

Commissione X Attività produttive, commercio e turismo della
Camera dei Deputati

**Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle
imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia**

Audizione del Presidente
dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato
Cons. Antonio Catricalà

19 gennaio 2006

Signor Presidente, Onorevoli Deputati, ringrazio la Commissione per aver considerato l'Autorità garante della concorrenza e del mercato tra i soggetti da audire nell'ambito dell'*Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia*.

L'insostenibilità dei costi connessi agli input energetici - dovuti ai limiti infrastrutturali e all'assetto non competitivo dell'intero settore energetico - è diventata un'emergenza da affrontare in tempi rapidi date le ripercussioni sul complesso del sistema economico nazionale. Si osservi, in base ai dati Istat ed Eurostat, che i costi per l'energia elettrica ed il gas naturale incidono sui costi totali dell'aggregato delle industrie tradizionali per circa il 3,18%, valore questo tra i più elevati rispetto al peso degli altri input sui costi totali a livello di industrie italiane. Questa incidenza è inoltre di quasi tre volte superiore rispetto al peso dei costi energetici sui costi totali negli altri paesi europei (ad esempio in Germania l'incidenza è dell'1,37%, in Francia dell'1,34%, in Olanda dell'1,11%). Ciò a dimostrazione della centralità del settore energetico per il mondo industriale, in generale, ed in Italia in particolare.

Che l'Italia stia "subendo" le conseguenze di un processo di liberalizzazione ancora "incompiuto" è evidenziabile richiamando pochi ma importanti dati: negli ultimi mesi del 2005 l'Italia registra ancora il livello maggiore dei prezzi per l'energia elettrica (fatta eccezione per l'Olanda dove, nella seconda metà dello scorso anno, si sono registrati guasti e aumento dei prezzi dei certificati quote CO2) con un valore Ipe nel nostro Paese superiore ai 65 euro/MWh (dato medio su più mesi), contro i circa 30 euro/MWh nel NordPool (Scandinavia), meno di 50 in Francia e Austria, 52 in Germania e 62 in Spagna. Ancor peggio se si osservano i dati rilevati dal Gestore del Mercato elettrico nelle prime settimane di dicembre 2005: il prezzo medio di acquisto nella cd borsa elettrica ha infatti toccato punte di 71,64 euro/MWh.

Le motivazioni vanno ricercate tanto nei limiti di tipo infrastrutturale quanto nei fenomeni di tipo comportamentale. Per sintetizzare tali ragioni occorre guardare, in primo luogo, alle modalità di approvvigionamento di gas naturale. In secondo luogo si devono richiamare i vincoli e gli ostacoli allo sviluppo competitivo del mercato degli scambi dell'energia elettrica.

Il legame tra i due prodotti – gas naturale ed energia elettrica – è palese, visto che la produzione termoelettrica continua a rappresentare oltre l'80% della produzione lorda complessiva, con una incidenza del gas naturale in continua crescita negli ultimi anni (crescita che lo individua quale input principale con un peso di circa il 50% sulla produzione termoelettrica lorda e di oltre il 56% sulla potenza efficiente netta operativa del parco termoelettrico). La generazione idroelettrica totale è di poco superiore al 16%, mentre la produzione geotermoelettrica, quella eolica e fotovoltaica pesano meno dell'1-2%.

La forte dipendenza dal gas naturale quale input energetico rende indispensabile partire da questo settore per comprendere come e dove affrontare i problemi. A tal fine si deve però fare chiarezza su un “non problema” o “falso problema”, ossia il rischio che l'Italia debba affrontare un fenomeno di eccesso di offerta (cd bolla del gas o *oversupply*).

La verità è esattamente il suo contrario: il nostro Paese sta affrontando un *gap* di offerta e rischia, nello stesso 2006, di trovarsi con un fabbisogno di gas naturale non soddisfatto se non ricorrendo alle fonti, si può dire, “di ultima istanza”.

Infatti, già nel 2005 il soddisfacimento della domanda di gas naturale ha richiesto l'attivazione degli stoccaggi strategici e nello scorso dicembre si è reso necessario l'avvio della cd procedura di emergenza, fissata con il decreto del Ministero delle attività produttive del 12 dicembre 2005, al fine di massimizzare le immissioni in rete per le importazioni. Questa emergenza continua nel 2006, causa delle particolari condizioni climatiche che hanno determinato una crescita nella domanda di energia elettrica, quindi di produzione termoelettrica, come dimostrano i prelievi del tutto eccezionali degli stoccaggi, ben superiori al 50% delle disponibilità di modulazione dei consumi stagionali. Si è inoltre giunti allo stadio di emergenza che prevede la possibilità di bloccare le forniture interrompibili, nonché l'utilizzo degli impianti ad olio combustibile (con le conseguenze ambientali ed economiche evidenti, essendo quest'ultimo un derivato del petrolio).

Le evidenze quantitative sono quindi sufficientemente esplicite per far comprendere che non sono rinviabili né i potenziamenti dei gasdotti esistenti (quello che consente l'afflusso di gas naturale algerino – TTPC - e quello che collega con la

Russia – TAG), né l'avvio di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale (Rovigo e Brindisi, il secondo dei quali a rischio di non creazione).

La tesi che la realizzazione, entro il 2008, dei due citati potenziamenti e di almeno due terminali di rigassificazione potesse condurre alla cd bolla del gas naturale è stata sostenuta da ENI in occasione di varie procedure istruttorie dell'Autorità antitrust (l'ultima per presunto abuso ancora in corso e in fase di chiusura). L'argomentazione principale si fondava sul fatto che ci sarebbe stato il pericolo che la loro realizzazione congiunta potesse determinare un tale eccesso di offerta complessiva, rispetto alla domanda, da mettere in difficoltà economiche e finanziarie i titolari di contratti d'importazione di tipo *take or pay* (ossia contratti che prevedono comunque un obbligo di pagamento corrispondente ad un determinato volume minimo rispetto a quello contrattualizzato).

Le analisi condotte dall'Autorità antitrust e dall'Autorità dell'energia elettrica e del gas hanno puntualmente dimostrato che in assenza dei potenziamenti, o con un loro posticipo rispetto al 2008 (con uno scenario di domanda pari a 92 miliardi di metri cubi al 2010, valore medio molto probabilmente sottostimato come dimostra l'attuale andamento della domanda), i prossimi tre anni saranno estremamente critici ed esposti a domanda insoddisfatta, con conseguente pericolo per la sicurezza del sistema degli approvvigionamenti. Si noti che questi scenari si fondavano su una ipotesi, l'entrata in funzione dei due terminali di GNL (Brindisi e Rovigo), che già si rivela erronea per eccesso viste le problematiche per il terminale di GNL di Brindisi. Tali analisi sono state recentemente confermate anche dai dati del Ref Irs.

Più in dettaglio, un posticipo, rispetto al 2008 - 2009, dei potenziamenti relativi al TAG e al TTPC comporterebbe un elevato rischio per il fabbisogno nazionale, con gap di offerta nel 2006 e 2007. Inoltre, qualora fossero realizzati i potenziamenti e i terminali già nel 2008, gli impegni minimi dei contratti *take or pay* sarebbero comunque sempre inferiori alla domanda prevista (vale a dire non vi sarebbe mai un problema finanziario di obbligo di pagamento per quantitativi minimi da ritirare – si tenga infatti conto che i contratti prevedono condizioni di flessibilità e quindi è ai volumi realmente “vincolanti” che si deve guardare per valutare il rischio di *oversupply*). Sempre in questo contesto si potrebbe delineare, solo a partire dal 2008 – 2009 e solo con i due terminali GNL attivi, una

concorrenza potenziale tra quantitativi di gas importabili utilizzando il 20% di capacità dai nuovi terminali e quelli ottenibili dalle capacità residue dei gasdotti.

Per i prossimi tre/quattro anni, in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti, il nostro Paese sarà quindi seriamente esposto a rischi di carenza di offerta. Ma ciò non basta, dati i limiti nelle infrastrutture di trasporto dall'estero e l'assenza di adeguati terminali in Italia, il nostro Paese sarà sempre più esposto alle strategie di flessibilità dell'operatore dominante, nonché alle strategie dei produttori esteri, chiaramente avvantaggiati dal potere di mercato rispetto ad un paese con una offerta "tarata" sulla domanda. Tutto ciò anche ammettendo scenari di domanda futura, come detto, prudenti. Se si vuole concorrenza si deve avere "liquidità" nel mercato, in termini di ingresso "potenziale" di offerta superiore alla domanda, e non una offerta costantemente quantificata "su misura" sulle previsioni di domanda.

E' quindi evidente che solo grazie a nuovi investimenti nell'approvvigionamento di gas (potenziamenti dei gasdotti TAG e TTPC e nuovi terminali GNL) si potranno determinare, senza posticipi, modifiche dal lato dell'offerta in grado di garantire:

- flussi di gas naturale da fonti alternative rispetto alle vendite cd "innovative", fatte da ENI all'estero ai suoi stessi concorrenti in Italia;
- ingresso di nuovi soggetti in un'ottica maggiormente concorrenziale;
- avvio di un certo grado di concorrenza tra produttori esteri;
- maggiore liquidità del mercato attraverso flussi non dipendenti dai contratti *take or pay*, in particolare attraverso il 20% della nuova capacità dei terminali disponibile per terzi;
- minori rischi di spartizioni di mercato, sia a valle che a monte.

Tutte queste problematiche hanno visto molto attiva l'Autorità antitrust. In primo luogo, le modalità con le quali ENI ha soddisfatto i tetti fissati dal decreto di liberalizzazione del settore (decreto n.164/2000) si sono rivelate strumento per "condizionare" l'ingresso dei propri concorrenti nella vendita di gas in Italia. Le cd vendite innovative hanno infatti visto ENI nel ruolo di venditore oltre frontiera di proprio gas naturale, insieme ovviamente a capacità di trasporto, a coloro che poi

avrebbero dovuto competere per acquisire domanda. Un ruolo, quindi, di soggetto dominante che riduce, solo in apparenza, la propria posizione sul mercato nazionale e che invece decide a chi e a quali condizioni economiche (chiaramente non di costo di acquisto ma con un *mark up*) rivendere gas naturale nelle sue disponibilità.

L'intervento istruttorio dell'Autorità sul punto ha evidenziato un problema connesso alla inutilità dei tetti se non in un'ottica transitoria, che deve vedere nel medio termine: (i) interventi strutturali sulla rete di trasporto (in termini di potenziamenti), così da ridurre i vincoli all'ingresso di nuovo gas naturale; (ii) interventi di *governance* sulle società di trasporto, nazionali e internazionali.

Proprio al fine di superare le condotte restrittive connesse alle vendite innovative l'Autorità ha imposto, a chiusura di una procedura per inottemperanza, un processo di *gas realise* (vendita all'asta di gas). Con una diversa procedura l'Autorità ha anche ritenuto che il rinvio nella realizzazione dei potenziamenti sul TTPC potesse configurare una condotta abusiva, tale istruttoria è in corso e si concluderà entro brevissimo tempo. L'ipotesi di abuso è uno strumentale rinvio dei potenziamenti rispetto al 2007, avendo ENI già venduto la nuova capacità agli shippers, per escludere dall'approvvigionamento del mercato italiano operatori con gas indipendente.

ENI sta sottoponendo, quale misura per rimuovere la condotta abusiva, un nuovo piano per i potenziamenti TTPC e TAG. Posto che l'Autorità sta valutando tale misura, si tratta, se realizzata con la corretta tempistica, di interventi sulla rete di una certa rilevanza in termini di dimensione: oggetto dei potenziamenti è una capacità di circa 6,5 miliardi di m³/anno per gasdotto, pari a circa il 15% di incremento della capacità di importazione, ossia quasi 90 miliardi di m³ di quantità complessiva di nuovo gas naturale in importazione per operatori terzi indipendenti.

E' un passaggio determinante visto che, al 2004, nel mercato italiano dell'approvvigionamento di gas naturale (importazione e produzione nazionale), dei circa 80 miliardi di m³ di gas che sono stati approvvigionati, poco meno del 70% per cento è stato fornito da Eni, mentre il restante 30% circa da terzi (Enel, Edison, Plurigas e poi una serie di operatori minori).

Nella speranza, quindi, di concludere con effetti positivi per l'intero Paese l'istruttoria in corso, rileva però osservare che i potenziamenti affrontano solo una

parte del problema infrastrutturale, l'altro problema, oggetto proprio dell'Indagine di questa X Commissione, è l'assetto proprietario delle imprese del settore elettrico. Infatti, le strategie di ENI sono state possibili grazie al duplice ruolo che essa riveste, da un lato, quello di impresa dominante nel mercato italiano dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, dall'altro, di soggetto che controlla, tramite l'impresa interamente partecipata TTPC (lo stesso vale per il TAG), l'unica infrastruttura di trasporto attualmente idonea a veicolare il gas naturale algerino (russo nel caso del TAG) in Italia.

Occorre, quindi, ripensare a tale assetto, garantendo la terzietà e neutralità nella gestione di queste infrastrutture. ENI è indubbiamente un importante operatore per poter negoziare con i fornitori esteri, quindi per acquisire gas naturale con il ruolo di società con adeguata forza contrattuale, ma ciò non può comportare il successivo trasferimento di questo potere sui prezzi finali ed essere da ostacolo allo sviluppo di altri operatori in Italia.

Necessario è quindi garantire maggior capacità sui gasdotti per accesso ai terzi indipendenti e assicurare neutralità nell'utilizzo. A livello nazionale appare importante la previsione nell'ultima Legge Finanziaria della separazione proprietaria, nel 2008, tra la fase del trasporto, da un lato, e le fasi a monte/a valle dall'altro. Ovviamente, come è stato detto dall'Autorità in occasione dell'operazione Terna/Cassa Depositi e Prestiti CdP, sarà necessario assicurare l'assenza di intrecci azionari tra chi ha la gestione/proprietà della rete e gli operatori a valle/a monte.

Questi due passaggi, la separazione proprietaria (tra le fasi a monte e a valle, da un lato, e quella intermedia del trasporto, dall'altro), insieme all'avvio di un mercato centralizzato degli scambi, sono stati realizzati nel secondo settore interessato dall'Indagine di questa Commissione: l'energia elettrica.

Con riferimento alla separazione proprietaria, l'Autorità, così come detto per il gas naturale, ha sempre sostenuto l'opportunità, in un'ottica di efficienza nelle decisioni di investimento/utilizzo dell'infrastruttura, di riunificare controllo della proprietà e gestione della rete. Al tempo stesso, però, è stata sempre rilevata la necessità di assicurare l'esistenza di un soggetto proprietario/gestore realmente terzo e indipendente.

Proprio in quest'ottica, nell'istruttoria relativa a all'operazione Terna/CdP l'Autorità garante ha dettato delle misure affinché venisse rimosso il rischio di costituzione di posizione dominante. L'acquisizione da parte di CdP di una posizione dominante sul mercato della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica è stata ritenuta idonea ad ostacolare la concorrenza in maniera effettiva sui mercati, verticalmente connessi al primo, della vendita di energia all'ingrosso e dei servizi di dispacciamento in virtù dell'intreccio azionario che si sarebbe venuto a determinare in capo a CdP – ad un tempo controllore di Terna ed azionista di rilievo di ENEL. Misura idonea ma non sufficiente ad attenuare, in via transitoria, gli effetti di ostacolo alla concorrenza derivanti dall'operazione è stata ritenuta il rafforzamento dei meccanismi di controllo e verifica *ex post* delle scelte del gestore. Si è sostenuto che l'unica misura in grado di rimuovere definitivamente tali effetti restrittivi fosse recidere l'intreccio azionario, in capo a CdP, tra il gestore della rete e l'operatore dominante ENEL sui mercati rilevanti dell'energia. In concreto, si è sostenuto che l'acquisizione da parte di CDP del 29,99% di TERNA e del ramo d'azienda del GRTN fosse autorizzabile solamente a condizione che CdP cedesse la propria partecipazione in ENEL pari al 10,2% del capitale sociale (partecipazione avente un valore ben superiore a quello della quota detenuta in Terna).

Assicurare la terzietà del soggetto proprietario e gestore della rete di trasporto nazionale è, tra l'altro, passaggio centrale per superare parte delle difficoltà strutturali del settore energetico nazionale: una rete ancora non adeguata alla domanda è causa di frequenti congestioni tra zone del paese (basti osservare che nel 2004 il meccanismo di funzionamento della borsa ha comportato, nella quasi totalità delle ore, la fissazione di prezzi di vendita diversi per zone, proprio per le saturazioni di rete – solo per meno del 9% delle ore in ogni mese non si sono avute congestioni). E' altrettanto evidente che tali limiti sulla rete nazionale rendono difficile l'afflusso di energia dall'estero in volumi adeguati per innescare, dati i loro più bassi costi di generazione, un minimo incentivo al gioco competitivo.

A ciò si aggiunga che tali limiti, insieme alle inefficienze del parco generazione italiano, esaltano anche la possibilità di trasferimento del potere di mercato tra zone, con conseguente condizionamento delle strategie di prezzo (di

borsa e fuori borsa per effetto del costo di trasporto che grava sui contratti bilaterali – CCT) sull'intero territorio nazionale.

Sul punto basti osservare, come rilevato dall'Autorità antitrust nell'indagine conoscitiva sul settore energetico e nel recente (e in corso) provvedimento di avvio istruttoria per presunte condotte abusive di ENEL nel fissare i prezzi in borsa, che il parco generazione in Italia è estremamente squilibrato:

1. per tipologia di fonte: la produzione termoelettrica, inclusa la produzione da biomasse e rifiuti, ha rappresentato nel 2004-2005 l'81,4% della produzione lorda complessiva, la generazione idroelettrica totale è stata pari al 16,2% mentre la produzione geotermoelettrica si è attestata sull'1,8%, infine, il contributo dell'energia eolica e fotovoltaica è stato pari allo 0,6%;
2. per allocazione tra zone: la ripartizione della potenza efficiente netta suddivisa per localizzazione geografica degli impianti appare particolarmente squilibrata, visto che nella zona Nord è ubicata poco più della metà della capacità disponibile in Italia (53%); segue il Centro-Sud con il 13%, il Sud con l'11%, il Centro-Nord con l'8,6% e le isole (7,5% per la Sicilia e 4,1% per la Sardegna);
3. per allocazione in termini di tipologia impianti: il parco italiano (esclusa l'autoproduzione) è costituito per poco meno della metà della potenza operativa da impianti di *mid-merit*, per il 42% da impianti di base e per solo il 9% da impianti di punta;
4. per operatori - sotto i profili del valore assoluto/tipo di impianti/ubicazione: circa quattro quinti della produzione nazionale di energia elettrica provengono da impianti che fanno capo a 6 gruppi industriali. In particolare, Enel ha circa il 49% circa della produzione nazionale netta; il secondo produttore è Edison che produce poco più del 12% dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6% , Endesa Italia, 6,4%, Tirreno Power, 2,3% ed EniPower, 2%. Inoltre, il gruppo Enel detiene una quota di mercato, per singola zona, che va dal minimo corrispondente alla zona Sardegna (39%) al massimo della zona Macro Sud (72%). Tutti gli altri produttori sono prevalentemente se non esclusivamente presenti al Nord. Anche la ripartizione del parco tra operatori per tipologia di impianti non appare uniforme. In aggregato, il gruppo Enel detiene poco meno

della metà di tutti gli impianti di base, circa due terzi degli impianti di *mid-merit* e quasi tutti gli impianti di punta (determinanti per “fare” il prezzo).

Un assetto del settore così squilibrato non può che agevolare l’operatore *incumbent* nel dettare le strategie di prezzo potendo, ad esempio, agire sui prezzi nella zona Sud (dove scarsa è la concorrenza) per poter contenere il rischio competitivo al Nord. Una simile condotta è proprio l’oggetto di una istruttoria in corso, istruttoria che ha visto anche l’Autorità dell’energia elettrica e del gas attiva per la parte regolatoria e che ha rilevato le anomalie poi inviate per competenza all’Autorità antitrust. In estrema sintesi, ciò su cui si sta indagando e indicato nell’avvio è se ENEL non abbia utilizzato i prezzi di borsa nel giugno 2004 per elevare il differenziale tra zone, facendo quindi aumentare il costo dei concorrenti (per effetto degli oneri di trasporto - CCT - tra Nord e Sud sui contratti bilaterali), segnalando così al mercato di evitare condotte aggressive e tenere prezzi di borsa più elevati rispetto a quelli possibili in presenza di un maggior confronto competitivo. Posto che la condotta deve essere accertata, è però evidente che solo un operatore come ENEL, con il parco impianti descritto sopra - per dimensione/tipo impianti e ubicazione -, risulta dotato di un indubbio potere di mercato.

Se si comparano i dati di borsa dal suo avvio, aprile 2004, a dicembre 2005 ciò che si constata è, del resto, un aumento dei prezzi su base mensile (vale a dire comparando i prezzi negli stessi mesi la media è aumentata dal 2004 al 2005) e l’emergere di fasi di picco consistenti (giugno 2004, gennaio 2005, nonché l’ultima settimana di luglio e prima settimana di dicembre 2005, dove si sono raggiunti 74,95 euro/MWh).

Che queste evoluzioni siano dovute ai citati problemi di un parco impianto inefficiente, asimmetricamente strutturato per operatori e zone e da una rete non ammodernata è certo; tuttavia, appare necessario valutare se non vi siano anche condotte non propriamente competitive. Basti notare, prendendo a riferimento giugno 2004 e gennaio 2005 che, rispetto a settimane analoghe in termini di fabbisogno elettrico, i picchi non trovano spiegazione nelle peculiarità della domanda e nei prezzi di approvvigionamento (che non comportano impatti orari). In

particolare, come testualmente riportato nel provvedimento di avvio istruttoria, è emerso che:

- nei giorni analizzati a giugno 2004, il prezzo unico nazionale di acquisto è stato pari a 65,1 €/MWh (media aritmetica) e 72,3 €/MWh (media ponderata), rispetto alle venti settimane con fabbisogno simile in cui si è registrata una media aritmetica e ponderata di 50,2 e 54,5 €/MWh. Si è evidenziata, quindi, una differenza di 15 €/MWh e di 18 €/MWh per le due medie considerate;

- nei giorni analizzati di gennaio 2005 il prezzo unico nazionale è stato pari a 75 €/MWh per la media aritmetica e 82,6 €/MWh per quella ponderata, contro valori nelle settimane con fabbisogno simile pari a 55,6 €/MWh e 60,5 €/MWh, rispettivamente per la media aritmetica e ponderata. Il confronto fa quindi registrare un differenziale di circa 20 €/MWh.

Distinguere tra aumenti connessi ai limiti infrastrutturali da quelli comportamentali è compito non facile che l'Autorità sta comunque sforzandosi di svolgere nel proprio ruolo istituzionale. Ma questo non può bastare, occorre evitare a monte che vi sia spazio anche solo per il tentativo di porle in essere. A tal fine solo interventi di politica industriale sono in grado di incidere alla radice:

1. incentivando e riducendo i vincoli amministrativi all'avvio di nuovi impianti di generazione, così come dei terminali per l'input principale (il gas naturale);
2. ripensando alle fonti di approvvigionamento (sviluppando le fonti pulite come l'energia eolica ma forse anche ripensando in generale al tipo di fonti, almeno per la fase di ricerca);
3. intervenendo, come in parte si sta facendo, sulle infrastrutture di rete nazionale – via investimenti e radicale separazione tra proprietà/gestione delle infrastrutture di trasporto, da un lato, e le altre fasi a monte e a valle, dall'altro – e sulle infrastrutture estere (assicurandone la gestione neutrale);
4. sviluppando un mercato dell'energia elettrica ancora più liquido, ad esempio incentivando le negoziazioni di borsa con lo sviluppo di un ben organizzato mercato di strumenti finanziari a copertura del rischio, oggi ancora scarsamente sviluppato;

5. creando un mercato centralizzato anche per l'input gas naturale e di un vero *hub* internazionale che veda il nostro Paese al centro degli scambi, grazie alla sua posizione strategica rispetto al bacino del Mediterraneo e al Nord Europa.

Quanto detto, però, è forse ancora insufficiente, se non si inseriscono gli interventi nazionali in un contesto europeo. Occorre agire nelle sedi istituzionali opportune affinché si raggiunga, realmente, l'applicazione del principio di reciprocità. Un paese confinante come la Francia che mantiene un operatore verticalmente integrato e a capitale pubblico – EDF - non sembra dimostrare una reale volontà di applicazione delle direttive di liberalizzazione.

Ancora, il rischio che in Spagna si verifichi un processo di concentrazione tra l'operatore leader nel gas naturale – Gas Natural - e una centrale impresa nell'energia elettrica – Endesa - è stato così alto da indurre l'Autorità che presiedo a chiederne l'analisi, con un rinvio, a livello Comunitario. L'obiettivo non è certamente quello di bloccare “gli stranieri” è, viceversa, quello di indurre un comune agire a livello europeo per dare realmente attuazione, in modo armonizzato e secondo il principio di reciprocità, alle direttive comunitarie di liberalizzazione dei settori energetici.

Proprio in quest'ottica l'Autorità antitrust ha ritenuto, per la parte di sua competenza, di non valutare come restrittiva sul territorio italiano l'acquisizione di Endesa da parte di Gas Natural – essendo una mera sostituzione di un operatore con un altro non attivo in Italia – ma si è attivata a livello comunitario affinché la Commissione valutasse il caso. L'intervento, sebbene non abbia condotto al rinvio alla Commissione, ha però prodotto l'effetto, per la particolare attenzione posta sull'operazione, di indurre l'Autorità antitrust spagnola a negare l'autorizzazione. Occorre ora attendere l'esito a livello di governo spagnolo.

Ciò che l'Autorità aveva sottolineato alla Commissione era, infatti, non il rischio nazionale, bensì sovranazionale, alla luce dell'assetto non equilibrato di apertura dei mercati.

Come si vede, quindi, l'approccio seguito dall'Autorità non è stato di ostacolo agli operatori esteri, ma di grande preoccupazione in una prospettiva europea di mercati ancora non armonizzati e che vanno realmente liberalizzati.

Anche rispetto agli accordi ENI/*Gazprom*, sempre con riferimento ai problemi a livello sovranazionale, l'Autorità ha rilevato il rischio che la sostituzione di ENI con il principale operatore russo e fornitore di input in Italia, per la vendita di un determinato volume di gas naturale, quantomeno sollevasse perplessità in merito all'impatto competitivo sul mercato dell'approvvigionamento in Italia. Che ENI riduca le proprie vendite dirette può essere un modo per l'ingresso di gas indipendente, ma se ciò si realizza senza asta, senza vendere capacità di trasporto e con l'ingresso diretto del fornitore dello stesso *incumbent* nazionale, l'effetto sui prezzi da attendersi non può certo essere verso il basso.

Solo mettendo in competizione i fornitori esteri, via nuovi gasdotti potenziati e via nuovi terminali di rigassificazione di GNL, si può realisticamente pensare di avviare un minimo di confronto competitivo a livello di fornitori esteri dai quali il Paese dipende.

E' con questi obiettivi di apertura dei mercati che l'Autorità antitrust nazionale sta cercando di dare il proprio contributo, vigilando sulle condotte e segnalando le misure ormai indispensabili e non rinviabili per il settore energetico italiano e per l'intero sistema industriale nazionale.