



CONCORRENZA E STRATEGIE DI APPROVVIGIONAMENTO
NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

a cura di Valeria Termini*

(di prossima pubblicazione in: ASTRID, *Le virtù della concorrenza. Regolazione e mercato nei servizi di pubblica utilità*, a cura di Claudio De Vincenti e Adriana Vigneri, Bologna, Il Mulino, 2006)

SOMMARIO: 1. Lo scenario. – 2. Una politica energetica per promuovere la sicurezza di approvvigionamento, la riduzione dei costi e la conformità con gli standard ambientali. – 2.1 Una premessa: la liberalizzazione va completata. – 2.2 Il mercato dell'energia elettrica. - 2.2.1 La rete: sviluppo dell'infrastruttura e garanzia di accesso. - 2.2.2 Mercati funzionanti. - 2.2.3 Le strategie per l'ambiente. – 2.3 Il mercato del gas. – 2.3.1 L'approvvigionamento. – 2.3.2 La rete. – 2.3.3 Mercati funzionanti. – 3. Regole, ruoli e istituzioni. – 4. Conclusioni

* Hanno partecipato al gruppo di lavoro: Laura Ammannati, Alberto Biancardi, Laura Cavallo, Giuseppe Coco, Franco Debenedetti, Claudio De Vincenti, Fulvio Fontini, Michele Grillo, Marco Iezzi, Alfredo Macchiati, Renato Matteucci, Alessandro Notargiovanni, Massimiliano Pacifico, Alberto Pototschnig, Pippo Ranci, Piero Rubino, Carlo Scarpa, Mario Sebastiani, Adriana Vigneri.

1. Lo scenario

L'approvvigionamento delle fonti primarie di energia rappresenta oggi uno strumento politico cruciale nelle relazioni internazionali, in un mondo nel quale grandi consumatori e grandi produttori (Cina, India, Brasile, Messico, Russia) si affacciano e si contrastano sulla scena dell'economia mondiale.

La recente crisi dei rapporti tra Russia e Ucraina, che ha coinvolto Turkmenistan, Uzbekistan, Kazakistan e in modo collaterale Polonia, Germania, Austria e Italia, ha messo in evidenza le criticità connesse ad un uso politico delle risorse energetiche in Europa, che la Russia sembra determinata a far valere, e la sostanziale debolezza dei singoli paesi ad affrontare situazioni di crisi. Il problema si pone in modo ancor più serio per i paesi che, non possedendo combustibili fossili nazionali e in assenza di nucleare o di altre fonti rinnovabili di rilievo (come l'idroelettrico), basano sui combustibili fossili importati la produzione nazionale di energia elettrica, mostrando di conseguenza una forte dipendenza dall'estero, concentrata sulle risorse di pochi grandi paesi produttori.

L'uso ancora limitato di terminali di rigassificazione accentua la dipendenza del sistema dalle reti di gasdotti e dai paesi di transito – emblematiche al riguardo le ripercussioni della crisi Ucraina sui paesi dell'Unione europea. La relativa instabilità che accomuna le aree di appartenenza dei principali produttori di fonti energetiche - Siberia, bacino del Caspio, Africa mediterranea, paesi dell'area del Golfo - contribuisce a rendere più critica la situazione energetica internazionale

Infine, il mutamento delle condizioni climatiche e il verificarsi di eventi atmosferici straordinari hanno contribuito ad acuitizzare i rischi della dipendenza energetica nei momenti di crisi per i paesi importatori. Negli ultimi due anni molti paesi industrializzati - tra i quali l'Italia, ma anche gli Stati Uniti dopo la distruzione delle linee di distribuzione del gas e degli oleodotti nel Golfo del Messico da parte dell'uragano Katrina - hanno fatto ricorso ad un uso temporaneo delle riserve strategiche nazionali di combustibili fossili.

In questo quadro l'Europa stenta a far decollare una politica energetica comunitaria, mostrando nella recente congiuntura "del gas russo" crescenti difficoltà nelle relazioni interne e internazionali. C'è il rischio che prevalgano in queste condizioni egoismi nazionali e che i singoli Stati membri pensino di poter trovare soluzioni isolate per affrancarsi dalla dipendenza energetica (lo sviluppo del nucleare offre tentazioni in questa direzione a paesi come la Francia, più restii ad abbracciare un indirizzo comunitario in campo energetico). Ma una politica siffatta sarebbe miope, oltre a non consentire all'Europa di assumere il ruolo che le compete di *leadership* e di

mediazione tra i grandi nuovi attori. Il tema dell'energia non può che essere affrontato in una comune cornice e strategia europea.

Riconosciuta la debolezza di soluzioni che lascino ai singoli paesi il compito di affrontare in modo isolato i problemi della sicurezza energetica, per dare forza e voce all'Europa nella contrattazione internazionale e intensificare l'impegno comune nella ricerca in campo energetico, sono cruciali due passaggi prioritari: che i paesi membri rafforzino la delega alle istituzioni europee in materia di energia e che si compia uno sforzo straordinario di investimenti per costruire le infrastrutture di rete e rafforzare le interconnessioni transfrontaliere che sono propedeutiche alla costruzione di un mercato europeo dell'energia, all'interno del quale i singoli paesi competano con le proprie imprese, in una cornice di regole comuni.

L'Italia ha un interesse totale a che la strategia europea di integrazione dei mercati dell'energia si realizzi. E' interesse dell'Italia contribuire a far sì che non prevalgano atteggiamenti di chiusura che indeboliscano la prospettiva di integrazione dei mercati.

Alla evidente tensione europeista che caratterizza da sempre l'orientamento del nostro paese, si aggiungono in questo caso due motivi di debolezza e uno di opportunità di crescita, che rendono particolarmente sensibile l'Italia all'indirizzo europeo per un mercato dell'energia unificato. Il primo risiede nella debolezza strutturale della nostra politica energetica e consiste in primo luogo nella dipendenza del paese dalle fonti primarie di combustibili fossili – petrolio e gas, per una quota superiore al 70% nella produzione di energia elettrica nazionale; la seconda causa di debolezza risiede nella scarsa diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento del gas, per il quale il nostro paese dipende di fatto dalla Russia e dall'Algeria.

Queste condizioni iniziali di inadeguatezza pesano sulla competitività del paese, ogniquale si presentino soluzioni di natura "nazionale". La stessa adesione alla strategia di Kyoto e il costo di adeguamento nazionale agli standard concordati in quegli accordi, divenuti attuativi a partire dallo scorso anno, risentono pesantemente di questa debolezza iniziale¹. Il costo che l'Italia dovrà pagare in termini di competitività e i costi diretti impliciti in quegli indirizzi sono molto più elevati rispetto ai costi che dovranno essere sostenuti in media dagli altri paesi europei (in particolare da Francia, Germania,

¹ Il protocollo di Kyoto impegna i paesi industrializzati e i paesi "in transizione" elencati nell'*Annex 1* a ridurre le emissioni di gas serra del 5,2% rispetto ai livelli del 1990, nel periodo tra il 2008 e il 2012. È entrato in vigore nel febbraio 2005 dopo la ratifica dell'accordo da parte della Russia, che ha consentito di raggiungere le quote di adesioni necessarie per l'attuazione del Protocollo – pari al 55% delle emissioni dei paesi dell'*Annex 1* e ad almeno 55 Stati aderenti. Come è noto il Senato americano ha espresso un voto contrario all'adesione degli Stati Uniti, con una decisione che accomuna la politica energetica del Governo e dell'opposizione.

Inghilterra) proprio per le condizioni iniziali di relativo svantaggio che presenta il nostro paese nella produzione energetica rispetto ai partner europei.

Al contrario, la posizione geografica dell'Italia nel cuore del Mediterraneo potrà costituire un innegabile vantaggio nella promozione di *hub* europei, qualora si promuovesse la costruzione di terminali di rigassificazione, si completasse l'integrazione dei singoli mercati nazionali in un'area europea dell'energia e si attivassero flussi di gas provenienti dal sud verso l'Europa (da Algeria e Libia), modificando l'attuale condizione di prevalente dipendenza dai gasdotti nordici.

L'Europa ha scelto ormai da dieci anni la via della liberalizzazione del settore energetico nei paesi membri, per i settori del gas e dell'energia elettrica, con lo scopo di costruire gradualmente un mercato unico europeo dell'energia. Dopo le Direttive Elettricità e Gas del 1996 e del 1998 l'Europa ha fatto significativi passi avanti nella formazione di una cornice di regole e indirizzi comuni per il settore energetico. E nei singoli paesi la liberalizzazione procede, seppure con passo ineguale; i passaggi istituzionali che prevedevano la separazione delle reti dai produttori dominanti e la regolamentazione dell'accesso alle reti a garanzia dei nuovi entranti, la istituzione di Autorità di regolazione di settore, la costituzione di borse all'ingrosso dell'energia per sviluppare mercati trasparenti e spesso al di fuori dell'area di controllo dell'*incumbent*, l'accesso in borsa da parte dei grandi e medi consumatori fino alla piena liberalizzazione della domanda prevista a breve e, infine, in alcuni casi, la riduzione della capacità di generazione elettrica e di quota nel mercato del gas del produttore dominante, hanno accomunato le riforme di settore di tutti i paesi membri.

In Italia la liberalizzazione è avanzata sia nel settore dell'elettricità che del gas, seppure con caratteristiche e percorsi differenti. E' indispensabile ora completare la liberalizzazione, per evitare i rischi di sicurezza e le criticità che si presentano con una liberalizzazione incompiuta, in un contesto nel quale la responsabilità di un'offerta adeguata non grava più sull'impresa dominante e il mercato non è ancora sufficientemente sviluppato da garantire una pluralità di offerte e la differenziazione delle fonti in caso di crisi. D'altra parte, la maggiore efficienza produttiva, che si persegue aprendo il mercato, non può essere costruita a spese della sicurezza che ha caratterizzato i tempi in cui il monopolista pubblico era responsabile della erogazione del servizio.

La liberalizzazione deve essere completata in tempi brevi, perché siano chiaramente e compiutamente attribuite le responsabilità e i ruoli dei diversi attori e non permangano zone oscure di incertezza nella definizione delle regole, incertezza con la quale i produttori del settore sono stati costretti a convivere in questi anni. Regole certe e trasparenza di ruoli sono infatti i gradienti che consentiranno ai produttori privati di

svolgere la loro parte: di attivare – e finanziare - le strategie di investimento straordinario che devono necessariamente accompagnare il completamento del mercato.

2. Una politica energetica per promuovere la sicurezza di approvvigionamento, la riduzione dei costi e la conformità con gli standard ambientali

2.1 Una premessa: la liberalizzazione va completata

In Italia è certamente possibile, ragionevole e giusto perseguire l'obiettivo ambizioso di far uscire il paese dalle condizioni di debolezza e di relativo isolamento energetico in cui si trova. E' anche possibile e opportuno puntare nel medio periodo a un allineamento dei prezzi dell'energia con i paesi europei, riducendo il differenziale di costi e prezzi – che oggi e' intorno all'8% per il gas e al 20% per l'elettricità - e che penalizza la competitività delle nostre imprese²; obiettivo realizzabile, una volta compiuti i passaggi necessari per completare la liberalizzazione del mercato nazionale, poiché i nuovi impianti offrono capacità di generazione competitiva con quelli europei. Nei mesi di novembre e dicembre si sono persino registrati nelle borse europee prezzi dell'energia elettrica più alti che nella borsa italiana, inducendo occasionali flussi di esportazione dal nostro paese (Camera dei Deputati, Audizioni alla X Commissione Attività Produttive, gennaio 2006).

QUI INSERIRE fig.1

Dal completamento del percorso di liberalizzazione si attende inoltre il rafforzamento degli elementi di concorrenza in parte già introdotti nel settore energetico. Se si riuscirà a stimolare l'accesso di una pluralità di produttori, si contribuirà a diminuire i differenziali di costi dovuti a un'inefficiente allocazione delle risorse (ad esempio nella distribuzione geografica degli impianti e nella diversificazione per fonti primarie degli impianti di generazione elettrica, o nei terminali di stoccaggio del gas), riducendo la formazione delle rendite di monopolio che ancora permangono e mitigando le attuali condizioni di concentrazione della produzione in impianti di

² Il confronto con il profilo tariffario dei paesi europei, per quanto necessariamente approssimativo, mostra inoltre una distribuzione per fasce di consumo di energia elettrica ad uso industriale che penalizza le piccole e medie imprese italiane; la scelta fiscale accentua questo profilo, particolarmente delicato data la struttura industriale del Paese e delle nostre esportazioni. Per un'analisi più dettagliata dell'impatto dell'energia elettrica sulla competitività dell'industria italiana per settore e dimensione d'impresa si rinvia a Termini (2005).

generazione termoelettrica. La maggiore efficienza raggiunta in questi anni, frutto anche della liberalizzazione, è stata in parte trasferita ai consumatori; infatti i prezzi dell'energia elettrica in borsa evidenziano, in forma necessariamente approssimativa, che mentre il prezzo della "materia prima" è aumentato tra il 2004 e il 2005 di circa il 40%, la media dei prezzi di borsa dell'energia elettrica all'ingrosso è salita solo del 13% (Camera dei Deputati, 2006)

Infine, è opinione condivisa che il compimento della liberalizzazione contribuisca oggi a migliorare la *governance* del settore, in quanto ridistribuisce funzioni in precedenza accentrate nell'organo politico, che è stato contemporaneamente responsabile dell'indirizzo e della strategia di sviluppo industriale per il settore, detentore dei diritti di proprietà dell'impresa dominante, gestore della politica delle tariffe in rappresentanza dei produttori e dei consumatori, responsabile infine del monitoraggio e del controllo del proprio operato e della qualità del servizio offerto (Ranci 2005).

Perno della liberalizzazione per il mercato dell'energia sono la rete (lo sviluppo dell'infrastruttura e la garanzia di accesso alla rete a prezzi e condizioni di mercato) e la crescita di mercati funzionanti dell'elettricità e del gas.

2.2 Il mercato dell'energia elettrica

2.2.1 *La rete: sviluppo dell'infrastruttura e garanzia di accesso*

Tra gli obiettivi prioritari e assolutamente strategici del settore, il punto principale di discussione riguarda le modalità con le quali garantire una efficace politica di investimenti per rafforzare l'infrastruttura di rete. Il secondo obiettivo strategico da perseguire in tempi brevi, in relazione alla rete di trasmissione, è quello di garantirne l'accesso a prezzi e condizioni di mercato ai nuovi soggetti che si affacciano sul mercato elettrico del paese.

La strategia di investimenti

Lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica richiede una strategia di investimenti straordinaria, indirizzata verso due fini complementari: il potenziamento delle *interconnessioni con l'estero*, per allargare il mercato italiano ad altri mercati dell'energia, e il rafforzamento *della capacità di trasmissione sul territorio nazionale*, per irrobustire l'offerta di elettricità nelle zone carenti e ridurre le condizioni di isolamento locale.

Gli investimenti nella rete hanno una dimensione di decisione pubblica. Possono essere delegati all'attuazione di soggetti privati se ci si attende da questa delega una migliore efficienza nel perseguire obiettivi irriducibilmente pubblici, quali la necessità di costruire un moderato eccesso di capacità di trasmissione nel paese.

Il rafforzamento della interconnessione con i paesi confinanti, inoltre, amplia la capacità del paese di importare energia elettrica prodotta a prezzi più contenuti e assicura una valvola di sicurezza nel caso di squilibri temporanei tra l'offerta e i consumi interni di energia del nostro paese. Infine, consente di allargare lo scambio ad altri mercati dell'energia in Europa e nel Mediterraneo; e questa sembra la via per ridimensionare nel modo più efficace il potere di mercato dell'operatore dominante e dei pochi produttori significativi che ad esso si affiancano nel percorso della liberalizzazione, secondo un cammino sperimentato dai Paesi Scandinavi nel decennio di liberalizzazione del settore tra il 1990 e il 2002 (Von der Fehr et al., 2005, Cavallo et al., 2005). In altre parole, invece di snellire e impoverire la forza dell'ex monopolista nel mercato europeo, gli fornisce elementi di contesto per allargare la propria attività oltre i confini nazionali, permettendogli di competere con le altre grandi imprese di generazione dell'energia elettrica.

Le garanzie di accesso

Il secondo obiettivo strategico da perseguire in tempi brevi, in relazione alla rete di trasmissione, è quello di garantirne l'accesso ai nuovi soggetti che si affacciano al mercato elettrico del paese a prezzi e condizioni di mercato. Ciò pone con forza l'esigenza di rendere *assolutamente indipendente la gestione della rete da tutti gli operatori del mercato*. Questa esigenza dà forma al dibattito sugli assetti proprietari e la *governance* della società di rete³.

L'unificazione della proprietà con la gestione della rete in un'unica società è stata unanimemente accolta con soddisfazione. Più sfumata è la posizione sugli assetti proprietari auspicati per questa società. Da parte di alcuni si evidenziano le caratteristiche positive insite nella privatizzazione della società proprietaria delle infrastrutture, in linea con il modello sperimentato in Spagna e in UK - nel primo caso il piano decennale di investimenti sulla rete è definito dal Governo, nel secondo dall'Autorità di settore. In particolare la responsabilità del *management*, sottoposto al vaglio di azionisti privati, in un orizzonte temporale che travalica l'orizzonte politico del ciclo elettorale tipico del *management* pubblico, è vista con favore.

³ Cfr. il saggio di Michele Grillo in questo stesso volume.

Da altre parti si sottolinea invece come prioritaria l'esigenza di avviare una politica pubblica di investimenti, assolutamente strategica per lo sviluppo del settore secondo gli obiettivi di lungo periodo già descritti, che non potrebbe prescindere dall'impegno finanziario pubblico diretto, in una strategia di infrastrutturazione del paese, in analogia con la politica europea di promozione delle grandi infrastrutture di rete. Pur tenendo in considerazione le ovvie differenze istituzionali, i paesi scandinavi offrono un esempio significativo in questa direzione, dove la rete di trasmissione nazionale è rimasta di proprietà dei governi nazionali.

Nella attuale situazione italiana, in cui una parziale privatizzazione della società di rete è già avvenuta, è necessario completare il percorso intrapreso, rafforzando le garanzie date dalla completa indipendenza proprietaria della società di rete da qualsiasi operatore del settore e da una regolazione certa delle modalità e delle tariffe di accesso all'infrastruttura.

Del tutto condivisa è infatti l'opinione che sia fondamentale mantenere una assoluta indipendenza dell'infrastruttura di rete dagli operatori del settore, in particolare dal produttore dominante; nella attuale soluzione – controllo della Cassa Depositi e Prestiti e rappresentanza nel Consiglio di Amministrazione dell'*incumbent*-Enel in qualità di azionista di minoranza, seppure con un vincolo di voto al 5% - questa condizione non sembra raggiunta. Separando pienamente la rete e sviluppando l'attività di rete da parte di una società indipendente (analoga alla National Grid Transco inglese) si porrebbero le basi per la crescita di una grande impresa di rete in grado di competere sul mercato europeo in questa attività. Da ultimo, si pone la possibilità di rafforzare la capacità di trasmissione della rete con una politica di *merchant lines*.

Alla strategia di investimenti per la rete si aggiunge poi la necessità di creare condizioni favorevoli alla costruzione di nuovi impianti di produzione, all'innovazione e arricchimento del parco impianti delle zone deficitarie del paese, migliorando la geografia dell'offerta sul territorio nazionale. Questo richiede mercati funzionanti che diano segnali e incentivi corretti ai produttori.

2.2.2 Mercati funzionanti

In Italia la concorrenza è stata avviata nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica; il disegno istituzionale non ha ancora affrontato, invece, in modo sistematico, le condizioni di concorrenza potenziale nel mercato al dettaglio. Gli obiettivi sono ora quelli di migliorare l'organizzazione del mercato e promuovere la concorrenza. Ci si chiede in particolare se la formazione di segnali di prezzo efficienti possa costituire la base per promuovere comportamenti virtuosi tra i produttori – stimolando la costruzione

di impianti di generazione nelle zone deficitarie del paese - e tra i consumatori – stimolando comportamenti volti a razionalizzare il consumo di energia.

La concorrenza nel mercato all'ingrosso.

Dalla “Indagine Conoscitiva sul Settore Elettrico Nazionale” condotta congiuntamente dall’Autorità per l’Energia e il Gas e dall’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nel 2005⁴, risulta indispensabile agire sulla composizione del parco impianti di produzione dell’energia elettrica e sulla loro dislocazione geografica. È cruciale che si avvii un processo di redistribuzione sul territorio dell’offerta di energia elettrica, anche attraverso la collocazione geografica di nuovi impianti di generazione. Quando si verificano congestioni sulla rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica, l’Italia viene divisa in “zone” (Macro-aree); ad esse corrispondono diversi livelli di prezzo che garantiscono l’equilibrio tra domanda e offerta nelle aste orarie di energia all’ingrosso, centralizzate per via telematica presso la borsa elettrica (GME). Nelle “zone” deficitarie si ha dunque un prezzo più elevato, corrisposto ai produttori che hanno offerto energia in quell’area; viceversa, nelle “zone” in surplus il prezzo di borsa per i produttori risulta inferiore alla media nazionale.

Per convenzione politica, il GME ha adottato una *regola transitoria* secondo la quale, nel caso di congestioni di rete, la differenza di prezzo vale solo per i produttori, allo scopo di inviare corretti segnali di prezzo al mercato e stimolare investimenti per nuovi impianti nelle zone carenti. Ai consumatori di ogni area, invece, viene mantenuto uno stesso prezzo unico nazionale (PUN) per non penalizzare le zone deficitarie, che per lo più appartengono alle regioni del Mezzogiorno. Su questo punto torneremo discutendo delle misure relative alla domanda di energia elettrica. Qui rileva notare che nei primi mesi di attività della “borsa elettrica” (dall’aprile al settembre del 2004), Enel è risultata indispensabile nel 100% delle ore per soddisfare la domanda nel mercato rilevante della zona “Macrosud”, 44% delle ore nel mercato rilevante “Nord”, 29% delle ore nel mercato rilevante “Sardegna” (ma Endesa è stata indispensabile per il 67% delle ore in Sardegna), 24% delle ore nella zona “Macro Sicilia”, ed Edipower è stata indispensabile per il 19% delle ore in “Macro Sicilia”. Di conseguenza gli *altri concorrenti non hanno mai avuto la possibilità di concorrere alla fissazione del prezzo in borsa*⁵. Se a questo si aggiunge la composizione per tipologia del parco impianti dei diversi produttori (distinti tra impianti di punta, “*mid merit*” e impianti di base) e la loro distribuzione geografica sul territorio nazionale, si rileva che Enel è in grado di essere

⁴ V.AEEG, AGCM, 2005

⁵ Dati GME, www.mercatoelettrico.org.

“operatore pivotale”, ovvero di fissare il prezzo di borsa anche nelle altre aree di mercato per un numero sostanziale di ore⁶.

La strategia di investimento in nuovi impianti non può che essere decisa dagli operatori privati del settore e da nuovi entranti. Compito della politica energetica è creare le condizioni perché questi investimenti – quando economicamente giustificati - vengano realizzati e contribuiscano al perseguimento degli obiettivi individuati. Essenziale è la stabilità del quadro della regolazione, ma il percorso può essere migliorato anche con la semplificazione amministrativa, contribuendo a superare le resistenze locali e garantendo un assetto che favorisca le decisioni concorrenziali delle imprese.

Le condizioni di concorrenza nel mercato all'ingrosso devono comunque essere perfezionate - ad esempio facendo ricorso a politiche volte a promuovere la cessione di impianti di potenza (i contratti di *virtual power plants* proposti dall'AEEG per l'operatore dominante), o a strumenti di indirizzo per migliorare la composizione geografica e tecnologica del parco impianti.

Si può ancora notare al riguardo come il mix produttivo dell'operatore dominante – con una strategia sbilanciata verso il carbone, che è stata indubbiamente favorita dalla politica di autorizzazione degli impianti volta a diversificare le fonti di produzione - abbia costituito di fatto un elemento distorsivo della concorrenza, che ha minato la competitività dei produttori minori nei confronti di Enel⁷. Gli impianti a carbone, infatti, hanno costi di produzione dell'energia elettrica più bassi degli impianti a gas o a ciclo combinato; garantiscono di conseguenza ad Enel una priorità di dispacciamento in borsa a scapito dei produttori minori, i quali hanno invece investito in impianti “a ciclo combinato”, più efficienti, più piccoli, meno esposti a veti autorizzativi e meno inquinanti, ma più costosi del 20/30% rispetto al carbone, a causa dell'uso del gas. Pur prescindendo dalle scelte strategiche di impresa o dalle difficoltà che una strategia basata sul carbone potrà creare nel medio periodo al rispetto degli standard di Kyoto, si fa rilevare come la mancanza di siti autorizzati nei luoghi strategici ha comunque impedito ai produttori minori di rafforzare la produzione di energia elettrica da carbone, a differenza di quanto avvenuto per Enel. Anche in questo caso si verifica il rischio che la politica di interesse nazionale, condotta dal Ministero

⁶ V.AEEG, AGCM, 2005

⁷ A fronte di un mix produttivo di Enel composto da: 26% impianti di generazione idroelettrica, 43% a carbone e 22% a ciclo combinato (gas), il mix produttivo degli altri operatori è complessivamente per il 70% di impianti a ciclo combinato, 9% a carbone e 12% idroelettrici. Audizione alla Camera dei Deputati, X Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo, del dr. Umberto Quadrino, Presidente di Edison.

delle Attività Produttive, si confonda con una mera politica di difesa delle prerogative interne dell' ex monopolista.

Infine, si nota che i segnali di prezzo pervenuti sino ad oggi dalla borsa elettrica nella vendita sul territorio dell'energia all'ingrosso - pur corretti nel manifestare una situazione deficitaria nelle regioni meridionali - non hanno fornito uno stimolo sufficiente alla allocazione della nuova capacità di generazione nelle zone dotate di minori impianti - l'AEEG segnala che più del 60% degli investimenti in nuovi impianti di generazione progettati per il periodo 2005-2007 si colloca nelle regioni settentrionali, già dotate di offerta maggiore (AEEG, 2005, Allegato A)

La concorrenza nel mercato al dettaglio è *tutta da avviare*, ma su questo torneremo più avanti.

Completare il disegno del mercato

Si pone il problema di come progredire nel disegno del mercato, quali tasselli completare, quali difficoltà richiedano una modifica del disegno delineato. Il disegno del mercato all'ingrosso deve essere perfezionato. In primo luogo l'organizzazione del mercato all'ingrosso deve essere completata con l'apertura di un mercato regolamentato di strumenti finanziari di copertura dal rischio di prezzo dell'energia elettrica (AEEG, 2005; Termini, 2002). L'obiettivo è quello di assicurare la liquidità del mercato fisico dell'energia e consentire l'accesso al mercato all'ingrosso ai consumatori, senza sottoporli a rischi aggiuntivi dovuti alla straordinaria volatilità di prezzi fissati con il meccanismo dell'asta oraria nel "mercato del giorno prima" dell'energia elettrica.

In condizioni di offerta ancora fortemente concentrate, il *trade-off* tra prezzi elevati ma stabili, che possono essere garantiti con contratti bilaterali di lungo periodo, e prezzi più contenuti ma incerti, assicurati dalla contrattazione nella "borsa elettrica", in assenza di un mercato strutturato di strumenti di copertura dalla volatilità del prezzo, riconduce inevitabilmente i clienti idonei nelle braccia dell'*incumbent*. Il successo della recente politica dell'operatore dominante, che ha offerto contratti bilaterali di lungo periodo rapidamente sottoscritti da clienti idonei, evidenzia la difficoltà dei consumatori a sottoporsi a meccanismi di borsa che possono far spuntare prezzi fortemente competitivi nell'acquisto dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso, ma a scapito della certezza di prezzo nel medio periodo. Inoltre, il completamento del mercato elettrico con un mercato regolamentato di strumenti finanziari di copertura del rischio di prezzo riduce i costi all'entrata dei nuovi operatori.

La domanda e i consumatori

Dal lato della domanda si dovranno attuare politiche volte a promuovere la razionalizzazione del consumo energetico, anche attraverso strumenti di mercato e contratti incentivanti, per attivare comportamenti virtuosi, secondo una cultura ancora trascurata nel nostro paese.

Alcuni sostengono che per completare il funzionamento del mercato all'ingrosso dovrebbe attivarsi la procedura dei prezzi zonalari anche per i consumatori, allo scopo di stimolare nel tempo comportamenti virtuosi nelle regioni deficitarie. Ciò corrisponde, come si è visto, al pagamento di prezzi differenziati tra le diverse zone da parte dei clienti idonei, in conformità con le condizioni di domanda e di offerta che si determinano nelle aste orarie del "mercato del giorno prima". Ma il passaggio non è privo di problemi, poiché rischia di penalizzare proprio le imprese del Centro-Sud, dove la offerta di energia elettrica è più carente, esponendole inoltre ad una maggiore volatilità del prezzo dell'input energetico, prima ancora di aver dotato il mercato di strumenti finanziari di copertura dal rischio di prezzo.

E' evidente che le regioni del Mezzogiorno risulterebbero penalizzate se si eliminassero le sovvenzioni oggi implicite nell'organizzazione del mercato elettrico, che tuttavia non possono essere considerate un dato permanente. Sarebbe dunque auspicabile accompagnare la transizione verso condizioni di mercato territorialmente omogenee con una maggiore trasparenza nella redistribuzione implicita nel meccanismo del prezzo unico per i consumatori (PUN) di cui si è detto. Evidenziando gli squilibri tra domanda e offerta nelle singole zone e avviando la consapevolezza che la redistribuzione è "a termine", si potrebbero attivare comportamenti più consapevoli di risparmio energetico da parte dei consumatori delle aree deficitarie e soprattutto da parte delle autorità locali nei confronti degli ostacoli che oggi frappongono "senza danni politici di immagine" all'attuazione di investimenti nelle reti e alla allocazione di nuovi impianti di generazione nel proprio territorio.

In secondo luogo, si ritiene necessario studiare l'esito di strumenti volti ad incidere sul mercato al dettaglio e a far crescere l'elasticità della domanda attivando comportamenti virtuosi da parte dei consumatori - ad esempio utilizzando l'ampio spettro di contratti per i consumatori disponibili in Norvegia ed esaminando l'effetto delle diverse modalità di *metering*, utilizzate nei paesi scandinavi, sulla effettiva capacità del consumatore di scegliere e modificare il fornitore del servizio (Von der Fehr et al, 2005; Bye et al., 2005).

Nel completamento del disegno del mercato si pone infine il problema del ruolo dell'Acquirente Unico (AU), che ora sembra svolgere una funzione di supplenza dei tasselli mancanti nel disegno istituzionale. La funzione primaria dell'AU è oggi di garantire condizioni di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso

paritetiche per i distributori, che possano essere trasmesse ai piccoli consumatori (clienti vincolati) e ai consumatori che abbiano scelto di non aderire agli scambi di energia sulla borsa elettrica. Tale obiettivo si sarebbe forse potuto ottenere diversamente, ma avrebbe in ogni caso comportato complicati meccanismi di perequazione. E' necessario ora stabilire quali classi di consumatori e quali tutele sarà opportuno garantire con la completa liberalizzazione della domanda sul mercato (nel 2007) e soprattutto con quali meccanismi trasparenti.

L'AU potrebbe rimanere come forma transitoria di garanzia volontaria per i piccoli consumatori, continuando ad offrire tra l'altro contratti per differenze che stabilizzino il costo dell'approvvigionamento all'ingrosso in attesa di un mercato regolamentato di strumenti di copertura accessibile a tutti. Alternativamente, i paesi scandinavi offrono un modello del tutto condivisibile e semplice, per garantire trasparenza e condizioni concorrenziali tra i distributori nella vendita al dettaglio; non hanno un Acquirente Unico, ma i distributori che forniscono energia elettrica a consumatori piccoli e medi sono obbligati a pubblicare via internet i prezzi di vendita.

2.2.3 Le strategie per l'ambiente

L'Italia ha aderito agli Accordi di Kyoto in sede europea. Oggi emergono con evidenza i costi che il rispetto dell'accordo fa ricadere sul sistema energetico nazionale, per due ordini di ragioni. Il primo problema riguarda la composizione delle fonti energetiche del paese, che pone l'Italia in una posizione di svantaggio comparato "all'origine" rispetto ai partner comunitari, i quali presentano divari significativamente minori (e in alcuni casi negativi come in UK e in Svezia), rispetto agli obiettivi di Kyoto per il 2010 (ENEA, 2006). Tra i partner europei spiccano da un lato la Francia per il nucleare, dall'altro la Germania, che ha goduto di una consistente rendita di posizione nel bilancio ambientale dovuta allo smantellamento degli impianti di produzione della Germania orientale, forse monetizzabile con la vendita di certificati di inquinamento⁸.

Il secondo problema riguarda chi pagherà in prima istanza il costo che l'adeguamento finanziario agli standard di Kyoto (attraverso l'acquisto di diritti di inquinamento o l'accumulo di sanzioni previste allo stato attuale dagli Accordi europei) farà gravare sul sistema nazionale, col rischio di peggiorare ulteriormente le condizioni di competitività del tessuto industriale del paese. La scelta sembra essere tra penalizzare

⁸ Al momento della ratifica degli Accordi, nel novembre 2004, la Russia aveva un livello di emissioni inferiore del 30% rispetto ai livelli del 1990. Questa condizione le consente di vendere diritti di emissione ai paesi partecipanti, secondo l'*emission trading system* previsto dalla Direttiva 87/2003 della Commissione Europea.

in prima istanza le imprese di produzione di energia termoelettrica o le imprese cosiddette “energivore”.

Sembra inoltre opportuno che si stabiliscano fin d’ora regole secondo le quali, nella seconda fase del Protocollo di Kyoto, i costi di inquinamento non siano distribuiti in modo proporzionale tra tutte le fonti, come richiesto da alcuni, ma in modo che i costi siano connessi alle reali emissioni di CO₂. Poiché gli impianti a ciclo combinato producono emissioni di gran lunga inferiori, ciò consentirebbe di riequilibrare la competitività dei nuovi produttori, i quali hanno attuato nel decennio trascorso i maggiori investimenti nella produzione a ciclo combinato, nei confronti di Enel, unica impresa, dominante, che ha potuto godere in questo periodo dei frutti concorrenziali derivanti dal carbone (coprendo l’80% della produzione nazionale da carbone) perché in possesso delle autorizzazioni sui siti utilizzabili allo scopo. L’importanza economica di tali scelte politiche si è rivelata nella difficile composizione della trattativa che ha portato alla recente e tardiva definizione del *Piano di Allocazione Nazionale* dei diritti di emissione, che l’Italia ha licenziato per ultima tra i partner europei⁹.

Questi problemi hanno fatto emergere una posizione alternativa, volta a ridiscutere la partecipazione agli Accordi di Kyoto nella sede del G8 alla riunione di San Pietroburgo. L’ipotesi, sostenuta anche da Blair in sede europea, è quella di combinare la strategia di adeguamento al tetto di emissione di CO₂ già concordata con gli Accordi di Kyoto¹⁰, con una strategia di *benchmarking* sulle tecnologie di generazione che rispettino gli standard di efficienza energetica e di emissioni di CO₂. Lo scopo è di introdurre un correttivo per promuovere una politica a sostegno di investimenti di lungo periodo per la costruzione di impianti di produzione che minimizzino il tasso di inquinamento.

Mentre la prima via (la fissazione dei tetti di emissione) penalizza l’Italia a causa del *mix* di fonti energetiche, la seconda via (il *benchmarking* sugli impianti) premierebbe l’Italia, poiché il parco impianti del nostro paese ha un’efficienza energetica comparata maggiore - grazie agli investimenti effettuati nella produzione con

⁹ Non è ancora chiara l’accettabilità in sede europea del piano di sostegno alle imprese varato dal Ministero dell’Ambiente (*l’Italian Carbon Fund*) che consiste nell’acquisto di certificati di emissione sul mercato e della loro vendita a prezzi di costo alle imprese – ad oggi per un valore di 80 milioni di Euro, previsti salire a 630 milioni di Euro per il 2008.

¹⁰ Direttiva 87/2003 CE. Il Protocollo di Kyoto prevede due meccanismi per il rispetto dei vincoli alle emissioni di gas a effetto serra, oltre allo scambio finanziario di diritti di emissione tra i paesi dell’*Annex 1*. Il primo, cosiddetto *Joint Implementation*, consente progetti congiunti con paesi dell’*Annex 1* per ridurre il livello di emissioni dei paesi più inquinanti; il secondo, *Clean Development Mechanism*, consente invece che si attuino progetti congiunti con paesi che non sono parte dell’*Annex 1* (per la maggior parte in Africa), allo scopo di rientrare nella soglia di emissioni ammesse per i paesi dell’*Annex 1*.

impianti a ciclo combinato - ad esempio degli impianti a carbone di Inghilterra e Germania, ma più costosi per la dipendenza dal gas come materia prima.

Infine è oggetto di discussione il contributo degli utilizzatori. Di potenziale rilievo è la politica appena intrapresa a livello nazionale per incentivare l'auto-produzione di energia da fonti rinnovabili da parte dei consumatori.

Dal lato dell'offerta è condivisa l'opinione che si debbano attivare politiche di lungo periodo, per diversificare le fonti; si potrà così migliorare la sicurezza di approvvigionamento energetico ed avvicinare la produzione di energia elettrica nazionale agli standard internazionali di impatto ambientale, minimizzando il ricorso a costose soluzioni di natura finanziaria, quali le sanzioni o l'acquisto di permessi di inquinamento.

La discussione sulla produzione nucleare di energia sembra essere invece ad uno stadio assolutamente preliminare e propedeutico ad effettive analisi di fattibilità per il futuro. Alcuni sostengono che "non siamo mai usciti dal nucleare", essendo parte del sistema europeo, nel quale l'energia nucleare è componente indispensabile per l'approvvigionamento energetico del mercato. Tuttavia, l'impegno del nostro paese per ridurre il rischio del nucleare, impegno molto costoso per la produzione di energia elettrica nazionale, deve essere utilizzato per indirizzare le scelte ambientali verso strategie alternative, da sostenere anche nei tavoli di concertazione internazionale - la ricerca e attuazione di metodologie per la conservazione delle scorie dei combustibili fossili, la produzione di carbone pulito, la razionalizzazione degli interventi a favore della ricerca e della produzione con fonti rinnovabili - ma anche l'impegno per la ricerca europea nel campo della sicurezza delle centrali nucleari.

Al riguardo si ritiene un obiettivo prioritario che l'Italia torni al tavolo delle trattative in sede europea - ad esempio partecipando a sedi di concertazione quali il *Clean, Clever and Competitive* aperto a Bruxelles, sotto la guida della Presidenza Olandese, o lo *High Level Committee* della Commissione, ai quali il nostro paese non è oggi rappresentato.

2.3 Il mercato del gas

Per il settore del gas le problematiche sono contigue a quelle del settore elettrico. Anche per il mercato del gas è interesse dell'Italia che si completi la liberalizzazione, ma soprattutto che si promuova la possibilità di importare gas da fonti geograficamente diversificate.

Anche nel settore del gas, come in quello elettrico, una liberalizzazione incompiuta costituisce un rischio per il paese, in quanto le garanzie di

approvvigionamento dell'ex impresa pubblica verticalmente integrata rischiano di venire meno prima che si sia costruito un mercato libero adeguato a garantire l'offerta necessaria al paese, ovvero prima che si realizzi lo straordinario sforzo di investimenti richiesto per aumentare la capacità di trasporto della rete, che nuovi terminali per lo stoccaggio siano operativi e che infine si siano costruiti terminali di rigassificazione che aprano la via al gas liquido importato via mare da qualsiasi paese (il terminale di Panigaglia (Sp) è l'unico impianto di rigassificazione disponibile oggi in Italia).

Alcuni problemi richiedono tuttavia una considerazione specifica, in particolare la sicurezza dell'approvvigionamento, la necessità rispetto alla strategia passata di creare nuova capacità di rete in eccesso e di organizzare mercati all'ingrosso collocati in sede europea o nazionale.

2.3.1 *L'approvvigionamento e i flussi dal Sud*

L'approvvigionamento del gas è il punto più delicato nella filiera produttiva del settore. Il gas non si produce, ma si importa con modalità contrattuali di lungo periodo del tipo *take or pay*, che rendono assai delicato il ruolo e la capacità contrattuale dell'importatore dominante sul mercato internazionale, la sua esposizione a condizioni di concorrenza nella vendita e l'accesso alla rete di distribuzione di una pluralità di venditori quando si apre il mercato con politiche di liberalizzazione.

Il potere di mercato dell'operatore dominante si esplica di fatto soprattutto nell'approvvigionamento della materia prima, ovvero nel controllo del transito lungo i gasdotti internazionali e nella stipula di contratti bilaterali di lungo periodo, ma anche nel controllo dell'accesso al mercato nazionale dove la separazione della rete dalla società che importa è incompiuta. In passato l'acquisto, il trasporto e la vendita sul territorio nazionale erano concentrate nell'attività verticalmente integrata del monopolista pubblico, sul quale gravava la responsabilità di rifornire il paese con offerta adeguata. In queste condizioni la capacità di trasporto del gas sulla rete nazionale era commisurata ai contratti di acquisto di lungo periodo stipulati dalla stessa impresa.

Con la liberalizzazione il rifornimento del gas dovrà essere assicurato sul mercato da una pluralità di operatori, che dovranno avere garanzie di accesso alla rete di trasporto nazionale senza discriminazioni di sorta. Analogamente devono offrire i terminali di stoccaggio, oggi certamente insufficienti, come segnalato ripetutamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

QUI INSERIRE TAVOLA 1

La pluralità delle fonti di approvvigionamento e la diversificazione dei paesi di provenienza del gas sono un elemento essenziale per garantire la sicurezza energetica del mercato nazionale ed europeo. La sicurezza di approvvigionamento richiede inoltre che si costruiscano in Italia i terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto fino ad oggi solo programmati. Al riguardo, sul lungo percorso dei progetti per impianti di rigassificazione in Italia, merita qualche riflessione il fatto che la flessibilità dell'offerta connessa alla loro realizzazione avrebbe potuto entrare in rotta di collisione con la strategia di approvvigionamento di Eni, rigidamente definita da contratti di lungo periodo *take or pay*¹¹.

Difficilmente sostenibili erano le obiezioni relative ad un eccesso di offerta ripetutamente paventate, ma è anche difficile attribuire la mancata realizzazione dei terminali autorizzati alla sola capacità di veto delle popolazioni locali interessate, prescindendo dalla possibilità che si sia attuata una maldestra politica volta a difendere l'operatore dominante da elementi di flessibilità dell'offerta che avrebbero potuto indebolirne il predominio. Queste valutazioni richiamano alla mente le dichiarazioni di Eni sulla "bolla del gas".

Poiché il gas naturale liquido può essere importato via nave da qualsiasi paese, una politica di investimenti in questa direzione è strategica per la sicurezza energetica poiché consente di diversificare il rischio di approvvigionamento, attualmente concentrato nell'offerta di pochi paesi (soprattutto Russia e Algeria) e soggetto al rischio politico di instabilità dei paesi di transito.

INSERIRE QUI TAV 2 E FIG 2

Un contributo importante per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento dovrebbe arrivare infine dal completamento del gasdotto che collega la Grecia all'Italia (IGI), prolungando la rete tra Turchia e Grecia, già attiva, e che dovrebbe aprire il mercato al gas di provenienza dall'Azerbaijan e dall'Iran; poiché Armenia e Iran oggi non sono collegate con l'Europa, si aprirebbero così nuovi canali di rifornimento, anche se da paesi ancora una volta caratterizzati da un alto rischio politico. Lo stesso vale per il completamento della infrastruttura di collegamento tra

¹¹ Ad esempio l'aumento dell'offerta di gas sul mercato nazionale, con il nuovo terminale di rigassificazione di Rovigo, la cui attivazione è prevista da Edison per il 2008, è valutata intorno agli 8 miliardi di metri cubi negli anni 2010-2012. Nelle recenti Audizioni alla X Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati è stato fatto rilevare che questo aumento potenziale dell'offerta potrebbe richiedere che Eni ricontratti la durata di un proprio contratto *take or pay* in scadenza nel 2017 per allungarne la durata, nell'eventualità che si riveli sovrabbondante l'offerta di gas nei primi anni di attività del rigassificatore di Rovigo.

Algeria, Sardegna e Toscana (GALSI), che oltre ad introdurre in Sardegna il gas algerino, particolarmente economico, rafforzerebbe il flusso di gas per l'Europa dal Sud verso il Nord, valorizzando così la posizione strategica dell'Italia.

2.3.2 *La rete*

In un mercato che si apre, a garanzia di un comportamento non discriminatorio nei confronti degli operatori del settore e della possibilità di svolgere quindi una funzione efficace nel completamento della liberalizzazione, la società di rete deve presentare due caratteristiche essenziali, già richiamate per la rete elettrica: in primo luogo deve essere indipendente dagli operatori del settore di qualsiasi nazionalità, in secondo luogo deve avere capacità di trasporto moderatamente in eccesso rispetto alla domanda.

Per la completa indipendenza della società della rete dagli operatori valgono le considerazioni svolte per la rete di trasmissione dell'energia elettrica: è di massimo rilievo per garantire a tutti gli operatori regolari possibilità di accesso, soprattutto in caso di congestioni. Per la capacità di trasporto, invece, in un mercato che si apre, con le caratteristiche dei contratti di acquisto del gas sui mercati internazionali, è ancor più rilevante una politica di investimenti sulla rete che garantisca *capacità di trasporto in eccesso*, contrariamente a quanto storicamente avvenuto fino ad oggi. Come si è ricordato, infatti, i contratti di acquisto del gas di lungo periodo sui mercati internazionali presentano per lo più la formula del *take or pay* rendendo particolarmente vulnerabili le imprese che acquistano all'eventualità di congestioni della rete che impediscano la commercializzazione sul territorio nazionale del gas acquistato.

Lo sviluppo di una società di rete indipendente dall'Eni, che sia in grado di competere sui mercati internazionali per la costruzione, l'acquisto e la gestione di gasdotti in altri paesi, è perfettamente in linea con gli indirizzi della liberalizzazione stabiliti in sede europea e assume un carattere strategico per il paese. In attuazione alle norme della liberalizzazione le reti di trasporto del gas, controllate da Eni, sono confluite nella società Snam Rete Gas che è peraltro oggi controllata da Eni.

Allo scopo è sottolineato da alcuni il potenziale strategico insito nel rafforzamento di Snam Rete Gas, seconda società di rete del gas in Europa dopo quella inglese, che deriverebbe da una politica con la quale Eni facesse confluire in Snam Rete Gas le proprie quote di controllo dei gasdotti transeuropei e transmediterranei. Il ruolo

strategico di Snam Rete Gas non potrebbe che acquisire ancora maggior rilievo nella prospettiva di un mercato integrato dell'energia in Europa¹².

2.3.3 Mercati funzionanti

L'Italia ha certamente tutto da guadagnare da una integrazione dei mercati nazionali nei paesi europei e soprattutto dalla costituzione di mercati organizzati (*hub*) che offrano punti di scambio fisici o virtuali. In caso alternativo, d'altro canto, la sicurezza dell'approvvigionamento renderebbe oggi obiettivo imprescindibile la sicurezza della *governance* della società che ha la maggiore responsabilità per l'importazione di gas per il paese (Eni), che non potrebbe essere indebolita o resa scalabile.

E' interesse dell'Italia che si aprano i mercati nazionali del gas dei paesi europei e che *si costituiscano mercati per lo scambio all'ingrosso in Europa (hub)*, dove confluisca il gas che proviene da una pluralità di fonti. Per mitigare i rischi che derivano oggi dalla concentrazione delle fonti di approvvigionamento del gas per l'Italia tra Russia (Gazprom), Algeria (Sonatrach) e Libia (NOC) ma anche, in positivo, per candidare l'Italia a offrire *hub* sul proprio territorio – facilitata dalla particolare posizione geografica - o per partecipare all'utilizzo di grandi mercati europei del gas, dai quali una pluralità di venditori potrebbero attingere gas per commercializzarlo sul territorio nazionale. L'indipendenza della rete di trasporto è naturalmente l'elemento complementare e imprescindibile di questa strategia.

La costituzione di mercati organizzati integrati per la vendita del gas all'ingrosso in Europa offre il vantaggio significativo di separare l'approvvigionamento della materia prima dalla vendita, consentendo ai venditori di non dipendere esclusivamente dall'impresa dominante che garantisce le importazioni di gas sul territorio nazionale, ma di acquistare sul mercato all'ingrosso la quantità necessaria.

Dalla concorrenza nel mercato del gas che deriva dal completamento della liberalizzazione potranno trarre benefici significativi i consumatori e in particolare la competitività delle imprese italiane.

INSERIRE QUI TAV 3

¹² Cfr. Macchiati et al., 2006. Il piano triennale per il 2006-2009 di Snam Rete Gas prevede un programma straordinario di investimenti sulla infrastruttura per 3,5 miliardi di Euro.

3. Regole, ruoli e istituzioni

Da ultimo, qualche considerazione sul quadro istituzionale che caratterizza questa difficile fase di transizione per il settore dopo un lungo periodo di incertezza. In assenza di uno scenario stabile la liberalizzazione incompiuta rischia di fallire e si rischia la paralisi degli investimenti. In primo luogo è dunque di fondamentale importanza che si apra una fase di certezze per il settore energetico e sia garantita la stabilità delle regole, seguendo un percorso di regolazione di cui siano noti e riconoscibili gli obiettivi, gli orientamenti, i confini dell'ambito di intervento delle diverse istituzioni pubbliche, allo scopo di assicurare gli operatori del settore e gli investitori finanziari dopo un periodo prolungato di incertezza regolatoria. Questo aspetto è prioritario perché possano essere attuati e finanziati gli investimenti che dovrebbero accompagnare il completamento del processo di liberalizzazione e lo sviluppo del settore.

Per garantire la certezza delle regole, il ruolo e le responsabilità dei diversi attori pubblici deve essere chiarito. E' opinione condivisa che la definizione degli indirizzi sulla politica energetica e ambientale spetti al governo, che la presenterà in Parlamento sentita l'Autorità di settore. All'organo politico spetta dunque la responsabilità per le grandi linee di orientamento della politica di settore.

Ma altrettanto chiaro deve essere che il governo non ha competenze in materia di tariffe e nei dettagli della regolazione, escludendo in questo modo le possibili incursioni estemporanee cui gli operatori del settore sono stati esposti in questi anni, anche con recenti provvedimenti. In discussione infatti è la credibilità dell'intero disegno di liberalizzazione, evitando il rischio di "cattura" del legislatore che avrebbe conseguenze disastrose, non ultimo per il *rating* attribuito dalle società internazionali alla localizzazione degli investimenti sul territorio nazionale e per la quotazione delle imprese del settore.

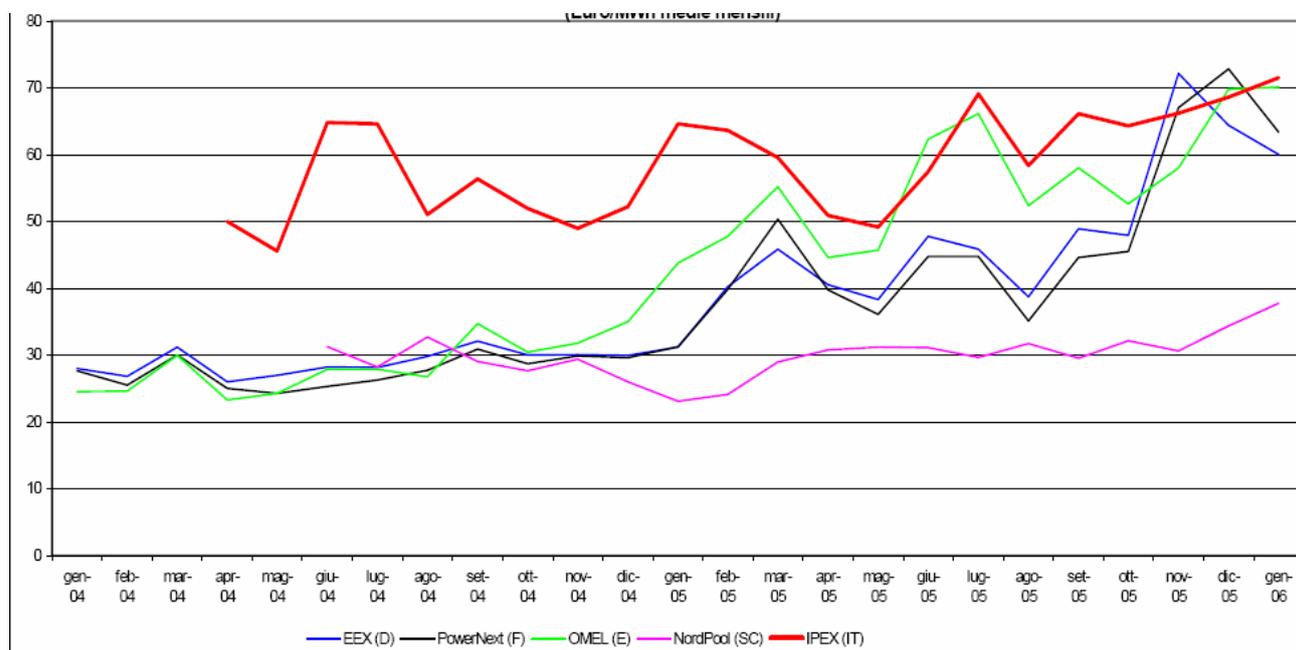
Per i profili istituzionali relativi al potere di nomina, alla durata degli incarichi e alla responsabilità dell'Autorità di settore si rinvia al capitolo su "Il disegno istituzionale: il ruolo delle autorità indipendenti di regolazione". Deve essere chiaro tuttavia che le competenze di un organismo indipendente sul quale si fa conto per la stabilità del quadro non si modificano *in itinere*.

Da ultimo è utile richiamare l'attenzione sulle straordinarie difficoltà imposte da un'architettura istituzionale mutevole nella definizione di funzioni e competenze in materia energetica tra i diversi livelli di governo locale e nazionale, che si è succeduta tra il 1998 e il 2003, e non contribuisce certo a facilitare l'attuazione rapida dei

cambiamenti imposti dal processo di liberalizzazione in atto. Ma su questi aspetti, che pur investono pesantemente la possibilità di attuare in tempi congrui le tappe necessarie ad un efficace completamento della liberalizzazione in campo energetico, rinviamo al capitolo “Coesione sociale e tutela della concorrenza in un sistema multilivello”.

FIG 1- CONFRONTO DELL'ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA ALL'INGROSSO

(euro/mwh medie mensili)



Fonte: Audizione alla Camera dei Deputati X Commissione Attività Produttive, C e T . Memoria presentata dal Presidente dell'AEEG, Ing. Alessandro Ortis, Roma, 19 gennaio 2006

TAV 1 . LO STOCCAGGIO DEL GAS: EMERGE LA SCARSA CAPACITÀ NELLE RECENTI CRISI

Già nel marzo 2005 si verificò una prima crisi, che implicò l'adozione di specifici interventi (taglio della fornitura a clienti industriali "interrompibili"). Nel 2006 l'eccesso di svaso degli stoccaggi, rispetto ad un inverno normale, può essere così valutato ed attribuito: AEEG, gennaio 2006

	AI 17.1.2006		AI' 8.2.2006	
	Gmc	%	Gmc	%
Svaso totale	5,6		7,7	
Svaso medio inverno normale	2,6		4,2	
Totale eccesso di svaso	3,0	100%	3,5	100%
Maggiori consumi a causa del clima rigido	1,6	53%	2,0	57%
Maggiori consumi del settore termoelettrico	1,2	40%	1,2	34%
Minori immissioni in rete da importazioni	0,2	7%	0,3	9%

La legge 23 agosto 2004, n. 239 di riordino del settore energetico, ha garantito a Stogit il rinnovo delle concessioni in scadenza per almeno 20 anni, per cui il potere di mercato nell'offerta di stoccaggio sarebbe destinato a procrastinarsi ancora molto a lungo attraverso il perpetuarsi del monopolio di fatto di questa società.

Fonte: 27 gennaio 2005, "Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al governo in materia di terzietà della rete nazionale, degli stoccaggi e di sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale" .

TAV. 2

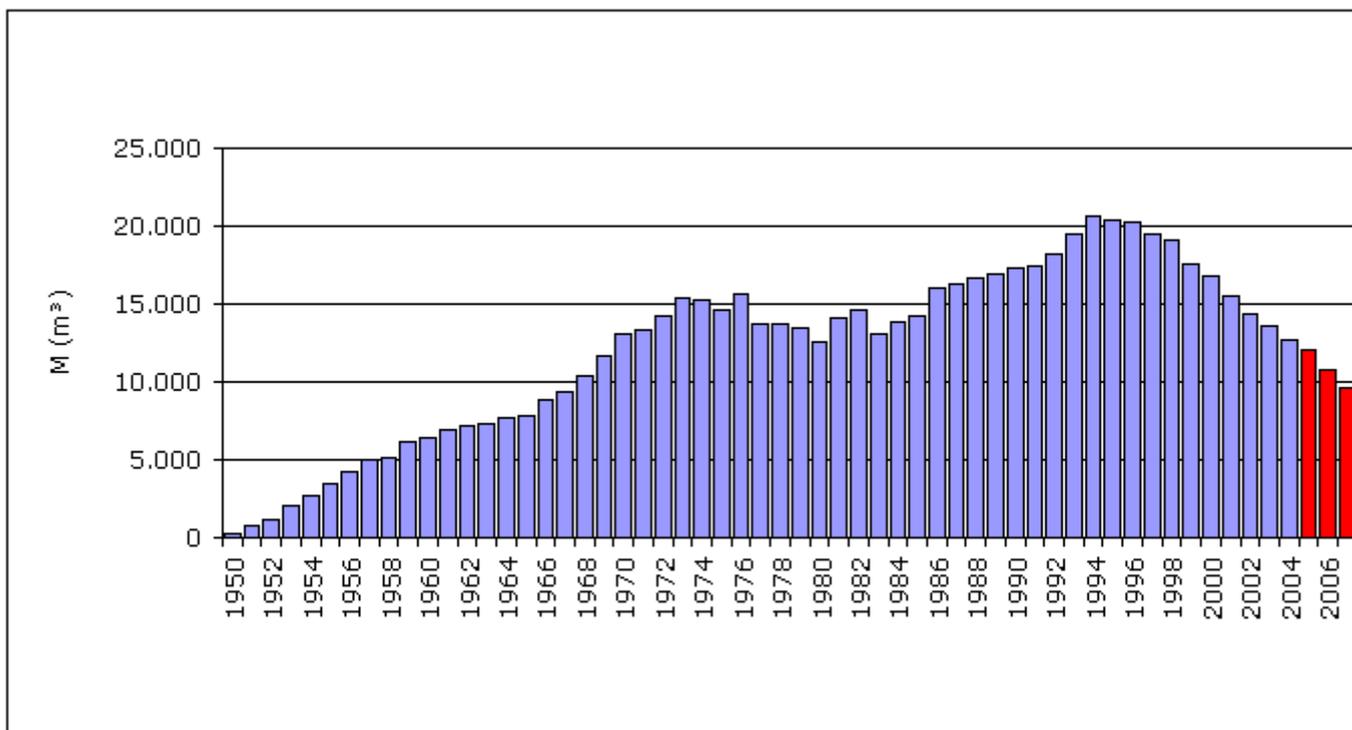
APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE ANNO 2004

	miliardi di metri cubi	percentuale
Produzione nazionale	13,0	16,2%
Importazioni	67,2	83,8%
Di cui		
- Olanda	11,6	14,4%
- Norvegia	4,6	5,8%
- Russia	24,5	30,6%
- Algeria	23,8	29,7%
- Nigeria	2,2	2,7%
- Libia	0,5	0,7%

Fonte : Ministero delle attività produttive

FIG 2 PRODUZIONE NAZIONALE DI GAS

(Valori storici dal 1950 al 2004. Previsioni dal 2005 al 2010).



Fonte: elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Ministero delle attività produttive. Settembre 2005

TAV 3. BILANCIO DEL GAS NATURALE DAL 1997 AL 2004 - G(M³)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Produzione nazionale	19,2	18,9	17,4	16,6	15,5	14,3	13,9	13,0

Importazioni nette	39,0	42,7	49,5	58,8	54,8	58,1	62,1	67,2
Variazione scorte	0,4	-1,0	-1,2	4,5	-1,2	1,4	-1,4	-0,1
Disponibilità lorda	57,8	62,6	68,1	70,9	71,5	71,0	77,4	80,3
Consumi e perdite	0,6	0,7	1,0	1,3	1,4	1,0	1,0	1,0
Totale risorse	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3
Vendite e consumi finali	57,2	61,9	67,1	69,6	70,1	70,0	76,4	79,3
Generazione elettrica	14,2	15,6	19,1	21,3	22,5	22,5	26,4	32,1
Altri usi	43,1	46,3	48,0	48,3	47,6	47,5	50,0	47,2
Mercato tutelato	-	-	-	-	-	-	25,6	23,3
Mercato concorrenziale	-	-	-	-	-	-	24,4	24,0

Fonte : elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dichiarazioni degli operatori e dati Ministero delle attività produttive. Relazione annuale 2005