

*Attività di segnalazione**PARERE SULLA RIUNIFICAZIONE DELLA PROPRIETÀ E DELLA GESTIONE DELLA RETE ELETTRICA NAZIONALE*

Nell’aprile 2004, l’Autorità ha formulato alcune osservazioni, ai sensi dell’articolo 22 della legge n. 287/90, in merito al processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione elettrica nazionale e la privatizzazione del nuovo soggetto integrato che si verrà a creare. Tale processo è stato disciplinato dalla legge del 27 ottobre 2003, n. 290, che detta le modalità di riunificazione tra il proprietario della rete, Terna Spa, e il suo gestore, GRTN Spa (controllato con partecipazione totalitaria dal Ministero dell’Economia e delle Finanze), oltre che quelle di privatizzazione della nuova entità giuridica. In particolare, la legge n. 290/03 prevede che, a decorrere dal luglio 2007, quote fino al 20% di questa nuova società potranno essere detenute da società di produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

L’Autorità ha accolto favorevolmente il progetto di riunificazione, in quanto idoneo a determinare incentivi più stringenti a effettuare investimenti infrastrutturali che potenzino la rete di trasmissione elettrica nazionale, in modo da adeguare la capacità di offerta al crescente fabbisogno interno di energia elettrica. L’Autorità ha auspicato, inoltre, la completa separazione proprietaria tra la rete di trasmissione elettrica e gli operatori del settore elettrico attivi nelle fasi, a monte, della generazione, e a valle, della distribuzione e vendita di energia elettrica. Affinché il settore elettrico sia caratterizzato da condizioni effettivamente concorrenziali, è infatti essenziale che l’operatore di rete mantenga un profilo di indipendenza sia in materia di accesso alla rete che con riferimento al dispacciamento degli impianti di generazione.

### *Indagini conoscitive*

#### *INDAGINE CONOSCITIVA SULLO STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA*

Nel febbraio 2005, l'Autorità e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno deliberato congiuntamente la chiusura dell'indagine conoscitiva sullo stato del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, a più di cinque anni dall'entrata in vigore della normativa di liberalizzazione del settore, di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79<sup>33</sup>.

L'assetto del settore elettrico come previsto da tale decreto, nonché coerente con gli indirizzi espressi dal Ministero delle Attività Produttive a fine 2003, delinea un'organizzazione degli scambi di energia all'ingrosso tra vendori e compratori basata sulla contestuale presenza di un mercato organizzato ad accesso facoltativo, la cosiddetta borsa elettrica, e di un sistema di scambi decentrati basati su contratti bilaterali tra operatori. Inoltre, l'avvio del sistema di dispacciamento di merito economico (avvenuto in data 1° aprile 2004) ha comportato la necessità di sostituire procedure amministrate, imposte cioè dall'autorità di regolazione, con meccanismi di mercato. In tale contesto, l'analisi delle dinamiche concorrenziali sul mercato dell'energia elettrica all'ingrosso e sul connesso mercato dei servizi di dispacciamento ha consentito alle due Autorità di valutare l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, individuare l'esistenza di un operatore con potere di mercato e definire possibili modalità di intervento di promozione della concorrenza nel settore.

L'indagine ha fornito, innanzitutto, una rappresentazione aggiornata dell'offerta di energia elettrica a livello nazionale. In particolare, Enel risulta essere il principale operatore in termini di *stock* di potenza efficiente netta operativa con una quota superiore al 55%. Enel presenta, inoltre, una struttura del proprio parco impianti sbilanciata verso quella specifica tipologia, i cosiddetti impianti di *mid-merit* e di punta, che le assicura un vantaggio competitivo rilevante per la definizione dei prezzi soprattutto nelle ore di maggior domanda di energia elettrica. Infine, con riferimento

<sup>33</sup> In attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, in GUCE L 27 del 30 gennaio 1997.

alla localizzazione geografica degli impianti, Enel è risultato l'unico operatore che vanta una capillare presenza di strutture nelle varie aree del Paese, mentre gli altri operatori hanno ripartizioni più concentrate, con impianti in gran parte localizzati al nord.

Dall'analisi della struttura dell'offerta, in termini di ripartizione geografica e tipologia degli impianti, è dunque emerso che il processo di dismissione delle società di produzione (cosiddette *gencos*), attivato dal decreto di liberalizzazione del settore, non sia stato sufficiente a creare concorrenti effettivi di Enel.

In un'ottica di individuazione degli ambiti competitivi rilevanti, l'indagine svolta dalle due Autorità ha definito il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica come l'insieme dei contratti di compravendita di energia stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni)<sup>34</sup>, da un lato, e grandi clienti industriali<sup>35</sup>, dall'altro. Esso comprende sia i contratti che possono essere conclusi nella borsa elettrica sia quelli conclusi mediante contrattazione bilaterale, con la differenza che mentre nel primo caso le modalità di approvvigionamento dell'energia sono definite normativamente, nel secondo, mediante la libera contrattazione delle parti. Dal punto di vista geografico, in particolare a causa delle congestioni di rete che tendono a separare il mercato in aree caratterizzate da prezzi zonali<sup>36</sup> differenti, il mercato all'ingrosso risulta, allo stato, suddiviso in quattro macrozone: Nord, Macrosud (centro e sud peninsulare), Macrosicilia (Sicilia e Calabria) e Sardegna, tutte caratterizzate da un insufficiente grado di competitività. Enel risulta, infatti, l'operatore dominante nei mercati all'ingrosso delle prime tre macrozone, mentre in Sardegna esiste una situazione di duopolio tra Enel e Endesa.

Con riferimento al criterio dell'indispensabilità dell'operatore a soddisfare il fabbisogno di energia nelle zone rilevanti, la cosiddetta pivotalità, Enel risulta, nel periodo aprile-settembre 2004, indispensabile in tutti i mercati geografici rilevanti<sup>37</sup>, mentre tra gli operatori concorrenti, soltanto Endesa ed Enipower risultano

<sup>34</sup> I primi sei operatori a livello nazionale sono: Enel, Edison, Edipower, Endesa, Tirreno Power ed Enipower. Essi coprono circa l'80% della produzione domestica di energia elettrica.

<sup>35</sup> Acquirente Unico e grossisti.

<sup>36</sup> Prezzi di vendita dell'energia elettrica che si formano nelle varie zone geografiche.

<sup>37</sup> Nel 100% delle ore nella macrozona Sud; nel 44% delle ore nella macrozona Nord; nel 29% delle ore nella macrozona Sardegna; nel 24% delle ore nella macrozona Sicilia.

assolutamente indispensabili, rispettivamente nelle macrozone sarda e siciliana, sebbene per percentuali di ore non particolarmente rilevanti. Poiché l’analisi della pivotalità consente di individuare l’operatore che, date le condizioni strutturali che caratterizzano la domanda e l’offerta sul mercato all’ingrosso dell’energia elettrica, è in grado di fissare il prezzo, l’indagine ha evidenziato come Enel sia l’unico operatore in grado di determinare il prezzo all’ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud. Inoltre, Enel è anche l’unico operatore che può utilizzare il proprio potere di mercato in modo strategico tra macrozone diverse, fissando il prezzo in più macrozone contemporaneamente. Data, infatti, la disponibilità delle strutture e del parco generazionale articolata su più mercati, Enel risulta avere un potere di mercato stimato, in termini di capacità di fissare il prezzo, nel 95% delle ore nell’insieme delle macrozone Nord e Sud; nel 91% delle ore nelle macrozone Sud e Sicilia; nel 63% nelle macrozone Sud e Sardegna.

Con riferimento al mercato dei servizi di dispacciamento, definito come il mercato nel quale il Gestore della rete di trasmissione nazionale si approvvigiona della capacità di riserva (secondaria e terziaria) e delle risorse necessarie al bilanciamento tra immissioni e prelievi di energia elettrica, l’indagine ha accertato un assetto competitivo ancora più concentrato del mercato all’ingrosso. Date le caratteristiche di sostituibilità del prodotto, secondo le quali i vari tipi di riserva rappresentano segmenti del mercato distinti ma contigui e la dimensione geografica zonale, Enel si conferma quale operatore dominante, essendo l’unico a presentare una ripartizione delle quote su più segmenti dei servizi di dispacciamento.

Le due Autorità hanno ritenuto che l’introduzione di meccanismi di mercato negli scambi di energia elettrica, oltre a rappresentare una scelta irreversibile, sia certamente in grado di favorire, nel medio termine, un vero assetto competitivo e una riduzione del livello dei prezzi dell’energia elettrica all’ingrosso rispetto a quelli attuali. Affinché questa funzione di indirizzo svolta dal mercato sia efficace, il mercato all’ingrosso dell’energia elettrica nazionale dovrebbe evolvere verso un assetto meno condizionato dall’ex monopolista Enel, aumentando le capacità di reagire adeguatamente da parte di altri soggetti alle strategie dell’operatore dominante, tanto dal lato dell’offerta concorrente di Enel, quanto dal lato della domanda. A tal fine, le due Autorità hanno suggerito di adottare le seguenti misure in merito all’assetto strutturale dell’offerta di energia elettrica:

- a) dare priorità agli interventi sulla rete di trasmissione nazionale volti a ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali e a consentire che la nuova capacità di generazione che verrà installata nei prossimi anni, prevalentemente localizzata al Nord, area già esportatrice nel resto del Paese, possa rappresentare un'effettiva opportunità concorrenziale rispetto all'offerta dell'operatore dominante;
- b) potenziare, in misura coerente con gli sviluppi della rete di trasmissione nazionale, le linee di interconnessione con l'estero;
- c) favorire l'insediamento, da parte dei soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda zonale;
- d) prevedere misure atte a garantire che, nel periodo transitorio fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta, siano rimosse o minimizzate le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato;
- e) evitare sottrazione di capacità produttiva al mercato. In una prospettiva di medio termine in cui la dominanza unilaterale di Enel sul mercato potrebbe venir meno, è rilevante assicurare che sia offerta tutta la capacità produttiva, per evitare che si determini una scarsità di offerta “artificiosa” tra produttori a soli fini speculativi.

Sul piano dell'incentivazione allo sviluppo competitivo del mercato elettrico, sarebbe inoltre opportuno:

- a) rafforzare le misure volte a garantire lo sviluppo di un mercato stabile, in cui le imprese operano anche sulla base di contratti di medio/lungo termine;
- b) mantenere, almeno sino allo sviluppo di un livello di concorrenza adeguato in tutte le zone del territorio nazionale, l'organizzazione del mercato su base “zonale”, che fornisca i segnali di prezzo idonei a rendere evidenti le criticità del sistema;
- c) perseguire soluzioni mirate a controllare che l'impresa dominante sul territorio non tragga indebiti vantaggi dall'esercizio di strategie “collegate” in varie zone del Paese;

- d) impedire l'instaurarsi di un meccanismo di mercato distorto, nella determinazione dei prezzi e delle quantità, dall'eventuale esercizio abusivo del potere di mercato, in modo da consentire ai soggetti concorrenti di Enel, esistenti e nuovi, di disporre di corretti riferimenti di mercato per gli investimenti in generazione.

Occorrerebbe, infine, sviluppare adeguati strumenti di copertura del rischio di prezzo (contratti differenziali standardizzati, prodotti derivati negoziati anche su appositi mercati organizzati, ecc.), in grado di facilitare la partecipazione attiva e consapevole della domanda e di incentivare strategie di acquisto dell'energia elettrica maggiormente reattive alle variazioni di prezzo (evidenziando le possibili elasticità della medesima). A ciò può essere dato un contributo sostanziale, da un lato, accelerando il processo di installazione e gestione dei misuratori orari su tutti i livelli di tensione dei clienti finali e, dall'altro, sostenendo iniziative mirate all'utilizzo razionale dell'energia.

## **GAS NATURALE**

Nel periodo di riferimento, l'Autorità ha accertato un'inottemperanza a una diffida ad eliminare infrazioni accertate nell'ambito di un precedente procedimento istruttorio (BLUGAS-SNAM) e concluso un'indagine conoscitiva di natura generale sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale (INDAGINE CONOSCITIVA SULLO STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE). Al 31 marzo 2005, è in corso un'istruttoria volta ad accertare un'eventuale violazione dell'articolo 82 del Trattato CE nel contesto del trasporto di gas algerino in Italia (ENI-TRANS TUNISIAN PIPELINE).

## *Abusi*

### *ENI-TRANS TUNISIAN PIPELINE*

Nel gennaio 2005, l'Autorità ha avviato un procedimento istruttorio al fine di accettare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante da parte di Eni

Spa, attraverso la sua controllata Trans Tunisian Pipeline Company Ltd (TTPC), volto ad impedire l'ingresso di operatori concorrenti sul mercato italiano della vendita di gas, in violazione dell'articolo 82 del Trattato CE. Eni, oltre ad operare nel mercato dell'approvvigionamento, del trasporto, della distribuzione e della vendita di gas naturale, è anche presente nel settore delle infrastrutture di trasporto internazionale di gas, tramite partecipazioni dirette o tramite la detenzione di diritti di transito. In particolare, Eni detiene il 100% del capitale di TTPC, società titolare in via esclusiva, fino al 2019, dei diritti di trasporto sul gasdotto che attraversa il territorio tunisino, importando in Italia gas algerino. Eni, inoltre, detiene una partecipazione pari al 50% nella società Trans Mediterranean Pipeline Company (TMPC), proprietaria del gasdotto che unisce la Tunisia alla Sicilia, per la restante quota di proprietà del fornitore algerino Sonatrach.

I fatti da cui è originata l'istruttoria riguardano i progetti di potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto tunisino TTPC, che avrebbero consentito a nuovi operatori l'importazione in Italia di gas algerino. Al riguardo, nel marzo 2003 TTPC aveva sottoscritto con alcuni importatori/grossisti (cosiddetti *shipper*) dei contratti di trasporto *ship or pay*, che avevano già negoziato con il fornitore algerino Sonatrach la fornitura di gas a partire dall'anno termico 2007/2008. Tali contratti di trasporto erano, tuttavia, subordinati al verificarsi di alcune condizioni sospensive, da realizzarsi entro il 30 giugno 2003, termine poi posposto al 30 ottobre 2003. Nel novembre 2003, TTPC aveva comunicato agli importatori che le condizioni sospensive non risultavano avvocate e che dunque i contratti *ship or pay* erano da considerarsi risolti di diritto. La decisione di non procedere al potenziamento del gasdotto ha inciso sul grado di concorrenza che si sarebbe potuto creare, a partire dal 2007/2008, nel mercato dell'approvvigionamento del gas all'ingrosso in Italia. L'istruttoria è volta ad accertare l'eventuale esistenza di un comportamento abusivo di natura escludente, da parte di Eni e TTPC, concretizzatosi nel contesto del trasporto internazionale di gas algerino in Italia, e avente come effetto quello di ostacolare e/o impedire l'ingresso di operatori indipendenti sul mercato nazionale dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale. Al 31 marzo 2005, l'istruttoria è in corso.

### ***Inottemperanze***

#### ***BLUGAS-SNAM***

Nell’ottobre 2004, l’Autorità ha concluso un’istruttoria nei confronti di Eni Spa per inottemperanza alla diffida dell’Autorità ad eliminare le infrazioni accertate nell’ambito di un precedente procedimento istruttorio. In particolare, nel novembre 2002, l’Autorità aveva deliberato che alcuni comportamenti posti in essere da Eni avevano costituito un abuso di posizione dominante in violazione dell’articolo 82 del Trattato CE. La condotta abusiva accertata consisteva nell’aver venduto all’estero, ad operatori italiani, volumi di gas provenienti da propri contratti *take or pay* (cosiddette “vendite innovative”) in misura sufficiente a garantire, sino al 2007, la copertura di tutta la quota residua appannaggio di terzi operatori, nonché nell’aver garantito, a questi stessi operatori, un accesso prioritario e di lungo periodo alla rete nazionale di gasdotti di proprietà della propria controllata Snam Rete Gas Spa. Tale condotta abusiva aveva avuto l’effetto di impedire, o quantomeno ostacolare, l’entrata di concorrenti indipendenti nel mercato italiano della vendita di gas naturale. Il provvedimento fissava un termine di 90 giorni affinché Eni presentasse una relazione contenente le misure che intendeva adottare per eliminare l’infrazione accertata.

Nel marzo 2003, Eni aveva presentato una relazione nella quale si assumeva, in particolare, l’impegno di potenziare i propri gasdotti internazionali TAG (che importa gas russo attraverso l’Austria) e TTPC (che importa gas algerino attraverso la Tunisia) a favore di terzi operatori, a partire dall’anno 2008. In seguito, tuttavia, Eni aveva affermato che le misure proposte relative al potenziamento dei gasdotti erano divenute economicamente insostenibili a causa di un possibile eccesso di offerta di gas sul mercato italiano, revocando le stesse e preannunciandone delle nuove, che sono state poi presentate all’Autorità nel febbraio 2004. In particolare, Eni proponeva un rinvio del potenziamento delle capacità dei gasdotti internazionali di alcuni anni (2011 per TAG e 2013 per TTPC), nel caso di realizzazione contestuale di almeno due terminali di rigassificazione di GNL da parte di altri soggetti, e di una offerta di cessioni di gas per un totale di 4 miliardi di metri cubi per quattro anni attraverso meccanismi di asta alla frontiera. L’Autorità ha ritenuto che tali misure non fossero idonee a rimuovere la restrizione concorrenziale accertata e ha avviato, nel marzo 2004, un procedimento

d'inottemperanza alla diffida dell'Autorità, ai sensi dell'articolo 15, comma 2 della legge n. 287/90.

Nell'aprile 2004, Eni ha presentato delle nuove misure, successivamente modificate e integrate nel giugno 2004, tali da poter essere valutate dall'Autorità come idonee a rimuovere le infrazioni accertate. In particolare, Eni si è impegnata alla vendita di determinati volumi di gas, su base pluriennale e a specifiche condizioni con riferimento al prezzo e alle modalità di cessione. Tale impegno è stato effettivamente attuato nel settembre 2004. A conclusione del procedimento per inottemperanza, l'Autorità ha ritenuto che il comportamento di Eni, consistito nell'aver ingiustificatamente ritardato la presentazione e la realizzazione di misure idonee a rimuovere l'infrazione accertata nel novembre 2002, avesse limitato fortemente la possibilità per importatori indipendenti di immettere gas naturale sul mercato italiano della vendita, continuando in tal modo ad ostacolare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale. Tenuto conto della gravità del comportamento di Eni, del significativo periodo di tempo per il quale si è protratta l'infrazione, della notevole dimensione economica dell'impresa e della necessità di assicurare l'efficacia deterrente della sanzione, l'Autorità ha ritenuto opportuno comminare una sanzione di 4,5 milioni di euro.

### *Indagini conoscitive*

#### *INDAGINE CONOSCITIVA SULLO STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE*

Nel giugno 2004, l'Autorità e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno deliberato congiuntamente la chiusura dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore del gas naturale, avviata congiuntamente nel febbraio 2003, ai sensi dell'articolo 12, comma 2 della legge n. 287/90.

Le due Autorità hanno evidenziato, in via preliminare evidenziato, come, sebbene il recepimento della direttiva 98/30/CE<sup>38</sup>, tramite il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, abbia avviato un processo di trasformazione in senso concorrenziale della struttura del settore, tali norme non abbiano tuttavia garantito lo sviluppo di un'effettiva concorrenza. Tale insoddisfacente risultato evidenzia come le definizione di normative primarie e l'adozione di una regolazione relativamente avanzata siano condizione soltanto necessaria, ma non sufficiente, al raggiungimento di un adeguato contesto concorrenziale nel mercato della vendita di gas naturale.

L'indagine ha poi analizzato le caratteristiche fondamentali del mercato. Tra queste emerge, in primo luogo, il ruolo svolto dal maggior operatore del mercato, Eni, il quale detiene una posizione dominante nell'ambito dell'approvvigionamento di gas, con riferimento sia alle importazioni, sia alla produzione nazionale. Nonostante siano state adottate misure legislative volte a ridurre, entro il 2010, la quota di gas che Eni può immettere al consumo, al momento la sua posizione dominante appare in grado di condizionare fortemente l'evoluzione del mercato. I contratti di importazione a lungo termine (*take or pay*), stipulati o rinegoziati da Eni nell'imminenza dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE di liberalizzazione del settore, le hanno garantito e continueranno a garantirle quote dell'incremento annuo di domanda di gas. Le cosiddette "vendite innovative", ovvero le cessioni di gas effettuate da Eni ad operatori nazionali al di là dei confini per rispettare i tetti antitrust fissati dal decreto legislativo n. 164/00, a loro volta, le hanno consentito di selezionare gli ingressi dei nuovi importatori. Infine, la produzione nazionale, quasi interamente nelle sue mani, può essere gestita da Eni in modo strategico, sfruttando il *trade off* con l'importazione di tipo *take or pay*, in modo da guadagnare flessibilità sia in termini di quantità che di prezzo di approvvigionamento.

Eni controlla, inoltre, tutte le infrastrutture di trasporto internazionale utilizzate per l'importazione di gas in Italia, o direttamente o tramite società partecipate, dato che gestisce tutte le infrastrutture di trasporto via gasdotto e l'unico terminale di GNL attualmente esistente. Essa è dunque in grado di influenzare le dinamiche concorrenziali sul mercato a valle della vendita, nonché di determinare le strategie relative al

<sup>38</sup> Direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, in GUCE L 204/1 del 21 luglio 1998.

potenziamento delle infrastrutture estere, consentendo o meno ad altri soggetti l’accesso ai canali di importazione tradizionali, come testimonia la decisione unilaterale di Eni, a fine 2003, di rimandare i potenziamenti dei gasdotti TAG e TPPC, unici canali di importazione rispettivamente da Russia e Algeria.

Infine, l’indagine ha mostrato, come conseguenza della posizione dominante nell’approvvigionamento, del controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e della scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, che Eni detiene un vantaggio competitivo nei confronti dei concorrenti, consistente in un minore costo di approvvigionamento.

Le due Autorità hanno poi sottolineato l’importanza dell’ingresso di nuovi operatori indipendenti e dello sviluppo di infrastrutture, affinché si realizzi una concorrenza effettiva nell’approvvigionamento di gas. A tal fine, non sembra idoneo, un assetto di mercato in cui l’approvvigionamento è regolato esclusivamente da contratti di lunga durata (*take or pay*), che determinano una mera ripartizione del mercato e sottraggono incentivi per la conquista di quote aggiuntive, in un tipico contesto di “entrata senza concorrenza”. Allo stato non sembrano, quindi, presenti presupposti tali da garantire, sul lato dell’offerta di gas naturale, la flessibilità necessaria per soddisfare variazioni di domanda che, contrariamente alle previsioni di Eni di un eccesso di offerta (la paventata “bolla di gas”), si prevedono invece positive, in particolare per usi termoelettrici. L’avvio di nuovi progetti per l’approvvigionamento di gas, ad esempio, tramite la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, da realizzarsi entro il 2008, sembrano, dunque, l’occasione per far fronte alle criticità che potrebbero verificarsi nel breve termine sul fronte degli approvvigionamenti.

Nella fase di vendita finale di gas, si è assistito, nel periodo 2001-2004, a un processo di concentrazione industriale (da 700 a 400 operatori) dovuto principalmente alle norme di liberalizzazione, le quali hanno definitivamente fissato la totale apertura del mercato al 1° gennaio 2003 e hanno previsto la separazione societaria delle fasi di distribuzione e di vendita. La riduzione nel numero di operatori è principalmente riconducibile ad operazioni di crescita esterna.

Altra importante vicenda che ha seguito la liberalizzazione del mercato è consistita nell’ingresso dell’ex monopolista elettrico Enel nel settore del gas, nel contesto del più ampio processo di convergenza tra i due settori. Tale convergenza è

stata giudicata positivamente dalle due Autorità laddove risponda alla ricerca di una maggiore efficienza sulla spinta di pressioni competitive in entrambi i settori.

Con riferimento al prezzo di vendita del gas naturale, è stato rilevato che il prezzo nel nuovo contesto di mercato libero segua una logica “costo più” (*cost plus*), in base alla quale al costo di fornitura a una specifica utenza (*stand alone cost*) viene sommato un margine di profitto. I prezzi del gas naturale ad uso industriale italiani sono superiori a quelli in vigore nei principali Paesi europei, nonostante il prezzo del gas naturale importato sia sostanzialmente omogeneo tra paesi: tale differenza è da attribuirsi non solo a ragioni strutturali, come ad esempio la lunghezza delle reti di trasporto, ma anche al potere di mercato esercitato dall’operatore dominante.

Alla luce degli elementi di criticità esposti, le due Autorità hanno suggerito una serie di misure e interventi funzionali al raggiungimento di un efficace confronto competitivo, sia nella fase a monte dell’approvvigionamento di gas naturale, sia in quella a valle della vendita finale. Innanzitutto, è stato sottolineato come sia indispensabile e urgente la realizzazione di nuove infrastrutture per l’approvvigionamento. La realizzazione di nuovi terminali renderebbe possibile l’incremento e la diversificazione dell’offerta e, al tempo stesso, consentirebbe, per la quota di nuova capacità di rigassificazione non soggetta a riserva a favore degli investitori, forme di approvvigionamento più flessibili che possono determinare ingressi di breve periodo non caratterizzati dalle rigidità legate alla clausola *take or pay*.

Una condizione essenziale per l’ingresso dei nuovi operatori è da ricondursi a misure di potenziamento delle infrastrutture di importazione esistenti da parte di Eni. Tali infrastrutture potrebbero essere potenziate in tempi brevi e con costi ridotti se Eni mettesse a disposizione capacità addizionali a soggetti diversi e se consentisse un approvvigionamento indipendente di gas agli operatori che sono in grado di contattare autonomamente i fornitori esteri. Tale potenziamento sembra particolarmente indicato per i gasdotti TPPC e TAG.

Al fine di sottrarre ad Eni la possibilità di influenzare il risultato concorrenziale sul mercato a valle tramite comportamenti opportunistici nei segmenti a monte, in cui è monopolista (trasporto internazionale, trasporto nazionale e stoccaggio), è stata auspicata una completa separazione societaria tra le attività di vendita sul mercato nazionale e quelle di trasporto internazionale. Al riguardo, è stato suggerito che Eni

ceda le quote detenute in Snam Rete Gas e in Stogit e che, a seguito di tali cessioni, venga costituito un operatore indipendente del sistema (*Independent System Operator-ISO*) preposto alla gestione delle infrastrutture di trasporto e stoccaggio. In via subottimale, le due Autorità hanno sollecitato l'identificazione di un percorso normativo che porti, nel medio termine, ad una gestione meno opaca, da parte di Eni, dei gasdotti internazionali, assicurando condizioni di accesso trasparente e non discriminatorio.

Oltre alla creazione di un ISO e di pari passo con la realizzazione di condizioni di maggiore pluralità nell'approvvigionamento di gas, le due Autorità hanno auspicato la definizione di regole per l'avvio di un mercato centralizzato degli scambi di gas naturale, che per essere realmente fluido e concorrenziale dovrebbe integrarsi con gli altri mercati europei, in modo da promuovere i flussi bi-direzionali di gas tra Italia ed Europa e la creazione di un polo (*hub*) mediterraneo del gas in competizione con quelli nordeuropei. Un'ulteriore misura, necessaria nell'immediato, in attesa della realizzazione delle nuove infrastrutture e del potenziamento di quelle esistenti, e idonea a sostenere la nascita di nuovi soggetti industriali nella vendita finale, è rappresentata dalla cessione, da parte dell'operatore dominante, di quantitativi adeguati di gas, per un congruo numero di anni, a condizioni prossime a quelle di costo di approvvigionamento e senza controllo sui destinatari (cosiddetto *gas release*). Le due Autorità hanno, infine, suggerito l'adozione di misure capaci di favorire nuovi investimenti in attività di esplorazione, ricerca e sfruttamento delle riserve nazionali, attenuando i vincoli posti dagli attuali processi autorizzativi.

## DISTRIBUZIONE COMMERCIALE

Nel 2004, l'Autorità ha effettuato un intervento di segnalazione in relazione alla normativa della Regione Sicilia in materia di distribuzione commerciale (SEGNALAZIONE SULLA REGOLAMENTAZIONE DELLA REGIONE SICILIANA IN MATERIA DI COMMERCIO). Al 31 marzo 2005 è in corso un procedimento istruttorio di inottemperanza all'obbligo di comunicazione preventiva di un'operazione di concentrazione (NUME-INTEGRA).

### ***Inottemperanze***

#### ***NUME-INTEGRA***

Nel gennaio 2005, l’Autorità ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti della società Nume Srl in relazione alla violazione dell’obbligo di notifica preventiva delle operazioni di concentrazione. In particolare, l’operazione, tardivamente comunicata all’Autorità, consisteva nell’acquisizione, da parte di Nume, dell’intero capitale sociale di Integra. Entrambe le società sono attive nel settore della distribuzione commerciale di generi alimentari e di altri beni di largo e generale consumo, mediante punti vendita *discount*. Al 31 marzo 2005, l’istruttoria è in corso.

### ***Attività di segnalazione***

#### ***SEGNALAZIONE SULLA REGOLAMENTAZIONE DELLA REGIONE SICILIANA IN MATERIA DI COMMERCIO***

Nel luglio 2004, l’Autorità, nell’esercizio dei poteri consultivi di cui all’articolo 21 della legge n. 287/90, ha trasmesso al Ministro delle Attività Produttive, al Ministro per gli Affari Regionali, al Presidente della Regione Siciliana e al Presidente dell’Assemblea Regionale Siciliana, una segnalazione in merito a due aspetti della regolamentazione adottata dalla Regione Sicilia riguardanti i criteri di valutazione delle domande di autorizzazione per l’apertura, il trasferimento o l’ampliamento di sede di grandi strutture di vendita. Il primo aspetto era rappresentato dall’inclusione, tra i criteri di valutazione, di considerazioni attinenti alla quota di mercato dell’impresa richiedente. In particolare, la normativa regionale stabiliva una quota massima dell’impresa richiedente pari ad un terzo del mercato, superata la quale l’autorizzazione non poteva essere accordata.

L’Autorità ha posto in evidenza che tale norma, prevedendo una valutazione effettuata sulla base di una predeterminata quota massima di mercato, non trovava riscontro nella normativa e nella giurisprudenza nazionale e comunitaria riguardante la tutela della concorrenza, tutela che, peraltro, rientra tra le materie su cui lo Stato ha legislazione esclusiva nei confronti delle Regioni. Essa risultava, inoltre, suscettibile di

determinare ingiustificate distorsioni della concorrenza, impedendo la crescita delle imprese e il conseguimento di economie di scala che, nei contesti caratterizzati dalla presenza di qualificati concorrenti, possono condurre a benefici per i consumatori.

Il secondo aspetto oggetto della segnalazione riguardava l'esistenza di limiti quantitativi al rilascio delle nuove autorizzazioni commerciali, derivanti dalla fissazione di percentuali massime di incremento della superficie complessiva delle grandi strutture di vendita. Al riguardo, l'Autorità ha ribadito quanto già sostenuto in altre occasioni, affermando che il conseguimento degli equilibri di mercato mediante la programmazione della struttura dell'offerta determina ostacoli all'evoluzione del mercato stesso e ingiustificate distorsioni della concorrenza. L'obiettivo di favorire un equilibrato sviluppo delle diverse tipologie distributive dovrebbe, infatti, essere perseguito evitando l'imposizione di ostacoli allo sviluppo della rete commerciale che non siano giustificati da esigenze di tutela di interessi generali, principalmente di tipo urbanistico o connessi all'esigenza di promuovere un adeguato livello di servizi per i consumatori.

## **TELECOMUNICAZIONI**

Nel corso del 2004, l'Autorità ha concluso un procedimento istruttorio accertando un abuso di posizione dominante nella fornitura di servizi di telecomunicazione su rete fissa alla clientela affari, sia pubblica che privata (COMPORTAMENTI ABUSIVI DI TELECOM ITALIA). E' stato effettuato, inoltre, un intervento di segnalazione in relazione alle procedure per l'assegnazione delle frequenze per il servizio radiomobile professionale (PARERE SULLE PROCEDURE PER L'ASSEGNAZIONE DELLE FREQUENZE PER IL SERVIZIO RADIOMOBILE PROFESSIONALE A GESTIONE CENTRALIZZATA). Al 31 marzo 2005, è in corso un'istruttoria volta a verificare eventuali violazioni degli articoli 81 e 82 del Trattato CE nel settore dei servizi di comunicazione mobile (TELE2-TIM-VODAFONE-WIND).

***Abusi******COMPORTAMENTI ABUSIVI DI TELECOM ITALIA***

Nel novembre 2004, l’Autorità ha concluso un procedimento istruttorio nei confronti della società Telecom Italia Spa in merito a comportamenti abusivi nella formulazione delle offerte commerciali relative ai servizi di telecomunicazioni su rete fissa alla clientela affari.

L’Autorità ha ritenuto che le condotte poste in essere da Telecom Italia dovessero essere valutate nell’ambito dei mercati dei servizi di telecomunicazioni intermedi e finali: in particolare, con riguardo ai servizi intermedi, è stata considerata l’offerta di interconnessione su rete fissa, l’offerta di accesso alla rete locale e l’offerta di linee affittate; nell’ambito dei servizi finali sono stati considerati i servizi di accesso alla rete telefonica, i servizi di fonia (locale, nazionale, internazionale e verso terminali mobili), i servizi di trasmissione dati e i servizi di accesso a Internet offerti alla clientela affari. In tutti i mercati evidenziati, la posizione di Telecom Italia è stata ritenuta dominante sia sulla base delle rilevanti quote di mercato e della disponibilità in monopolio della rete telefonica commutata, sia in ragione del lento sviluppo dell’accesso disaggregato alla rete locale.

L’istruttoria ha mostrato che le condotte abusive sono state poste in atto da Telecom Italia nell’ambito di una strategia unitaria, articolata in due distinte tipologie di comportamenti:

*i)* l’applicazione di condizioni contrattuali nelle offerte di servizi finali alla clientela affari, contenenti clausole di esclusiva, penalizzazioni per il mancato raggiungimento degli obiettivi di spesa e clausole equivalenti a clausole inglesi, al fine di ostacolare o precludere del tutto la possibilità per gli operatori concorrenti di offrire servizi di telecomunicazione su rete fissa, anche solo per una parte del traffico di tali clienti;

*ii)* la formulazione di condizioni economiche e tecniche nelle offerte alla clientela affari non replicabili dai concorrenti, a fronte dei costi di interconnessione e delle condizioni tecniche stabilite in via regolamentare per l’offerta di servizi di rete, nonché peggiorative rispetto a quelle praticate alle proprie divisioni commerciali.