita ai quattro richiedenti l'accesso a Passo Gries per il semestre estivo 2001 (4 maggio 2001), essa aveva la ragionevole certezza di utilizzare interamente la capacità contrattualmente impegnata per il semestre estivo 2001 e che, pertanto, fosse altamente improbabile l'esistenza di capacità contrattualmente impegnata e non utilizzata e quindi disponibile per i terzi (cfr. documento 339 del fascicolo).

**140.** In primo luogo, si tratta di alcuni documenti contrattuali collegati al contratto tra il fornitore olandese GASUNIE e EDGP del 28 gennaio 1986 (*Supplementary Agreement* n°4 e *letter of understanding* del 15 settembre 1997, cfr. allegati 4, 5 e 6 del documento 339 del fascicolo), in base ai quali EDGP poteva sospendere la fornitura, per due periodi ciascuno di non oltre sei mesi, tra l'aprile 1998 e l'aprile 1999, per far fronte ai lavori di potenziamento previsti per il gasdotto TRANSITGAS. Questa facoltà di interrompere il ritiro di gas non modificava, tuttavia, l'incidenza degli obblighi di ritiro minimo gravanti su EDGP misurati nel medio periodo (cinque anni), al punto che ne veniva esplicitamente sanzionato il mancato rispetto. EDGP si è avvalsa della facoltà di interrompere la fornitura e, di conseguenza, GASUNIE, nel dicembre 2000, comunicava che essa, durante l'ultimo anno contrattuale rilevante (1° ottobre 2000 – 30 settembre 2001), doveva ritirare ancora oltre [omissis] miliardi di metri cubi di gas (cfr. allegato 7 al documento 339 del fascicolo). Di questi [omissis] miliardi di metri cubi, una percentuale vicina al 50% era stata ritirata nel periodo ottobre 2000 – marzo 2001, ma EDGP afferma che circa [omissis] miliardi di metri cubi dovevano essere ritirati nel periodo aprile – settembre 2001. EDGP ricorda che tale ingente quantità di gas da ritirare nel semestre estivo nel 2001 andava ad aggiungersi agli altri ritiri relativi ai contratti con altri fornitori oltre che con altri contratti con GASUNIE.

**141.** Inoltre, EDGP ha fornito documentazione di fonte interna (cfr. allegato 9 al documento 339 del fascicolo) comprovante i numerosi fermi subiti dal gasdotto TRANSITGAS, nel periodo estivo del 2001, al fine di completare i lavori di potenziamento del gasdotto.

**142.** Secondo EDGP, anche al di là dei dati di fatto presentati, una eventuale comunicazione sulla possibile futura esistenza di capacità impegnata non utilizzata avrebbe necessariamente avuto carattere generico e non avrebbe

fornito alcuna certezza aggiuntiva alle richiedenti (anzi, avrebbe potuto ingenerare false aspettative nei richiedenti l'accesso).

**143.** Con riferimento ai profili di regolazione, EDGP ha inoltre sottolineato come l'obbligo di informazione sulla capacità impegnata e non utilizzata, di cui all'articolo 14(1) della Delibera 120/01 dell'AEEG, consisteva unicamente in una informativa *ex post* all'AEEG a cadenza mensile. Secondo quanto previsto successivamente dalla delibera 137/02, invece, l'eventuale capacità inutilizzata, resasi disponibile su base settimanale, deve essere venduta come capacità "interrompibile" (dal momento che il soggetto cui essa viene inizialmente conferita, ma che successivamente comunichi previsioni di utilizzo inferiori, potrebbe pur sempre riappropriarsi di tale capacità fino a 24 ore prima della data di effettivo utilizzo).

**144.** Infine, in merito alle dichiarazioni del DGERM del MAP sulla capacità impegnata contrattualmente da EDGP sui gasdotti di importazione, EDGP ha dichiarato di aver fornito puntualmente al MAP i dati relativi alla capacità impegnata. Dagli atti del fascicolo emerge come il MAP abbia però deciso di non rendere pubblici tali dati esclusivamente per non pregiudicare le competenze della AEEG, che non aveva ancora emesso il codice di rete, e non per una presunta "inaffidabilità" degli stessi.

**145.** EDGP, in merito al tema più generale della flessibilità contrattuale dei contratti *take or pay*, ha osservato come essa venga esplicitamente richiesta dall'articolo 3 comma 8 del decreto legislativo 164/2000, e sia presupposta, con favore, dall'articolo 9.4 della Delibera 137/02 dell'AEEG, che ammette l'impegno di capacità di trasporto nei limiti della quantità contrattuale media giornaliera ed in misura anche maggiore nella fase transitoria (cfr. articolo 20, commi 2 e 3).

**146.** In materia di gravità dei presunti comportamenti abusivi, EDGP ritiene che non sussistano effetti escludenti determinati dal suo comportamento. EDGP afferma, infatti, che il ritiro delle richieste da parte di ENEL.FTL ed ENRON si sarebbe ugualmente configurato, data la natura "interrompibile" della capacità che sarebbe stata in futuro loro assegnata. Inoltre, sottolinea di aver tenuto un comportamento particolarmente collaborativo nei confronti dei richiedenti.

## **I comportamenti relativi all'anno termico 2001-2002**

### ***La posizione di EDGP<sup>15</sup>***

**147.** EDGP, con riferimento ai comportamenti relativi alle c.d. "vendite innovative", ha affermato che nella ricostruzione effettuata dalla CRI si sarebbe riscontrato un comportamento abusivo nella vendita a terzi all'estero per l'Italia di quantità di gas superiori a quelle necessarie virtù dell'articolo 19 del decreto legislativo 164/2000, pari alla differenza tra le AMQ relative ai contratti di EDGP ed i tetti stessi. Seguendo questo percorso logico, EDGP afferma: «Secondo gli Uffici dell'Autorità, EDGP avrebbe dovuto limitarsi a vendere all'estero per l'Italia i soli volumi di gas compatibili con gli obblighi minimo di prelievo dei propri contratti *take or pay* (AMQ), che gli Uffici considerano necessarie "per rispettare il proprio tetto all'immissione"» (memoria di EDGP del 19 settembre 2002, pagina 32, cfr. documento 339 del fascicolo).

**148.** Tale tesi appare ad EDGP affetta da un vizio logico di fondo, dal momento che non tiene conto dell'andamento discontinuo (ad esempio a carattere stagionale) della domanda di gas, che richiede che i contratti di approvvigionamento prevedano la flessibilità necessaria per soddisfare la richiesta di modulazione dei consumatori finali. Tale esigenza di flessibilità è tanto più avvertita ove si consideri che lo stoccaggio di gas naturale in Italia è, come noto, disponibile in quantità insufficiente rispetto alle necessità. Ove infatti si tenga conto dell'andamento irregolare e stagionale della domanda, ammettere che si debba tutelare il rispetto delle AMQ, ma, al tempo stesso, non assicurare la flessibilità nei contratti di approvvigionamento, che è necessaria a tal fine, significherebbe di fatto impedire, contraddittoriamente, il rispetto delle AMQ (con le conseguenti perdite finanziarie per la società).

**149.** EDGP ritiene che se si eliminasse la flessibilità dai contratti di approvvigionamento, per poter importare in Italia soltanto i quantitativi minimi di approvvigionamento (AMQ) sarebbe comunque necessaria capacità di trasporto per volumi di gas superiori alle AMQ, in modo da poter garantire in ogni caso la necessaria modulazione dell'offerta. EDGP fornisce, al riguardo, dati che indicano che nell'anno termico 2001-2002 i suoi prelievi di gas dai contratti *take or pay*, al lordo delle vendite innovative, sono stati superiori alle AMQ di [omissis] di metri cubi (cfr. allegato 11 del documento 339 del fascicolo). Ove EDGP si fosse limitata a vendere all'estero per l'Italia i quantitativi relativi alle proprie AMQ contrattuali, i dati consuntivi-prodotti in allegato alla memoria di EDGP – dimostrano che sarebbe scesa al di sotto dei propri obblighi di *take or pay* di [omissis] di metri cubi.

**150.** EDGP ritiene che il documento 74 del fascicolo sia inconferente ai fini della dimostrazione di una strategia "escludente" posta in essere dalle parti. In primo luogo si tratta di un documento successivo temporalmente (gennaio 2001) all'inizio dei contatti presi da EDGP con gli acquirenti delle vendite innovative (risalenti, il più antico, al gennaio 2000). In secondo luogo, dagli atti del fascicolo risulta che l'iniziativa sulle vendite innovative sia stata presa dagli acquirenti e non da EDGP. Infine, la parte sottolinea come le clausole riferite alle vendite innovative non avessero

---

<sup>15</sup> [Desunta dal verbale di audizione finale del 24 settembre 2002 (cfr. documento 345 del fascicolo) e dalla memoria presentata in data 19 settembre 2002 (cfr. documento 339 del fascicolo).]

alcuna destinazione territoriale. Ciò risulta dalla definizione di “Paese di Destinazione Finale” che è presente nei contratti. Pertanto, gli acquirenti, non avendo alcun vincolo, avrebbero potuto vendere il proprio gas su mercati diversi da quello italiano. A sostegno di ciò, EDGP cita l’affermazione di ENERGIA (cfr. doc. 103 del fascicolo) che «*non escluderebbe possibili vendite spot anche su mercati stranieri*».

**151.** EDGP ritiene di aver assunto un comportamento non coerente con un supposto intento escludente l’ingresso di operatori indigeni nella misura in cui: i) ha concesso agli acquirenti delle vendite innovative un diritto di opzione per la trasformazione dei contratti da decennali ad annuali (opzione poi scaduta, dunque, non utilizzata); ii) si è resa disponibile a creare nuove infrastrutture di trasporto estero o a potenziare quelle esistenti.

**152.** Con particolare riferimento a quest’ultimo punto, EDGP, nel corso del procedimento, ha dichiarato che sono individuabili sia potenziamenti programmati nella capacità di trasporto delle infrastrutture di trasporto internazionale esistenti, sia possibili potenziamenti futuri delle stesse. I primi potenziamenti si riferiscono all’esistenza di eventuali sfasamenti temporali tra la realizzazione di lavori di potenziamento già programmati ed profilo di *build up* dei contratti di approvvigionamento *take or pay* di EDGP che quei potenziamenti hanno originato; in particolare, si tratta della creazione di una limitata capacità temporaneamente disponibile sia sul gasdotto TAG sia sul gasdotto TRANSITGAS nei prossimi anni. Quanto ai possibili potenziamenti ulteriori (sul TAG e sul sistema TTPC-TMPC), si tratta di opere che, nell’ipotesi di massimo potenziamento, potrebbero determinare, entro un periodo non inferiore ai 4 anni a decorrere dalla decisione finale di investimento, un incremento nella capacità di importazione totale di [omissis] miliardi di metri cubi anno ([omissis] miliardi di metri cubi anno sul TAG e [omissis] miliardi di metri cubi anno sul TTPC-TMPC).

**153.** Nel corso dell’audizione finale del 24 settembre 2002, EDGP ha dichiarato di aver già assegnato a 6 società che hanno presentato una offerta vincolante circa la metà della capacità temporaneamente disponibile sul TRANSITGAS, mentre ha informato di essere nella fase di definizione dei contratti di trasporto finalizzati all’assegnazione della capacità temporaneamente disponibile sul TAG. Quanto agli eventuali ulteriori progetti di potenziamento degli impianti, EDGP ritiene che la decisione di procedere ai descritti potenziamenti delle strutture di trasporto estero può essere presa dalle relative società titolari dei diritti di trasporto solo a fronte di *shippers* disposti a sottoscrivere contratti vincolanti di tipo *ship or pay*, supportati da adeguate garanzie di pagamento.

**154.** EDGP, con riferimento al TTPC, ha dichiarato di aver inviato nel luglio 2002 un’offerta vincolante contenente le principali condizioni di accesso ed i criteri di assegnazione a 19 potenziali clienti. Sono giunte conferme di interesse da parte di 7 società alle quali è stata inviata una proposta che prevede la formalizzazione dei contratti di trasporto entro il dicembre 2002 e la disponibilità dei primi incrementi di capacità entro 4 anni (dicembre 2006). Quanto al gasdotto TAG, EDGP ha affermato che 10 società hanno dimostrato interesse a prenotare una capacità di trasporto aggiuntiva largamente superiore a quella ottenibile con i potenziamenti previsti. Successivamente alla definizione dei contratti vincolanti, anche in questo caso EDGP prevede tempi realizzativi non inferiori ai 4 anni.

**155.** Quanto ai presunti effetti escludenti delle vendite innovative, EDGP li valuta come assolutamente trascurabili. Computando solo le vendite in aggiunta alle AMQ e depurando le forniture a ENERGIA e EDISON, in quanto “forniture ponte” del contratto libico, EDGP afferma che il gas che avrebbe “spiazzato” ingressi indipendenti è pari a percentuali minime del mercato italiano.

**156.** EDGP ritiene che le “vendite innovative” fossero l’unico strumento in grado di garantire l’attuazione di quanto previsto dall’articolo 19 del Decreto, dato che le alternative prospettate (vendita di gas su mercati esteri e cessione dei contratti *take or pay*) non risultavano concretamente realizzabili. Con riferimento alla ipotizzata cessione di un contratto *take or pay*, si sottolinea che sarebbe stato difficile trovare un acquirente disposto ad assumersi il rischio finanziario di questa operazione; forse solo operatori quali GAZ DE FRANCE o ENEL avrebbero potuto assumerlo. Ove effettivamente perseguita, questa strada avrebbe inoltre portato ad un numero di nuovi entranti sul mercato finale sicuramente minore di quello che si è determinato a seguito delle vendite innovative. Infine, la cessione di un contratto *take or pay* implica necessariamente l’approvazione del fornitore, il quale, è presumibile, avrebbe richiesto un aumento del prezzo in caso di cambio dell’acquirente.

**157.** La seconda ipotesi, ossia la vendita di gas su mercati esteri, si ritiene irrealistica per una serie di motivi che si andranno ad argomentare. In primo luogo, i principali mercati europei (francese, tedesco) presentano notevolissimi ostacoli all’entrata. Con particolare riferimento al caso tedesco, la rigidità del mercato è dovuta alla lunga durata dei vincoli contrattuali che legano clienti e fornitori di gas; al problema dell’accesso alla capacità di trasporto, accentuato dall’integrazione verticale tra trasporto e vendita degli operatori presenti; nonché alla inesistenza di un regolatore per l’attività di trasporto. Si osserva come la scarsa penetrabilità del mercato tedesco, tanto più per quantità così elevate, sia confermata anche dal rapporto della *Monopolkommission* tedesca nel caso E.On/Ruhrgas e in un recente rapporto della Commissione Europea.

**158.** In secondo luogo, anche ove si fosse riusciti a trovare un acquirente di gas su un mercato estero, circostanza ritenuta non praticabile per i motivi appena esposti, si presenterebbero insormontabili problemi legati alle caratteristiche tecniche dei punti di immissione nella rete tedesca di trasporto di gas. Al riguardo, nel corso dell’audizione finale del 24 settembre 2002, EDGP ha presentato alcuni documenti (cfr. allegati al documento 345 del fascicolo) contenenti alcune simulazioni relative all’ipotesi di vendite per 6 miliardi di metri cubi effettuati da EDGP in Germania e alle possibilità di immissione di gas di terzi destinato al mercato italiano nel gasdotto TENP. Il risultato della simulazione è che solo nel caso di prelievo dal gasdotto alla frontiera tra Olanda e Germania (cioè poco dopo il punto di immissione del gas stesso nel gasdotto) si renderebbe disponibile capacità per terzi, che permetta il trasporto di quantità di gas equivalenti a

quelle cedute da EDGP, in modo da non modificare le quantità immesse in Italia (e dunque anche l'ammontare dei tetti all'immissione di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 164/2000). Dopo tale punto di prelievo, la capacità di trasporto per l'Italia per i terzi si riduce sostanzialmente (con la conseguenza di superare i tetti da parte di EDGP), quanto più ci si allontana dall'inizio del gasdotto. Al riguardo si osserva che la possibilità di vendere il gas in Germania nei pressi della frontiera olandese è altamente improbabile in quanto in tale area, prossima alle fonti di approvvigionamento, si è in presenza di una rilevante offerta di gas, anche direttamente da parte dei produttori.

**159.** L'unica alternativa sarebbe stata dunque di vendere il gas in Germania prima dello snodo di Mittelbrunn, il che avrebbe permesso alla sola RUHRGAS di immettere gas per la vendita in Italia (dal momento che RUHRGAS è l'unico operatore tedesco tecnicamente in grado di immettere gas a Mittelbrunn). Tuttavia, a parte il fatto che prima di Mittelbrunn non vi sarebbero mercati adeguati, sarebbe stato necessario che le vendite a monte fossero indirizzate esclusivamente verso clienti di RUHRGAS (che detiene però solo una parte del mercato): il che è, ovviamente, inimmaginabile. E ciò senza contare che in tal caso, per il problema dei tetti *antitrust* esistenti in Italia, EDGP avrebbe dovuto sperare nell'effetto di "rappresaglia" della RUHRGAS sul mercato italiano, senza il quale sarebbe venuto meno l'approvvigionamento di gas dal Nord.

**160.** In merito ai contratti sottoscritti con SRG il 30 ed il 31 agosto 2001. EDGP fa vedere che essi rappresentavano la naturale conseguenza di un rapporto negoziale di cui SRG era titolare, già prima della separazione societaria. La clausola 15.5 del contratto concluso tra EDGP e SRG ha permesso agli acquirenti delle vendite innovative di beneficiare di una capacità di trasporto corrispondente alle quantità di gas ad essi vendute. Tale previsione non si ritiene abbia potuto discriminare gli utenti terzi in merito alla capacità effettivamente disponibile, per il 2001-2002, in quanto:

- i dati sulla capacità disponibile per l'anno termico 2001-2002 erano stati pubblicati dal MAP e tenevano conto della capacità impegnata da EDGP (che includeva quella ceduta agli acquirenti delle vendite innovative);
- le richieste di capacità di trasporto dipendono normalmente dalle quantità di gas disponibili e non dalla capacità effettivamente disponibile sul sistema;
- a fronte di una capacità disponibile dichiarata, la disponibilità di gas effettiva in base ad una ripartizione pro quota dipende essenzialmente dal numero delle richieste pervenute;
- tutti i contratti di trasporto stipulati da SRG sono stati autorizzati dall'AEEG.

**161.** Quanto ai contratti sottoscritti tra SRG e gli acquirenti delle vendite innovative, essi rappresentavano un atto dovuto, ai sensi del principio di libera trasferibilità della capacità (espressione del più generale principio della imparzialità e neutralità dell'operatore di trasporto di cui all'articolo 25, comma 4, del decreto). sancito prima dall'articolo 14, comma 9, della delibera 120/01 e poi dall'articolo 21, comma 1, della Delibera 137/02.

**162.** EDGP ritiene che la predisposizione del codice di rete da parte di SRG abbia integrato un comportamento legittimo, maturato in un particolare contesto normativo e sulla base delle indicazioni dell'AEEG. In particolare, con riferimento ai criteri di accesso fissati da SRG nel settembre 2001, EDGP ritiene che :

- il criterio dell'attribuzione della priorità ai contratti di approvvigionamento pluriennali prescinde dalla stipula di previi contratti di trasporto con l'operatore di rete;
- il criterio d'attribuzione della priorità ai contratti di trasporto già stipulati dall'operatore di rete rappresenta un'attuazione del principio *pacta sunt servanda*;
- l'attribuzione della priorità ai contratti di approvvigionamento esistenti è un principio cardine della Delibera 137/02 dell'AEEG, mentre l'attribuzione provvisoria di priorità ai contratti di trasporto esistenti, operata da SRG con il codice di rete e resa temporaneamente compatibile con il sistema della delibera 120/01, è cessata con l'entrata in vigore della delibera 137/02;

**163.** In merito al problema della competitività con EDGP degli acquirenti delle vendite innovative, EDGP afferma che il prezzo di cessione del gas agli acquirenti delle "vendite innovative" ha sicuramente risentito della debole posizione negoziale di EDGP, che era obbligata per legge a cedere volumi di gas in virtù dell'articolo 19, comma 3, del decreto legislativo 164/2000. L'inserimento nei contratti delle vendite innovative di una clausola di revisione del prezzo è il portato di questa situazione.

**164.** Gli elementi relativi ai comportamenti descritti che, a detta di EDGP, tendono a far escludere l'esistenza del requisito della gravità sono:

- l'assenza di effetti escludenti, in quanto il mancato ingresso sul mercato italiano di concorrenti è dovuto essenzialmente alla scarsità di capacità di trasporto sui gasdotti di importazione dall'estero verso l'Italia, oltre che alla scarsa disponibilità dei fornitori esteri. Qualsiasi altra alternativa alle vendite innovative avrebbe avuto degli effetti escludenti maggiori;
- EDGP ha avuto un atteggiamento pienamente collaborativo e/o trasparente nel corso dell'istruttoria;
- avendo EDGP agito all'interno di un quadro regolamentare non ancora ben definito, in base al principio di legalità non è possibile individuare una norma che sia stata da questa violata;
- non vi è stato da parte di EDGP alcun intento avente finalità escludente;
- qualsiasi effetto delle vendite innovative, della clausola di cui all'articolo 15, comma 5 del contratto tra EDGP e SRG e dell'attribuzione in via provvisoria di capacità di trasporto ai titolari di contratti di trasporto esistente (inclusi gli acquirenti delle innovative) cessa di essere imputabile a EDGP e SRG al più tardi dal 10 ottobre 2002, data in cui

hanno ricevuto dall'AEEG l'autorizzazione in deroga ai sensi dell'articolo 15, comma 12, della delibera 120/01 (se non addirittura dal momento della notifica all'AEEG del 13 settembre 2001).

### ***La posizione di SRG<sup>16</sup>***

**165.** SRG ha ribadito la propria totale estraneità alla fattispecie abusiva contestata nella CRI, sottolineando che non vi è agli atti alcun documento che comprovi la supposta partecipazione di SRG, congiuntamente ad EDGP, ad un'«*unica strategia escludente*». Inoltre, SRG esclude che tale condivisione della asserita strategia escludente di EDGP, da parte di SRG, possa essere automaticamente derivata dalla circostanza di essere SRG società controllata da ENI, in quanto una tal presunzione sarebbe contraria alla prassi consolidata dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e della Commissione, nonché alla giurisprudenza della Corte di Giustizia.

**166.** Di conseguenza, i comportamenti imputati a SRG (l'attribuzione ad EDGP, nel contratto di trasporto, della facoltà di cessione della capacità di trasporto e la elaborazione di criteri di accesso che prevedevano la priorità per i contratti di trasporto esistenti) devono essere verificati nella loro oggettività, tenendo conto della loro natura tipica di comportamenti razionali e conformi al contesto normativo applicabile. In assenza delle necessarie indicazioni dell'AEEG, prescritte dalla legge, SRG ha applicato in buona fede i pochi riferimenti legislativi e regolamentari disponibili (tra i quali, non ultimi, i principi del diritto della concorrenza), dovendo comunque offrire i propri servizi.

**167.** In riferimento all'articolo 15, comma 5, del contratto stipulato in data 30 agosto 2001 tra SRG e EDGP, con il quale SRG si è obbligata ad acconsentire alla cessione di capacità di trasporto da EDGP a soggetti terzi che accettino le stesse condizioni contrattuali preesistenti, SRG rileva l'assenza di qualsiasi evidenza documentale che induca a considerare illegittima tale clausola contrattuale e l'assenza di effetti discriminatori della stessa. In proposito, SRG osserva:

– il documento n. 141 del fascicolo non parlerebbe di contratti esistenti ma di *shippers* attuali, quali erano, all'epoca, i contratti di acquisto di gas EDGP all'estero (le vendite innovative);

– circa la natura strumentale della clausola in questione, SRG osserva che l'inserimento di tale clausola non intendeva certo limitarne la portata soltanto ad una fattispecie (le vendite innovative), senza includervi tutte le ipotesi di ulteriori cessioni di gas a terzi all'estero per l'Italia;

– rispetto al carattere discriminatorio di tale clausola, SRG osserva che la qualificazione dei contratti come esistenti va operata non al momento della pubblicazione delle condizioni di accesso (7 settembre 2001), ma a quello della loro applicazione (15 settembre 2001) e che il rapporto di trasporto tra SRG e i titolari di vendite innovative precede addirittura la pubblicazione delle condizioni. Infatti, in virtù del principio di libera trasferibilità della capacità, la notifica del trasferimento da parte di EDGP va considerata equivalente all'avvenuta cessione e (in mancanza di opposizione del gestore) riveste natura costitutiva; la successiva stipula dei contratti tra SRG e i titolari dei contratti di approvvigionamento innovativi ha, pertanto, natura meramente probatoria.

**168.** SRG nota che i contratti di trasporto tra SRG e gli acquirenti delle vendite innovative, sottoscritti tra il 13 ed il 14 settembre, sono stati regolarmente comunicati all'AEEG, che li ha autorizzati con proprie delibere in base al regime di deroga di cui alla Delibera 120/01, verificatane la conformità all'esigenza di garantire la libertà di accesso a parità di condizioni. Il contratto di trasporto con EDGP e le condizioni di accesso del 7 settembre sono anch'essi stati specificamente autorizzati dall'AEEG con Delibera 224/01, con la quale venivano richieste solo alcune modifiche minori (immediatamente apportate) ai testi, peraltro su punti del tutto diversi e non rilevanti per le questioni sottoposte al Collegio. Nella stessa delibera, l'AEEG chiariva che i contratti, come approvati, rimanevano ovviamente soggetti ad integrazione automatica da parte di suoi eventuali, futuri provvedimenti. In data 7 settembre 2001 SRG pubblicava le condizioni di accesso alla rete sul proprio sito.

**169.** Con riferimento all'adozione di criteri di priorità per i contratti di trasporto esistenti nelle condizioni di accesso per l'anno termico 2001-2002, SRG ritiene che tale priorità:

– è conforme ai criteri contenuti nel documento di consultazione AEEG del 13 marzo 2000 e a quelli della delibera AEEG n. 137/02;

– risponde ad obiettive giustificazioni economiche, in quanto, in assenza di espressa richiesta da parte del regolatore, il gestore della rete di trasporto non può venir meno a pregressi impegni contrattuali;

– costituisce la normale prassi dei mercati regolamentati, come in Germania, Francia e Olanda, in cui il gestore della rete ha sempre imposto il rispetto degli impegni pregressi.

**170.** SRG sostiene, dunque, che non avrebbe potuto esimersi dal rispettare i contratti di trasporto esistenti, almeno fino all'intervento di disposizioni normative o delibere dell'AEEG che le consentissero di venir meno legittimamente al rispetto dei diritti quesiti delle controparti contrattuali. Tra queste, accanto a soggetti terzi, concorrenti di EDGP o operatori in mercati esteri, era necessariamente compresa la stessa EDGP, a meno di non discriminarla, nonostante si trattasse proprio del soggetto che in massima parte ha finanziato la rete di trasporto con i suoi contratti. Il contratto di trasporto del 30 agosto 2001 non faceva infatti che formalizzare tra due soggetti distinti il rapporto di trasporto prima esistente a livello endo-societario tra le due divisioni della vecchia SNAM. Peraltro, il rispetto dei

---

<sup>16</sup> [Desunta dal verbale di audizione finale del 24 settembre 2002 (cfr. documento 345 del fascicolo) e dalla memoria presentata in data 19 settembre 2002 (cfr. documento 340 del fascicolo).]

contratti di trasporto esistenti è criterio talmente ovvio e necessitato che si è imposto come criterio prioritario anche in altri paesi UE, in attuazione della direttiva comunitaria di liberalizzazione, di cui è espressione in Italia il Decreto Letta. SRG non poteva inoltre, alla luce di quanto sopra illustrato, non ritenere legittimamente che il criterio prescelto fosse altresì in linea con i principi espressi dal documento di consultazione dell'AEEG, unico riferimento dato dal regolatore, con gli atti comunitari rilevanti e con gli indirizzi politici (per l'AEEG vincolanti) all'epoca formulati.

**171.** Riferendosi, infine, alla delibera 137/02 del luglio 2002, SRG rileva che, nel caso in cui tale disposizione fosse stata adottata in tempo per essere applicata al processo di conferimento di capacità per l'anno termico 2001-2002, si sarebbe giunti al medesimo risultato che si è determinato a seguito dell'adozione dei criteri provvisori di accesso alla rete definiti da SRG (cfr. allegato 13 al documento 340 del fascicolo). L'approccio di tale delibera appare addirittura meno liberale rispetto alle regole provvisorie adottate da SRG, poiché richiede che i soggetti che vogliono accedere alla rete dimostrino preventivamente di essere titolari di un contratto di approvvigionamento di gas, mentre SRG ha allocato capacità senza richiedere alcuna prova dell'esistenza di un contratto di approvvigionamento.

**172.** In relazione alla gravità della presunta infrazione, SRG sottolinea la necessità di tener conto: dell'assenza di effetti dei presunti comportamenti abusivi contestati; dell'incertezza giuridica determinatasi nel settore, del fatto che alcuni comportamenti di SRG fossero stati comunque approvati dall'AEEG; e, infine, dell'atteggiamento cooperativo dell'impresa. Rispetto alla durata dell'infrazione, poiché il contratto tra SRG e EDGP è stato notificato all'AEEG in data 13 settembre 2002, sarebbe questa la data da considerare quale fine dell'eventuale infrazione o, in subordine, la data del 10 ottobre 2001, quando l'AEEG ha approvato tale contratto, senza riscontrare profili anticoncorrenziali che avrebbe potuto e dovuto segnalare. Quanto all'abuso consistente nella fissazione dei criteri di accesso, al massimo deve considerarsi il 2003, termine di durata delle condizioni stesse e non il 2007. In ogni caso, si osserva che i criteri definitivi contenuti nella delibera 137/02 avrebbero fatto cessare gli effetti della condotta il 17 luglio 2002.

## VI. VALUTAZIONE GIURIDICA

### La posizione dominante di EDGP e SRG

**173.** Secondo un consolidato orientamento comunitario, la posizione dominante viene definita come una situazione di potenza economica grazie alla quale l'impresa che la detiene è in grado di ostacolare la persistenza di una concorrenza effettiva sul mercato di cui trattasi e ha la possibilità di tenere comportamenti alquanto indipendenti nei confronti dei suoi concorrenti, dei suoi clienti e, in ultima analisi, dei consumatori. La posizione dominante può risultare da diversi fattori, che presi isolatamente, non sarebbero determinanti, mentre nell'ambito di tali fattori, la detenzione di cospicue quote di mercato è molto significativa<sup>17</sup>. SRG detiene una posizione dominante nel mercato del trasporto di gas naturale lungo la rete nazionale dei gasdotti, di cui controlla circa il 97%. EDGP occupa una posizione dominante sul mercato nazionale della vendita dal momento che, nel corso del 2001, ha venduto circa l'84% del gas consumato in Italia. Il gruppo ENI si presenta in ogni caso dominante in tutte le fasi della filiera del gas: nel 2000 ENI ha prodotto l'88% del gas proveniente da giacimenti nazionali; ha importato l'82% del gas proveniente dall'estero; possiede il 99% della capacità di stoccaggio esistente.

### I comportamenti relativi al semestre estivo 2001

**174.** I comportamenti relativi al semestre estivo 2001 sono ascrivibili esclusivamente ad EDGP, dal momento che sono avvenuti nel periodo aprile-maggio 2001, dunque prima della nascita di SRG (luglio 2001).

**175.** Gli elementi riportati nella parte in fatto consentono di escludere la sussistenza di un formale rifiuto a concedere l'accesso nel maggio 2001 da parte di EDGP nei confronti di BLUGAS, ENEL.FTL, EDISON e ENRON. La documentazione agli atti non fornisce, infatti, elementi che indichino una esplicita volontà di EDGP volta ad impedire l'accesso al punto di ingresso di passo Gries. Non sussistono, inoltre, elementi in grado di qualificare come discriminatoria la condotta di EDGP nei confronti delle quattro richieste ricevute ad aprile 2001 (BLUGAS, ENEL.FTL, EDISON e ENRON). EDGP ha infatti applicato la medesima metodologia di conferimento a tutte le richieste: ripartizione *pro quota* delle richieste sulla base della capacità disponibile dichiarata. Non si riscontra nemmeno la sussistenza di un comportamento dilatorio da parte di EDGP nell'evadere le richieste.

**176.** Il segnalante BLUGAS aveva contestato l'utilizzo, da parte di EDGP, del metodo della ripartizione *pro quota*, in caso di richiesta di accesso per volumi di gas sostitutivi, a suo giudizio, di volumi forniti in precedenza da EDGP (cfr. §6 del provvedimento di avvio). L'istruttoria ha confermato la posizione sostenuta da EDGP, e riportata al §9 del provvedimento di avvio del 25 ottobre 2001 («una riduzione degli impegni di trasporto non può essere disposta unilateralmente dal trasportatore, tenuto al rispetto di tali impegni nei confronti degli utenti della rete»). Le dichiarazioni rese da alcuni operatori (EDISON, PLURIGAS, CIR ENERGIA), infatti, convergono nel ritenere che non è possibile estendere all'attività di trasporto di gas il concetto di sostituibilità nei volumi applicabile all'attività di

---

<sup>17</sup> [Sentenza della Corte di Giustizia del 13 febbraio 1979, causa C-85/76 Hoffmann – La Roche/ Commissione, Raccolta 1979, pag. 461, pag. 520.]

fornitura di gas. A supporto di ciò sono state utilizzate una serie di giustificazioni tecniche alternative: (i) utilizzabilità della capacità di trasporto a fini di modulazione; (ii) possibilità di servire un medesimo punto di consumo da diverse infrastrutture di trasporto; (iii) assenza di una correlazione diretta tra diritti di trasporto e punti di consegna in presenza di una rete di gasdotti estremamente magliata.

**177.** Resta da verificare se il processo di individuazione, e di successiva comunicazione alle parti richiedenti l'accesso, della capacità di trasporto disponibile per i terzi sul punto di ingresso alla rete nazionale dei gasdotti prescelto, sia avvenuto secondo modalità corrette da parte dell'operatore in posizione dominante. Il motivo all'origine della ripartizione *pro quota* delle richieste di accesso formulate da BLUGAS, ENEL.FTL, EDISON e ENRON era, infatti, la dichiarazione di EDGP relativa all'esistenza di una capacità disponibile per il semestre estivo 2001 di appena 300.000 mc/giorno, di molto inferiore alle richieste pervenute (2,6 milioni di metri cubi giorno).

**178.** In data 4 maggio 2001, EDGP, a fronte di richieste di accesso per un totale di circa 2,6 milioni di mc/giorno, nell'indicare l'esistenza di una capacità disponibile di 300.000 mc/giorno, potrebbe, infatti, non aver fornito ai richiedenti un'informazione sull'effettiva capacità disponibile giornalmente nel semestre estivo 2001 al punto di ingresso di passo Gries, bensì semplicemente fornito loro la differenza tra un dato oggettivo, riferito alla capacità tecnica del gasdotto al punto di ingresso di passo Gries (19,4 milioni di mc/giorno), e la sommatoria delle DCQ relative ai propri contratti di approvvigionamento a valere su quel tratto di rete (19,1 milioni di mc/giorno).

**179.** La documentazione agli atti (in particolare il documento 172 del fascicolo) ha consentito di verificare la correttezza del primo dato relativo alla capacità tecnica. Al momento delle richieste di accesso, aprile 2001, la capacità tecnica in ingresso al passo Gries era effettivamente pari a 19,4 milioni di metri cubi/giorno.

**180.** Con riferimento al secondo dato, relativo alla capacità impegnata contrattualmente da EDGP su quel tratto di rete oggetto della richiesta, assume rilevanza risolutiva la documentazione fornita da EDGP a margine dell'audizione del 24 settembre 2002. Da questa documentazione emerge che, nel periodo aprile-settembre 2001, EDGP era gravata da oneri di ritiro aggiuntivi molto pesanti verso il fornitore olandese GASUNIE, originati da mancati ritiri di gas relativi agli anni 1998 e 1999, in occasione di lavori di potenziamento del gasdotto TRANSITGAS (cfr. documento 339 del fascicolo); inoltre, per lo stesso periodo, sono documentati numerosi stop nell'operatività del gasdotto TRANSITGAS legati al completamento dei potenziamenti previsti entro il mese di ottobre 2001.

**181.** Si noti che una eventuale imputazione a EDGP di un comportamento abusivo consistente nell'aver omesso di informare i richiedenti l'accesso che il dato sulla capacità disponibile dichiarato per il semestre estivo 2001 (300.000 mc/giorno) fosse un dato parziale, che si basava sugli impegni contrattuali di EDGP a valere sul tratto di rete interessata e, pertanto, poteva subire modifiche a seconda degli effettivi utilizzi degli impegni contrattuali, può essere sostenuta solo in presenza di una ragionevole probabilità che si verificassero, nel periodo oggetto di richiesta di accesso, situazioni di utilizzi giornalieri della rete minori degli impegni contrattuali. Detto in altri termini, ove sia possibile dimostrare con elementi di fatto che, al momento della risposta alla richiesta di accesso, l'operatore dominante poteva ragionevolmente attendersi di utilizzare la rete in misura pari agli impegni contrattuali esistenti, è difficile individuare nella mancata informazione circa possibili discrasie tra impegni ed utilizzi un comportamento abusivo assunto nel proprio interesse commerciale.

**182.** Gli elementi fattuali addotti da EDGP e riassunti al punto precedente appaiono sufficienti a rendere "ragionevolmente improbabile", per il periodo oggetto della richiesta di accesso, un utilizzo della rete da parte di EDGP in misura minore degli impegni contrattuali. Da questo punto di vista sembra potersi accogliere la tesi della Parte, quando afferma che, data la situazione prospettata, una eventuale informativa ai richiedenti l'accesso circa il possibile verificarsi di utilizzi minori degli impegni da parte di EDGP, con la conseguente creazione di disponibilità di capacità per terzi, avrebbe creato delle false aspettative negli operatori.

## **I comportamenti relativi all'anno termico 2001-2002**

### ***Le vendite innovative***

**183.** L'istruttoria ha chiarito che EDGP, ha effettuato vendite di gas proveniente dai propri contratti *take or pay* all'estero a quattro operatori che intendevano rivenderlo in Italia: PLURIGAS, DALMINE, ENERGIA e EDISON.

**184.** Uno dei principali effetti di questa strategia è che, attraverso queste vendite di gas all'estero per l'Italia, EDGP ha, di fatto, creato una particolare categoria di operatori che rivestono, nei confronti di EDGP, al tempo stesso la qualifica di clienti (per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas) e di concorrenti (sul mercato nazionale della vendita di gas). Uno degli acquirenti delle vendite innovative, PLURIGAS, arriva a definirsi "*cliente/concorrente*" di EDGP nella memoria finale consegnata il 19 settembre 2002 (cfr. documento 337 del fascicolo).

**185.** EDGP, nel porre in atto questa strategia di vendita all'estero per l'Italia, ha ceduto un quantitativo di gas maggiore rispetto a quello corrispondente alla percentuale prevista dall'articolo 19, comma 3, del decreto legislativo 164/2000. Con riferimento, ad esempio, all'anno 2002, EDGP avrebbe dovuto cedere in base al citato articolo 19, comma 3, circa 3 miliardi di metri cubi di gas, rispetto alle proprie disponibilità minime di gas (cfr. tavola 2). EDGP ha invece ceduto, tramite le cosiddette vendite innovative, circa 6,5 miliardi di metri cubi (cfr. tavola 3). Per fare ciò, EDGP ha evidentemente, utilizzato quantitativi di gas non ritirati in virtù della flessibilità dei propri contratti *take or pay* (pari a circa 7 miliardi di metri cubi l'anno per il periodo 2002-2010, cfr. paragrafo 83). Come si è visto nella parte in Fatto (cfr. paragrafi 87 e 88), l'esame testuale del documento 74 indica che tale scelta di EDGP deriva dalla volontà

di fornire con proprio gas ai terzi operatori i volumi necessari a coprire l'intera fetta di mercato loro destinata (25% a partire dal 1° gennaio 2002).

**186.** Questa condotta di EDGP ha la finalità di escludere e/o di limitare l'ingresso in Italia di gas non proveniente dai propri contratti *take or pay*. Si consideri che l'anno termico 2001-2002 era *il primo* durante il quale (in virtù del tetto sul gas immesso valido dal 1° gennaio 2002) si sarebbero create le condizioni per sostanziali immissioni di gas naturale sul mercato italiano non proveniente da EDGP.

**187.** EDGP, nel periodo immediatamente precedente alla liberalizzazione introdotta dalla direttiva 98/30/CE, ha sottoscritto una serie di nuovi contratti *take or pay* con la finalità di assicurarsi la copertura della domanda futura<sup>18</sup>. Con le norme contenute all'articolo 19 del decreto 164/2000, il legislatore italiano ha deciso di andare oltre il dettato della direttiva 98/30/CE e di includere nel provvedimento di recepimento della medesima direttiva una norma che limitasse la dimensione dell'operatore dominante per il periodo 2002-2010, in particolare con riferimento al gas immesso al consumo. Tale scelta poteva oggettivamente pregiudicare il successo della strategia *pre-emptive* di EDGP. La soluzione a questo problema è stata per l'appunto quella di fornire all'estero per l'Italia i volumi di gas necessari per garantire ai terzi la quota di mercato loro assegnata dalla norma.

**188.** Sebbene possa, in astratto, consentire un incremento dei volumi di gas nella disponibilità di nuovi operatori, la strategia adottata da EDGP, consistente nel vendere all'estero per l'Italia quantità di gas sufficienti a coprire proprio le esigenze del "mercato dei terzi operatori", le ha permesso di non perdere il controllo, nel medio periodo, della gran parte dei volumi di gas immessi in Italia. L'esame della tavola 3, infatti, indica che, per lo meno sino al 2007, con l'unica eccezione di ENEL e di quantità progressivamente decrescenti di produzione nazionale di terzi operatori diversi da ENI, la gran parte del gas immesso in Italia proverrà direttamente o indirettamente da contratti *take or pay* di EDGP o da produzione di ENI Divisione AGIP. Rileva in questo senso la dichiarazione resa da uno degli acquirenti delle vendite innovative secondo cui la modalità scelta da EDGP per ridurre al 75% il gas immesso in Italia in base alle disposizioni previste dal decreto ha avuto come obiettivo quello di minimizzare il numero di operatori indipendenti da EDGP per l'approvvigionamento di gas sul mercato finale della vendita (cfr. documento 303 del fascicolo).

**189.** È, dunque, in tale prospettiva che il sistema di vendite all'estero per l'Italia di un volume di gas idoneo a coprire tutta la quota di mercato relativa ai terzi operatori (le c.d. "vendite innovative") deve considerarsi, *nella sua interezza*, come uno strumento finalizzato all'obiettivo escludente di EDGP. Ciò è in contrasto con quanto affermato da EDGP nelle sue argomentazioni difensive circa un indiretto riferimento, contenuto nella CRI, alla liceità di "vendite innovative" limitate ai volumi di gas necessari ad attuare le previsioni di cui all'articolo 19, comma 3, del decreto.

**190.** Quanto agli effetti di questa strategia escludente, con riferimento all'anno 2002, i dati contenuti nelle tavole 2 e 3 indicano che i quantitativi di gas immessi in Italia provenienti da EDGP sono pari a circa 65,75 miliardi di metri cubi di gas (pari all'86,79%), di cui: 57,2 miliardi di metri cubi (pari al 75,6%) immessi direttamente da EDGP; 6,55 miliardi di metri cubi (pari all'8,6%) relativi alle vendite innovative oltre frontiera effettuate da EDGP a EDISON, PLURIGAS, DALMINE e CIR ENERGIA; 2 miliardi di metri cubi (pari al 2,6%) relativi ad acquisti di EDISON da PROMGAZ, la *joint venture* tra EDGP e GAZPROM; ed i restanti 10 miliardi di metri cubi suddivisi tra immissione di ENEL (7,9 miliardi pari al 10,4%) ed immissioni di produttori nazionali (2,1 miliardi pari al 2,8%)<sup>19</sup>.

**191.** Da questo punto di vista, non paiono fondate le argomentazioni avanzate da EDGP tese a dimostrare la natura marginale degli effetti escludenti delle vendite innovative; da un lato, infatti, si è appena argomentato che tutte le vendite innovative effettuate da EDGP sono finalizzate alla strategia escludente e non solo la parte in eccesso rispetto a quelle che sarebbero state necessarie in virtù del menzionato articolo 19, comma 3, del decreto legislativo n. 164/2000; d'altro lato, le vendite effettuate a ENERGIA e EDISON sino al 2004 come "fornitura ponte" prima dell'inizio della fornitura di gas libico sono completamente assimilabili per tutta la loro durata alle altre vendite innovative.

**192.** EDGP ha fornito ulteriori argomentazioni che, a sua detta, confermerebbero l'inesistenza di una volontà escludente sottesa alle vendite innovative. Si tratta della disponibilità di EDGP: (i) a concedere agli acquirenti delle vendite innovative un diritto di opzione per la trasformazione dei contratti da decennali ad annuali; (ii) a creare nuove infrastrutture di trasporto estero o a potenziare quelle esistenti.

**193.** Quanto al primo punto, si deve osservare come la concessione agli acquirenti delle vendite innovative di un diritto di opzione per la trasformazione dei contratti di fornitura da decennali ad annuali non sia stata una libera scelta di EDGP, quanto, piuttosto, un diretto risultato dell'intervento del regolatore sui contratti di trasporto sottoscritti tra SRG e gli acquirenti delle vendite innovative e notificati in deroga ai sensi dell'articolo 15, comma 12 della delibera 120/01 (cfr. delibere n. 232/01, 233/01, 234/01, 235/01). L'intervento dell'AEEG chiaramente sottoponeva i contratti di trasporto sottoscritti tra SRG e gli acquirenti delle vendite innovative al rischio che ne venisse modificata la durata

---

<sup>18</sup> [Nell'indagine conoscitiva IC12 l'Autorità ha affermato: «SNAM ha sottoscritto negli ultimi mesi nuovi contratti di importazione [di gas naturale] che dovrebbero consentirle di essere in grado di coprire tutta la nuova domanda che si realizzerà nei prossimi dieci anni. Questa circostanza appare di per sé sufficiente a rendere più difficile l'ingresso di nuovi operatori verticalmente integrati nelle fasi dell'importazione e del trasporto». Cfr. Proc. 5472 in Bollettino 45/1997.]

<sup>19</sup> [Queste percentuali sono state calcolate rapportando le varie disponibilità degli operatori (EDGP, acquirenti delle vendite innovative, EDISON con riferimento alla fornitura PROMGAS, ENEL, produttori nazionali) con il totale delle disponibilità accertate al 2002 (che come emerge dall'ultima riga della tabella 3 EDGP riteneva superiore di 0,45 miliardi di metri cubi del fabbisogno).]

temporale, e, tra le varie possibilità, vi era anche quella dell'inserimento di una durata annuale come previsto dall'articolo 14, comma 3, della delibera 120/01.

**194.** Con riferimento al secondo aspetto, la disponibilità di EDGP ad effettuare potenziamenti delle infrastrutture di trasporto esistenti a vantaggio di terzi è un dato emerso solo nel corso del procedimento, dunque esso non era noto al mercato al momento delle vendite innovative (2001); inoltre, anche volendo considerare tale disponibilità di EDGP ai fini dell'esito di questo procedimento, si osserva che, nel corso dell'audizione finale del 24 settembre 2002, sono state generiche le informazioni fornite da EDGP in relazione ai contatti con imprese terze, finalizzati a sottoscrivere nuovi contratti di trasporto in seguito agli eventuali potenziamenti dei gasdotti TAG e TTPC. EDGP non ha fornito, infatti, l'identità degli operatori contattati (o con i quali si era in fase avanzata di finalizzazione del contratto), né, tanto meno, ha indicato chi fossero i fornitori di gas dei soggetti richiedenti l'accesso ai gasdotti esteri, che ne avessero giustificato un potenziamento.

**195.** Una delle argomentazioni difensive di EDGP sottolinea l'assenza di alternative alle vendite innovative in riferimento al tetto sul gas immesso di cui all'articolo 19, comma 3, del decreto. Corollario di tale tesi è che dunque le vendite all'estero per l'Italia sono state un comportamento razionale di un operatore che legittimamente rispondeva ad una previsione normativa tutelando i propri interessi. A conforto di ciò EDGP ha citato anche l'opinione del DGERM del MAP, presente agli atti dell'istruttoria.

**196.** Le evidenze raccolte durante l'attività istruttoria appaiono in grado di confutare questa tesi di EDGP.

**197.** Si consideri in primo luogo l'ipotesi di vendita di gas all'estero per mercati esteri. EDGP afferma che su numerosi mercati europei (in particolare francese e tedesco) sussistono ostacoli di natura economica e regolamentare all'accesso. Al riguardo si osserva che non esistono solamente contesti relativamente chiusi all'ingresso dall'estero (come potrebbero, in una certa misura, essere i mercati francesi e tedesco) ma anche contesti molto più accessibili, quali ad es. i mercati spagnoli ed inglese.

**198.** In ogni caso, nell'ipotesi di un ingresso sul mercato tedesco, EDGP ha fornito documentazione tesa a comprovare come sarebbe stato possibile vendere su quel mercato volumi di gas sufficienti ad attuare quanto previsto dall'articolo 19, comma 3, del decreto e, contemporaneamente, consentire ad operatori tedeschi di immettere in Italia un pari volume di gas, solo nel caso di prelievi dal gasdotto TENP alla frontiera tra Olanda e Germania (cioè poco dopo il punto di immissione del gas stesso nel gasdotto). L'unica alternativa sarebbe stata, a detta di EDGP, di vendere il gas in Germania prima dello snodo di Mittelbrunn, il che avrebbe permesso alla sola RUHRGAS di immettere gas per la vendita in Italia (dal momento che RUHRGAS è l'unico operatore tedesco tecnicamente in grado di immettere gas a Mittelbrunn). EDGP ha argomentato, tuttavia, che: (i) sarebbe stato necessario che le vendite da effettuarsi prima dello snodo di Mittelbrunn fossero indirizzate esclusivamente verso clienti di RUHRGAS (che detiene però solo una parte del mercato tedesco); (ii) al fine di non superare i tetti antitrust sul gas immesso, RUHRGAS avrebbe dovuto dirottare sul mercato italiano il gas invenduto su quello tedesco.

**199.** La tesi difensiva di EDGP appare smentita da elementi fattuali acquisiti nel corso dell'istruttoria ed in particolare dalla documentazione relativa a numerose richieste di accesso alla rete dei gasdotti italiani formulate proprio da RUHRGAS a fine 2000 (cfr. documento 81, 82, 83 e 99 del fascicolo). Si tratta di richieste a cui EDGP ha risposto con un rifiuto (sulla base dell'assenza della capacità necessaria sul gasdotto TRANSITGAS) dopo un periodo di tempo estremamente lungo (quattro mesi) giudicato da RUHRGAS «*unusual in international business and not acceptable*».

**200.** EDGP aveva ricevuto, dunque, una richiesta di accesso in Italia proprio da parte di quell'operatore che EDGP stessa ritiene, nelle sue argomentazioni difensive, indispensabile per l'eventuale successo di una strategia di vendita all'estero per l'estero. EDGP aveva dunque una più che concreta possibilità di porre in atto comportamenti che le avrebbero consentito, come peraltro asserito da EDGP stessa, di vendere volumi di gas in Germania. Ne deriva che il rifiuto opposto da EDGP all'ingresso di RUHRGAS in Italia è un comportamento necessariamente correlato ad un simmetrico disinteresse di EDGP a ricercare opportunità di piazzare volumi di gas sul mercato tedesco. Anche assumendo la tesi secondo cui, per il successo dell'eventuale strategia di vendita di gas di EDGP in Germania, le utenze servite in Germania dovessero necessariamente essere sottratte da EDGP a RUHRGAS, va osservato che sarebbe bastato effettuare uno *swap* tra i due operatori (operazione che, alla luce della richiesta di accesso di RUHRGAS in Italia, era tecnicamente realizzabile).

**201.** È dunque possibile affermare che la risposta negativa fornita alla richiesta di accesso sul mercato italiano di RUHRGAS è assolutamente in contraddizione con la tesi fornita da EDGP stessa nelle sue memorie difensive. Si noti, inoltre, che RUHRGAS aveva richiesto accesso al gasdotto TRANSITGAS; si tratta proprio di quel gasdotto che, nell'ipotesi di vendite di EDGP sul TENP in Germania, avrebbe sicuramente avuto la capienza necessaria per il gas dell'operatore tedesco da commercializzare in Italia.

**202.** Devono tenersi in adeguata considerazione anche le numerose dichiarazioni rese in audizione dai rappresentanti delle società PLURIGAS, DALMINE ed EDISON, cioè gli acquirenti delle "vendite innovative", in base alle quali, nell'ipotesi in cui EDGP avesse deciso di vendere direttamente a clienti finali esteri i volumi di gas richiesti dal tetto sul gas immesso, si sarebbe creato spazio sulle infrastrutture di trasporto internazionale per ingressi di operatori stranieri in Italia.

**203.** Come altra opzione per attuare la previsione normativa più volte richiamata, EDGP avrebbe potuto cedere un intero contratto *take or pay* ad un nuovo operatore (o, ad esempio, ad un consorzio di nuovi operatori). Si ritiene che questa soluzione sarebbe stata la migliore da un punto di vista di promozione di una reale concorrenza *gas to gas*. Si tratta, infatti, di una misura permanente, assimilabile a quella prevista dall'articolo 8 del decreto legislativo n.79/99 in

materia di liberalizzazione dell'energia elettrica e relativa alla cessione in capo ad ENEL Spa di 15.000 MW di capacità di generazione. La tesi di EDGP circa il fatto che tale soluzione avrebbe portato ad un solo nuovo entrante sul mercato finale e dunque sarebbe stata meno favorevole alla concorrenza rispetto a quella derivante dalle vendite innovative, che ha portato all'ingresso di quattro operatori, non appare fondata. Ove infatti la cessione di un contratto *take or pay* avesse consentito l'ingresso anche di un solo concorrente (rispetto ai quattro acquirenti delle vendite innovative) si ritiene che ciò avrebbe arrecato un beneficio alla concorrenza nel mercato del gas rispetto alla situazione che si è verificata. Si sarebbe trattato, infatti, di un operatore effettivamente indipendente da EDGP nelle politiche di approvvigionamento, e non di un suo "cliente/concorrente", che avrebbe pagato al fornitore del gas un prezzo pari a quello precedentemente pagato da EDGP (dunque minore di quello che, invece, le società acquirenti delle vendite innovative pagano ora a EDGP in forza dei contratti di fornitura sottoscritti nel corso del 2001).

**204.** Assumono rilevanza in questa prospettiva tutte le dichiarazioni, ampiamente riportate nella sezione delle Risultanze Istruttorie, rese sia dal DGERM del MAP, sia dagli acquirenti delle vendite innovative in merito alle condizioni di prezzo cui è stato venduto il gas di EDGP attraverso tali vendite e alle capacità degli acquirenti di competere sul prezzo finale del gas, (cfr. documenti 271, 301, 303, 307 del fascicolo).

**205.** Quanto ai possibili acquirenti di un suo contratto *take or pay*, EDGP cita solo GAZ DE FRANCE e ENEL, mentre è agli atti una dichiarazione resa da EDISON circa la sua eventuale partecipazione ad una gara per l'acquisizione di un contratto *take or pay*.

**206.** Si segnala che residuerebbe, in ogni caso, anche un'altra modalità per attuare quanto previsto dall'articolo 19, comma 3, del decreto che ENI avrebbe potuto percorrere anche autonomamente senza l'intervento di un regolatore: si tratta della cessione da parte di ENI dei volumi di gas immessi al consumo e provenienti dalla produzione nazionale di ENI Divisione AGIP ed interamente nella disponibilità di EDGP. Anche in questo caso, non risultano elementi che indichino che ci sia stata la volontà di ENI a procedere in tale direzione.

**207.** Le argomentazioni che precedono portano a concludere che le vendite innovative di gas all'estero per l'Italia effettuate da EDGP non erano certamente, diversamente da quanto sostenuto da EDGP, l'unica modalità a disposizione dell'operatore dominante per dare attuazione alla norma sul tetto sul gas immesso. Si tratta, piuttosto, del comportamento che consentiva a EDGP di non perdere il controllo sulla maggior parte del gas immesso sul territorio nazionale.

#### ***I contratti di trasporto sottoscritti da SRG con EDGP, DALMINE, PLURIGAS, EDISON e ENERGIA***

**208.** L'istruttoria ha dimostrato che la cessione congiunta della *commodity* gas e della relativa capacità di trasporto, sia sul tratto estero del gasdotto sia in ingresso sulla rete nazionale, fosse sicuramente una esigenza avvertita dai compratori delle vendite innovative (PLURIGAS, DALMINE, EDISON, CIR ENERGIA), i quali hanno dichiarato che, senza adeguate garanzie di accesso prioritario alla rete nazionale, non avrebbero assunto il rischio *take or pay* e perfezionato il contratto di fornitura da EDGP. Tuttavia, nella parte in Fatto sono stati riportati elementi, adottati da alcune delle società acquirenti delle vendite innovative, idonei a far ritenere come per le società acquirenti delle vendite innovative l'acquisto da EDGP fosse l'unica alternativa effettivamente perseguibile di approvvigionamento di gas. Ciò a fronte del fatto, illustrato alla fine della sezione precedente, che il soggetto su cui gravava l'onere del tetto sull'immissione di gas, EDGP, aveva a disposizione anche altre modalità, oltre che la vendita a PLURIGAS, DALMINE, EDISON, CIR ENERGIA, per attuare il dettato dell'articolo 19 del decreto.

**209.** Gli elementi acquisiti in istruttoria, tuttavia, hanno anche inequivocabilmente indicato come la cessione di capacità di trasporto all'estero ed in Italia da EDGP agli acquirenti delle vendite innovative fosse, al tempo stesso, un elemento costituente la strategia escludente di EDGP descritta nei paragrafi che precedono. Il testo del documento 74, ampiamente riportato nella parte in Fatto, è assolutamente inequivoco al riguardo («*la vendita di gas all'estero per l'Italia richiede il trasferimento della capacità impegnata da EDGP agli acquirenti; tale passaggio è reso possibile se vengono stabiliti criteri di allocazione della capacità di accesso su base pluriennale con priorità ai contratti di lungo termine.*»). Del resto, l'istruttoria ha anche mostrato che tale obiettivo era perseguito da EDGP da tempo, sia attraverso la legittima attività di *lobbying* presso l'AEEG ed il MAP, sia tramite la predisposizione di propri documenti di lavoro, sin dal periodo precedente alla separazione societaria con SRG (cfr. documenti 85, 121, 122, 133, 176 e 179 del fascicolo)

**210.** Il contratto tra EDGP e SRG del 30 agosto 2001, e nello specifico la norma contenuta al comma 5 dell'articolo 15 di tale contratto, che ha consentito il subentro degli acquirenti delle vendite innovative nei diritti di trasporto di EDGP, rappresenta pertanto, in tale contesto, lo strumento utilizzato per consentire ai volumi di gas ceduti tramite le vendite innovative l'accesso prioritario alla rete nazionale dei gasdotti, così da consentire il successo della strategia di EDGP.

**211.** Tale risultato risulta chiaro dall'esame del documento 141, descritto nella parte in Fatto, e riferito ad una presentazione, predisposta nell'agosto 2001 (dunque prima della sottoscrizione del contratto tra EDGP e SRG) per l'Amministratore Delegato di ENI, del processo di conferimento della capacità di trasporto in ingresso dai gasdotti di importazione per l'anno termico 2001-2002. Il documento indica che i «*titolari di contratti di acquisto di gas SNAM dall'estero*» (dunque le società PLURIGAS, DALMINE, EDISON e CIR ENERGIA) sono considerati «*shipper esistenti*» ai fini dell'accesso prioritario alla rete nazionale di gasdotti. Uno *shipper* è un soggetto titolare di un contratto di trasporto sulla rete di gas; *shipper* esistenti, dunque, implicano l'esistenza dei relativi contratti di trasporto.

**212.** La pubblicazione da parte di SRG sul proprio sito internet, in data 7 settembre 2001, di un metodo di conferimento della capacità in ingresso alla rete nazionale dei gasdotti che concede l'accesso prioritario ed integrale alla rete ai contratti di trasporto di lungo periodo esistenti è in sé un comportamento neutro. Solo se messo in relazione alla disposizione di cui all'articolo 15, comma 5, del contratto tra EDGP e SRG del 30 agosto, ed al relativo subentro nei diritti di trasporto da parte di PLURIGAS, DALMINE, ENERGIA e EDISON, esso appare idoneo, infatti, a garantire l'esito della strategia escludente posta in atto da EDGP e cioè che, con l'eccezione del gas di ENEL e di quello dei produttori nazionali minori, tutto il gas immesso al consumo nel periodo 2002-2007 sia di provenienza diretta ed indiretta di ENI.

**213.** In altri termini, è l'acquisizione dello *status* di contratti di trasporto esistenti dei contratti di trasporto sottoscritti da SRG e dagli acquirenti delle vendite innovative a determinare l'effetto di discriminazione tra questi ultimi e gli altri richiedenti l'accesso alla rete per l'anno termico 2001-2002. Tale acquisizione di *status* di contratti esistenti è, tuttavia, frutto del contratto di trasporto sottoscritto tra EDGP e SRG, piuttosto che delle regole di allocazione della capacità in ingresso definite autonomamente da SRG nel settembre del 2001.

**214.** Rileva a tal fine quanto dichiarato da SRG nel corso dell'audizione del 1° febbraio 2002 (cfr. documento 268 del fascicolo); SRG ha, infatti, affermato che la norma, contenuta nell'articolo 15, comma 5, del contratto sottoscritto con EDGP il 30 agosto 2001 era stata richiesta esplicitamente da EDGP, che aveva il timore che SRG non acconsentisse, in assenza di un patto in tal senso, a che i terzi soggetti cui EDGP avesse venduto il suo gas potessero subentrare nei diritti di trasporto negoziati tra SRG e EDGP stessa.

**215.** Non può non cogliersi la natura strumentale di una clausola contenuta in un accordo sottoscritto tra società appartenenti allo stesso gruppo (l'articolo 15, comma 5, del contratto tra EDGP e SRG del 30 agosto 2001), che considera come mere ipotesi eventi che in realtà sono già avvenuti (tutte le forniture denominate "vendite innovative" sono precedenti al 30 agosto 2001). L'istruttoria ha dimostrato inequivocabilmente al riguardo che, nel momento in cui EDGP e SRG sottoscrivevano tale clausola: (i) EDGP aveva già venduto il proprio gas oltre frontiera a PLURIGAS, DALMINE, EDISON e CIR ENERGIA; (ii) negli accordi di fornitura era già previsto l'accesso integrale e di lungo periodo alla rete nazionale di gasdotti, al punto che nei contratti di vendita di gas compariva una condizione sospensiva che i compratori avrebbero potuto esercitare nel caso in cui un provvedimento adottato dal regolatore avesse impedito tale conferimento integrale di capacità di trasporto.

**216.** In secondo luogo, la clausola contenuta all'articolo 15, comma 5, del contratto di trasporto tra EDGP e SRG del 30 agosto 2001 individua una palese discriminazione a danno degli altri operatori che hanno richiesto l'accesso alla rete entro il 15 settembre 2001. Si osservi, infatti, che i contratti di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti tra SRG e le imprese PLURIGAS, DALMINE, EDISON, CIR ENERGIA sono stati sottoscritti, in virtù della facoltà di subentro di cui all'articolo 15, comma 5 del contratto tra EDGP e SRG, tra il 13 ed il 14 settembre 2001. Gli *shippers* che hanno fatto richiesta di accesso alla rete di SRG, ignari del fatto che una parte rilevante della capacità riservata ai terzi operatori avrebbe goduto di uno *status* di accesso prioritario alla rete di gasdotti, hanno modulato le proprie richieste sulla base di una previsione di capacità disponibile sui gasdotti maggiore di quella che si sarebbe in effetti determinata (si consideri al riguardo che la prima ripartizione pro quota effettuata da SRG assegnava a ciascuno *shipper* appena il 14% della capacità continua richiesta).

**217.** Da questo punto di vista non appare fondata la tesi di EDGP circa la non rilevanza di questo effetto di discriminazione in virtù del fatto che i richiedenti l'accesso, pur non sapendo dell'esistenza dei contratti di trasporto delle vendite innovative, dovevano attendersi che i gasdotti fossero in ogni caso impegnati dai volumi contrattuali di EDGP. Si consideri che ad ottobre 2001 (inizio anno termico 2001-2002) era un fatto noto al mercato che diveniva operativo il potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto TRANSITGAS. Gli operatori che hanno partecipato al processo di allocazione della capacità di trasporto per l'anno termico 2001-2002 sapevano bene, inoltre, che quello era anche il primo anno in cui valevano i tetti sul gas immesso di cui all'articolo 19 del decreto; essi erano, dunque, consapevoli che EDGP non avrebbe potuto impegnare interamente i gasdotti, e che una certa disponibilità di capacità in ingresso doveva *necessariamente* essere disponibile. L'effetto escludente della discriminazione perpetrata tramite la clausola contenuta all'articolo 15, comma 5, del contratto di trasporto tra EDGP e SRG del 30 agosto 2001 è stato dunque effettivo.

**218.** Non sembra peraltro che si possa accogliere la tesi delle Parti (sia EDGP, sia SRG), ove esse ritengono che le delibere n. 224/01, 232/01, 233/01, 234/01 e 235/01 dell'AEEG, assunte ai sensi dell'articolo 15, comma 13 della delibera 120/01, avrebbero "autorizzato" i contratti di trasporto sottoscritti tra SRG e EDGP, DALMINE, PLURIGAS, EDISON e ENERGIA, con la conseguenza che tali contratti sfuggirebbero a una valutazione condotta ai sensi della L. 287/90.

**219.** Gli elementi riportati in precedenza, nel paragrafo 105 e ss. delle Risultanze Istruttorie, consentono di concludere che quelle svolte dal regolatore su contratti di trasporto "esistenti" non sono state verifiche positive ai sensi dell'articolo 15, comma 13, della delibera 120/01. Soccorre, in tale senso, una interpretazione letterale del testo delle delibere stesse dell'AEEG, in cui si fa riferimento all'"esito negativo" della verifica. Rilevante appare anche quanto affermato dall'AEEG nel corso del procedimento, sia con riferimento al processo di allocazione della capacità di trasporto per l'anno termico 2001-2002: «[...] sono emerse alcune criticità, come il riconoscimento di priorità nel conferimento per i contratti di trasporto esistenti e l'utilizzo del criterio pro quota per tutti gli altri richiedenti. Snam Rete Gas è risultato aver stipulato alla data del 26 ottobre 2001, 28 contratti di trasporto di cui 17 per nuovi utenti e 11 relativi ad utenti già esistenti alla data del 15 settembre 2001. In particolare può assumere rilievo il riconoscimento

della qualifica di contratti esistenti per Dalmine, Energia, Plurigas e Sondel, tenuto conto che i relativi contratti di trasporto risultano siglati tra la fine di agosto e i primi di settembre e dunque in prossimità dei conferimenti stessi: si tratta delle società cui [EDGP] ha ceduto gas e capacità all'estero» (cfr. documento 298 del fascicolo); sia, più specificamente, con riferimento al processo di verifica dei contratti notificati in deroga alle norme contenute nell'articolo 14 della delibera 120/01: «[l'AEEG] è intervenuta tra l'altro ad impedire che vi fosse un impegno di capacità pluriennale predefinito a favore delle società che vantavano contratti "esistenti" alla data del conferimento, prevedendo che tali contratti siano assoggettati alle regole più generali previste dall'Autorità con il codice di rete e che tali regole siano automaticamente inserite nei contratti» (cfr. documento 298 del fascicolo).

**220.** Peraltro, che l'AEEG non abbia formalmente "autorizzato" detti contratti trova conferma anche nel fatto che, in base alla successiva delibera della stessa Autorità n. 137/02, le clausole dei contratti in palese contrasto con le norme contenute in tale delibera cessano automaticamente di produrre effetti (cfr. articolo 25 della delibera 137/02). In virtù di tale disposizione, sono state sostituite dalla nuova delibera le clausole dei contratti sottoscritti tra SRG e EDGP, DALMINE, PLURIGAS, EDISON e ENERGIA che prevedevano una durata decennale e il conferimento della priorità di accesso in base alla quantità massima giornaliera: valgono, ora, le disposizioni della medesima delibera 137/02, secondo cui, da un lato, i contratti di trasporto hanno durata quinquennale fino all'adozione definitiva dei codici di rete e, a partire da tale momento, una durata annuale; e, dall'altro, il conferimento della priorità di accesso deve avvenire in base alla quantità media. Infine, lo stesso codice di rete pubblicato da SRG sul proprio sito internet, in ossequio alla delibera 137/02, fa propri i principi stabiliti dal provvedimento del regolatore (anche in materia di durata dei contratti e di quantità contrattuale trasportabile secondo un criterio di accesso prioritario pluriennale).

**221.** In via generale, si deve comunque osservare che oggetto dell'intervento dell'Autorità di regolazione di settore (AEEG) sono, come risulta anche dall'intitolazione e dal contenuto delle delibere sopramenzionate, i contratti di trasporto del gas sulla rete nazionale, al fine di verificare che l'accesso alla rete avvenga in condizioni di parità e di non discriminazione. Oggetto, invece, dell'intervento di questa Autorità è la verifica della condotta di un operatore in posizione dominante che, attraverso i contratti di vendita innovativa di gas all'estero per l'Italia e la possibilità di subentro automatico garantita dall'articolo 15, comma 5, del contratto del 30 agosto 2001 tra EDGP e SRG, ha prodotto l'effetto di impedire od ostacolare l'immissione nel mercato di gas non proveniente dalla stessa EDGP.

**222.** In ogni caso, resta comunque fermo che la regolazione di settore, sia essa di fonte primaria o sub-primaria, non può in alcun modo vanificare l'effetto utile e l'applicazione uniforme dell'articolo 82 CE, introducendo deroghe o limitazioni alla portata precettiva di tale disposizione<sup>20</sup> e della corrispondente normativa nazionale.

### *L'abuso di posizione dominante*

**223.** Quanto precede consente di configurare a carico di EDGP una fattispecie abusiva complessa, costituita da due distinte condotte poste in essere dalla società nel corso del 2001, tra loro connesse da stretti legami funzionali. Si tratta:

– della scelta, come modalità per ridurre l'immissione di gas ai sensi dell'articolo 19 del decreto legislativo 164/2000, delle "vendite innovative" all'estero per l'Italia per volumi sufficienti a garantire con gas proveniente da EDGP la copertura di tutta la quota residua appannaggio di terzi operatori;

– dell'inclusione nell'articolo 15, comma 5, del contratto di trasporto sottoscritto con SRG il 30 agosto 2001 di una clausola di subentro automatico nei propri diritti di trasporto a favore dei sottoscrittori delle vendite innovative.

**224.** Con riferimento alla prima condotta si è dimostrato che erano percorribili soluzioni alternative che avrebbero evitato gli esiti restrittivi della concorrenza che si sono in realtà verificati segnatamente, in ossequio al disposto dell'articolo 19 del decreto, l'immissione in Italia di gas non acquistato da EDGP. La seconda condotta appare, come del resto emerge dal tenore letterale del documento 74 di fonte EDGP, strettamente funzionale all'esito della strategia escludente di EDGP. Quest'ultima ha avuto, infatti, la finalità di impedire e/o di limitare ingressi di gas non acquistato da EDGP.

**225.** Il gas naturale è un bene soggetto ad intensi scambi internazionali. Con riferimento al mercato italiano, il gas di origine estera costituisce la principale fonte di approvvigionamento. La strategia escludente di EDGP è idonea ad impedire l'ingresso, nel mercato nazionale della vendita del gas naturale, di gas di provenienza estera non contrattualizzato da ENI.

In tale prospettiva, l'abuso di posizione dominante a carico di EDGP si configura come una infrazione dell'articolo 82 CE, dal momento che la strategia escludente di EDGP è tesa ad impedire la creazione di un mercato degli scambi intra-comunitari di gas naturale capace, nel medio periodo, di abbattere le barriere tra singoli mercati della vendita e giungere alla definizione di un unico mercato del gas naturale.

**226.** Nessuna specifica condotta abusiva è invece imputabile a SRG. L'inclusione, tra le regole di accesso alla rete nazionale dei gasdotti pubblicate da SRG il 7 settembre 2001, del principio di priorità ai contratti di trasporto esistenti è un comportamento di per sé neutro rispetto agli effetti restrittivi riconducibili alla strategia di EDGP. Senza la connessione tra contratti di approvvigionamento e contratti di trasporto esistenti, posta in essere da EDGP attraverso le vendite innovative e la clausola di subentro nel contratto con SRG, infatti, le regole di accesso scelte da SRG non

---

<sup>20</sup> [Cfr. sent. Tar Lazio dell'11 settembre 2001, Telepiù.]

avrebbero potuto avere la valenza discriminatoria nei confronti del gas non di provenienza EDGP che hanno poi avuto in pratica.

**227.** Gli effetti dell'abuso descritto si producono sul mercato della vendita finale di gas. Con l'eccezione di ENEL (che in ogni caso è ancora prevalentemente un auto-consumatore) e della produzione nazionale di terzi (prevista in netto calo), una percentuale elevatissima del gas trasportato sulla rete nazionale dei gasdotti ed immesso sul territorio nazionale per la vendita, proviene, direttamente od indirettamente, da gas di proprietà di EDGP. In base ai dati di EDGP contenuti nel documento 74 e riassunti alla tavola 3, EDGP manterrà il controllo diretto od indiretto sul gas immesso al consumo sino al 2007. La strategia escludente posta in atto da EDGP appare dunque particolarmente efficace. La dimensione quantitativa del gas non proveniente direttamente od indirettamente da contratti *take or pay* di EDGP immesso al consumo in Italia per il 2002 è stata assolutamente marginale.

**228.** L'ingresso nel mercato nazionale degli operatori acquirenti di vendite innovative, anche con apprezzabili quantitativi di gas, non si ritiene rappresenti una circostanza idonea a produrre effetti rilevanti sul grado di concorrenzialità di questo mercato, e dunque, sul livello dei prezzi finali. Si tratta, infatti, di operatori che acquistano dall'operatore dominante, loro principale concorrente, il gas che intendono commercializzare in Italia. Essi sono, pertanto, contemporaneamente *clienti e concorrenti* di EDGP. Per questi operatori il principale costo di produzione (il prezzo di acquisto del gas) viene determinato dall'*incumbent* dominante. Al riguardo, si osserva che tutte le società acquirenti (PLURIGAS, DALMINE ENERGIE, EDISON e CIR ENERGIA) hanno dichiarato di pagare un prezzo elevato, sicuramente superiore a quello pagato, per lo stesso gas, da EDGP al fornitore originale. Al momento dell'acquisto oltre frontiera, pertanto, il prezzo del gas relativo alle vendite innovative era gravato sia dal margine praticato dal fornitore primario olandese o norvegese, sia dal margine praticato da EDGP. È ragionevole ritenere, in termini di razionalità economica, che EDGP abbia praticato agli acquirenti delle vendite innovative un prezzo che consentisse di minimizzare le perdite di ricavi derivanti dal non poter direttamente commercializzare al dettaglio quei volumi di gas a causa dei tetti antitrust. Ne consegue, evidentemente, che gli acquirenti delle vendite innovative non potranno in alcun caso essere temibili concorrenti effettivi di EDGP dal lato del prezzo.

## VII GRAVITÀ E DURATA DELLE VIOLAZIONI

**229.** L'articolo 15, comma 1, della legge n. 287/90, nel testo modificato dall'articolo 11, comma 4 della legge n. 57/01, applicabile, nel caso di specie, ai sensi dell'articolo 54 della legge n. 52/96, prevede che l'Autorità, nei casi di infrazioni gravi, tenuto conto della loro gravità e durata, disponga l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria fino al dieci per cento del fatturato realizzato da ciascuna impresa nell'ultimo esercizio.

**230.** In relazione alla natura delle restrizioni, si consideri che i comportamenti descritti hanno limitato la possibilità che importatori di gas naturale, indipendenti da EDGP per la fase di approvvigionamento, immettessero gas naturale sul mercato italiano della vendita per l'anno termico 2001-2002. Ne risulta che una quantità assolutamente preponderante del gas immesso al consumo già nell'anno 2000 (87%) è di provenienza diretta od indiretta, di EDGP.

**231.** I comportamenti riscontrati, inoltre, hanno, nei fatti, vanificato la *ratio* della norma contenuta all'articolo 19 del decreto legislativo 164/2000, che è intitolata allo sviluppo e alla tutela della concorrenza e che appare finalizzata a realizzare condizioni di pluralità di offerta rispetto alla passata situazione di monopolio di fatto di EDGP. L'imposizione del tetto sul gas immesso in capo all'operatore dominante, pertanto, è strettamente finalizzata al contestuale ingresso (per una quota iniziale del 25% della domanda nel 2002, poi crescente sino al 39% nel biennio 2008-2010) di operatori "genuinamente" indipendenti e in grado di esercitare una reale concorrenza *gas to gas* nei confronti di EDGP.

**232.** Quanto alla durata della condotta abusiva, essa è misurata dal lasso di tempo intercorrente tra il momento in cui sono stati perfezionati sia i contratti relativi alle vendite innovative sia il contratto di trasporto tra EDGP e SRG (30 agosto 2001) sino ad momento attuale. La condotta abusiva è infatti ancora in atto.

**233.** Alla luce delle considerazioni che precedono, si tratta, dunque, di un abuso grave.

## VIII QUANTIFICAZIONE DELLA SANZIONE

**234.** In ordine alla quantificazione della sanzione, tenuto conto anche dei criteri dettati dall'articolo 11 della legge n. 689/81, va fatto riferimento alla gravità dell'infrazione, all'opera svolta dall'agente per l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze della violazione e alle sue condizioni economiche. Per quanto riguarda la gravità dell'infrazione valgono le considerazioni svolte ai paragrafi che precedono. Con riferimento alle condizioni economiche di ENI Spa si osserva che si tratta di una impresa integrata in tutti i settori dell'energia, di grandi dimensioni, che realizza costantemente risultati aziendali fortemente positivi.

**235.** Sempre ai fini della quantificazione della sanzione, deve essere considerato il contesto entro cui si è verificato il comportamento abusivo oggetto del presente procedimento. Al momento in cui EDGP negoziava (ed in qualche caso stipulava) i contratti per le cosiddette "vendite innovative" (primi mesi del 2001), non sussisteva una regolazione specifica dei contratti di trasporto di gas sulla rete nazionale di gasdotti. Successivamente, il 30 maggio

2001, l'AEEG ha adottato la delibera n. 120/01, che prevedeva un insieme di regole transitorie in materia di accesso alla rete che comprendevano, fra l'altro, la durata annuale dei contratti di conferimento della capacità di trasporto sulla rete nazionale (articolo 14, comma 3) e, al tempo stesso, la possibilità di trasmettere all'AEEG per apposita verifica i contratti contenenti clausole derogatorie (articolo 15, commi 12 e 13). Tutto quanto precede è indice di un contesto caratterizzato da elevata incertezza che, sebbene non incida sull'esistenza e sulla gravità dell'abuso, considerato unitamente alla complessità della fattispecie e alla particolarità dei contratti in essere conferisce un carattere di novità alla condotta contestata, tale da costituire motivo sufficiente per irrogare a ENI Spa una sanzione simbolica di 1.000 euro.

**236.** Nel corso del procedimento EDGP ha manifestato la disponibilità, ribadita durante l'audizione finale, a potenziare la capacità di trasporto dei gasdotti internazionali, allo scopo di favorire l'ingresso nel mercato italiano di nuovi operatori. Tale disponibilità, tuttavia, non solo non ha avuto alcun seguito concreto e, dunque, alcun impatto sull'eliminazione dell'infrazione contestata, ma neppure costituisce, per le modalità con cui è stata prospettata, un elemento idoneo a rimuovere gli effetti dell'abuso di posizione dominante accertato. Infatti, le informazioni fornite al riguardo sono prive delle necessarie indicazioni sull'identità degli operatori contattati e dei fornitori dei richiedenti l'accesso ai gasdotti internazionali potenziati.

Considerato che la condotta abusiva accertata consiste precisamente nell'aver ostacolato o impedito l'ingresso sul mercato nazionale a imprese concorrenti, intenzionate a vendervi gas naturale acquistato da fornitori diversi da EDGP, un effettivo potenziamento della capacità di trasporto sui gasdotti internazionali può essere tale da consentire l'accesso nel mercato italiano di nuovi operatori e, per tale via, rimuovere gli effetti dell'infrazione accertata. A questo fine assumono particolare rilievo informazioni dettagliate che la stessa EDGP deve fornire, quali, ad esempio, il nominativo e la ragione sociale dei soggetti che hanno dimostrato interesse all'utilizzo dei potenziamenti della capacità di trasporto, l'origine e identità del fornitore del gas naturale oggetto della richiesta di trasporto, i volumi di gas naturale e la durata della richiesta di accesso, nonché le modalità di allocazione della nuova capacità realizzata.

In conclusione, l'ingresso nel mercato italiano di nuovi operatori, realizzato attraverso il potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotti internazionali o altra misura equivalente, rappresenta un possibile modo di porre fine all'infrazione accertata.

Tutto ciò premesso e considerato:

#### DELIBERA

a) che il comportamento posto in essere da ENI Spa consistente nell'aver posto in atto una condotta volta a limitare o impedire l'ingresso sul mercato italiano di vendita di gas naturale da parte di operatori indipendenti, nell'attività di approvvigionamento, costituisce una violazione dell'articolo 82 CE;

b) che, entro 90 giorni dalla data di notificazione del presente provvedimento, ENI Spa presenti una relazione circa le misure idonee ad eliminare l'infrazione accertata di cui alla precedente lettera a), con particolare riguardo al potenziamento della rete di trasporto prospettato nel corso del procedimento o altra misura equivalente;

c) che nei confronti di ENI Spa è applicata, per l'infrazione di cui alla lettera a), una sanzione simbolica di 1.000 euro.

La sanzione amministrativa di cui alla precedente lettera c) deve essere pagata entro il termine di novanta giorni dalla notificazione del presente provvedimento, con versamento diretto al concessionario del servizio della riscossione oppure mediante delega alla banca o alle Poste Italiane, presentando il modello allegato al presente provvedimento, così come previsto dal Decreto Legislativo 9 luglio 1997, n. 237.

Decorso il predetto termine, per il periodo di ritardo inferiore ad un semestre, devono essere corrisposti gli interessi di mora nella misura del tasso legale a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino alla data del pagamento. In caso di ulteriore ritardo nell'adempimento, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, della legge n. 689/81, la somma dovuta per la sanzione irrogata è maggiorata di un decimo per ogni semestre a decorrere dal giorno successivo alla scadenza del termine del pagamento e sino a quello in cui il ruolo è trasmesso al concessionario per la riscossione; in tal caso la maggiorazione assorbe gli interessi di mora maturati nel medesimo periodo.

Dell'avvenuto pagamento deve essere data immediata comunicazione all'Autorità attraverso l'invio di copia del modello attestante il versamento effettuato.

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

Avverso il presente provvedimento può essere presentato ricorso al T.A.R. Lazio, ai sensi dell'articolo 33, comma 1, della legge n. 287/90, entro il termine di sessanta giorni dalla data di notificazione del provvedimento stesso.

IL SEGRETARIO GENERALE  
*Rita Ciccone*

IL PRESIDENTE  
*Giuseppe Tesauro*

\* \* \*