I finanziamenti del settore elettrico: A5

Con la delibera n. 55/02 è stato approvato il Regolamento del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca del settore elettrico, predisposto dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico. La stessa delibera precisa, integrando le disposizioni della delibera n. 158/01, che l'Autorità decide l'ammissibilità al finanziamento del Fondo dei progetti di ricerca, determina la misura, parziale o totale, del finanziamento e provvede alla verifica dei programmi di ricerca sulla base di istruttorie realizzate da esperti nominati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Con la delibera n. 144/02 l'Autorità ha disposto che, per l'anno 2001, la Cassa conguaglio per il settore elettrico conceda alla società Cesi un acconto, integrante quelli già erogati, fino a un valore pari alla competenza del primo semestre 2001 del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, a copertura dei finanziamenti riconosciuti ai progetti di ricerca conclusi negli anni 2000 e 2001 e ai progetti in corso o avviati durante il 2001; questo, salvo verifiche con esito positivo effettuate dall'Autorità ai sensi del decreto ministeriale 17 aprile 2001 secondo le procedure stabilite con la delibera n. 158/01.

Stranded cost, rendita idroelettrica e gas nigeriano

La memoria per l'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, in occasione della conversione del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico, costituisce un documento di sintesi della vicenda riguardante il prelievo della rendita idroelettrica e il riconoscimento sia degli stranded cost, sia dei costi non recuperabili da gas nigeriano.

Stranded cost

Il riconoscimento degli stranded cost, praticato in molti Stati dell'Unione europea, è previsto dalla Direttiva europea 96/92/CE e dal decreto legislativo n. 79/99.

Il diritto a percepire il rimborso agli stranded cost, ovvero ai costi non recuperabili (CNR), è giustificato dal fatto che nel contesto di mercato monopolistico, l'operatore pubblico può essersi trovato nella condizione di far gravare sui propri costi di produzione oneri aggiuntivi determinati da obblighi di servizio. Il processo di liberalizzazione del mercato, con la necessaria perdita di quote per l'ex monopolista, non permette a quest'ultimo il recupero dei maggiori costi sostenuti prima della liberalizzazione.

Sulla base di proposte formulate dall'Autorità, la disciplina dei CNR è stata introdotta a partire dal 2000 e doveva durare fino al 2006.

Il principio su cui essa si basa è quello di un rimborso non determinato a priori,

ma commisurato all'emergere dei CNR a seguito dello sviluppo del mercato, quindi precisato annualmente a posteriori. Infatti l'alto livello dei costi di produzione nazionale, nonché le modalità e i tempi del processo di liberalizzazione non permettevano di prevedere significative riduzioni dei ricavi o rapide perdite di quote di mercato da parte dell'ex monopolista; un rimborso dei CNR definito a priori avrebbe comportato il rischio per i consumatori di pagare una seconda volta costi già saldati nel tempo attraverso le tariffe.

L'esperienza del biennio 2000-2001, durante il quale il complessivo ammontare dei costi da reintegrare alle imprese produttrici distributrici non è stato particolarmente rilevante, e le previsioni sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica nei prossimi anni inducono a ritenere che il rimborso dei CNR non si presenta come significativo; può quindi essere soppresso, con vantaggi in termini di semplicità, prevedibilità, minor onere per i consumatori, minori distorsioni nel mercato.

Il decreto legge n. 25/03 interviene sui meccanismi di rimborso dei CNR connessi a impianti di generazione, cambiandone sia le modalità di calcolo sia la durata rispetto a quanto previsto dalla normativa introdotta con decreto ministeriale 26 gennaio 2000, modificato dal decreto ministeriale 17 aprile 2001 e successive delibere dell'Autorità.

Riguardo alle modalità di calcolo dei CNR, il decreto legge introduce due disposizioni che determinano un loro aumento rispetto ai criteri di calcolo seguiti dall'Autorità. Infatti, il decreto prevede una riduzione dei ricavi che vengono imputati a copertura dei costi riconosciuti con conseguente aumento di quelli non recuperati, cioè dei CNR da rimborsare.

In primo luogo, è eliminata la compensazione tra società, cioè tra Enel e acquirenti delle Gen.Co.: le società proprietarie di impianti di generazione ammessi al meccanismo di rimborso per le quali i ricavi sono stati superiori a quelli riconosciuti, e che quindi hanno avuto CNR negativi, non dovranno contribuire al finanziamento dei CNR positivi di altre società.

In secondo luogo, la disponibilità totale di energia rispetto alla quale viene misurata la parte di ricavi a copertura dei costi fissi di impianto deve essere calcolata al netto dell'energia elettrica eventualmente acquistata alle aste dell'energia incentivata ai sensi del provvedimento CIP6.

Il periodo per il quale sono riconosciuti i CNR viene ridotto di 3 anni con termine al 2003 anziché al 2006. L'onere per i consumatori per il periodo 2004-2006 sarà pertanto nullo.

Rendita idroelettrica

Il prelievo sulla rendita idroelettrica era stato introdotto considerando che la liberalizzazione avesse determinato plusvalenze negli impianti idroelettrici. Nel

contesto monopolistico, infatti, l'energia idroelettrica era remunerata in base al suo costo, senza il rimborso del cosiddetto "onere termico", mentre nel contesto attuale essa riceve lo stesso prezzo dell'energia di origine termoelettrica. Una parte di tale plusvalenza, che ha il carattere di una rendita, viene prelevata in misura via via decrescente, e va ad alimentare il Fondo dal quale si pagano i CNR o altri oneri di sistema.

In seguito al decreto legge n. 25/03, il prelievo sulla rendita idroelettrica viene sospeso a partire dal 2002 e quindi con 2 anni di anticipo rispetto a quanto precedentemente disposto.

Il rimborso sui costi non recuperabili da gas nigeriano

Nel solo caso dell'Enel, a CNR per spese d'investimento si aggiungono stranded cost, derivanti dall'impiego del gas nigeriano, che viene liquefatto per il trasporto e poi rigassificato. Tale processo risulta particolarmente costoso a seguito della mancata costruzione di terminali di rigassificazione in Italia e quindi alla necessità di avvalersi di un contratto con Gas de France; i maggiori costi imputabili a tale mancata costruzione sono rimborsati fino al 2010.

Il rimborso è stato calcolato dall'Autorità come pari agli oneri contrattuali di rigassificazione in Francia e trasporto, al netto del costo stimato della rigassificazione in Italia nell'ipotesi di terminale a Montalto di Castro. Il decreto legge dispone il metodo di definizione dei costi: non si deve tener conto del costo della rigassificazione in Francia e non si deve dedurre quello ipotetico della rigassificazione in Italia. Poiché quest'ultimo è stimato molto maggiore del primo, l'effetto del decreto legge è quello di accrescere l'importo del rimborso.

5. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

IL BILANCIO DELLA REGOLAZIONE DAL 1996 A OGGI

Il primo gennaio 2003 è stata completata la liberalizzazione del mercato del gas naturale: i tempi possono essere considerati maturi per un primo bilancio dell'attività di regolazione nel settore.

La liberalizzazione si è svolta nel quadro degli indirizzi di politica energetica formulati dal Governo e secondo il mandato della legge 14 novembre 1995, n. 481, mirando in particolare all'applicazione del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, con il quale è stata recepita nell'ordinamento nazionale la normativa comunitaria di liberalizzazione del settore del gas. Queste norme hanno impresso un notevole mutamento di rotta, rispetto al passato, all'attività di regolazione, dato che hanno posto al centro dell'agenda del regolatore gli obiettivi di efficienza dei servizi di pubblica utilità e di promozione della concorrenza. Tale cambiamento corrisponde al superamento della concezione dell'impresa pubblica come strumento principale di controllo dei servizi di pubblica utilità, tenuto conto delle politiche di privatizzazione attuate.

Nello scorso decennio, la trasformazione delle imprese pubbliche in società per azioni quotate in borsa ha posto all'attenzione dei mercati la questione dell'equilibrio economico e finanziario di queste imprese. Al contempo, continuando le stesse a fornire servizi di pubblica utilità in condizioni di monopolio, è sorta la necessità di assicurare la tutela degli utenti, garantendo universalità del servizio, prezzi contenuti e qualità elevata delle prestazioni. L'istituzione di un'Autorità indipendente di regolazione e il decreto di liberalizzazione del settore hanno costituito una risposta a tali necessità nell'ambito dell'industria del gas naturale. Essendo mutata la veste delle imprese di pubblica utilità e potendo ormai dirsi soddisfacente l'estensione dei servizi dell'elettricità e del gas naturale sul territorio nazionale, è cambiato anche il compito dell'Autorità incaricata della regolazione delle tariffe e dei prezzi. Quest'ultima non poteva più fondarsi sul criterio del rimborso a piè di lista dei costi all'impresa, né limitarsi a essere uno strumento di controllo dell'inflazione, così come era accaduto soprattutto negli anni Settanta. Piuttosto, l'accento posto sulla scarsità di risorse economiche e finanziarie ha indotto a introdurre il criterio di efficienza nell'uso delle risorse come nuovo principio ispiratore del controllo dei prezzi.

La concorrenza fra le imprese è il mezzo migliore per raggiungere obiettivi di efficienza. Tuttavia il settore del gas è stato tradizionalmente dominato da imprese monopolistiche verticalmente integrate in tutte le fasi della filiera. Il dispiegarsi della concorrenza richiede provvedimenti di liberalizzazione che si concretizzano:

- nell'apertura graduale del mercato nelle fasi in cui la concorrenza fra più

imprese è tecnicamente possibile (per esempio, la produzione, l'importazione e la vendita);

- nel disciplinare il libero accesso alle fasi nelle quali siano presenti infrastrutture essenziali per tutte le imprese operanti a monte e a valle, distinguendo quelle che sono destinate a rimanere in regime di monopolio (trasporto in alta pressione e distribuzione locale di gas naturale) da quelle potenzialmente concorrenziali (stoccaggio).

Lo stimolo della concorrenza nel settore del gas ha richiesto un'intensa attività di regolazione, mirata sia a una corretta separazione fra attività monopolistiche e concorrenziali presenti nella stessa impresa (*unbundling*), sia al libero accesso alle reti di trasporto e distribuzione nonché ai giacimenti di stoccaggio, che restano sostanzialmente *essential facilities* oggetto di monopolio. L'attività di regolazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali si è tradotta nell'emanazione sia del Codice di rete per il trasporto, sia di disposizioni transitorie per l'accesso ai giacimenti di stoccaggio, in vista della pubblicazione del relativo Codice. È attualmente in preparazione il modello di riferimento per il Codice di rete per l'accesso e l'uso delle reti di distribuzione, al quale dovranno conformarsi i Codici emanati dai numerosi operatori di questo segmento. Gli obiettivi fondamentali della regolazione dell'accesso riguardano il raggiungimento di effettive condizioni di neutralità delle infrastrutture essenziali rispetto alle altre fasi della filiera, tenuto conto della presenza sia di operatori che, almeno dal punto di vista del controllo proprietario, restano verticalmente integrati in tutte le fasi (è il caso di Eni S.p.A., l'impresa tuttora dominante), sia di altri che operano invece solo in alcune di esse. Il raggiungimento di effettive condizioni di neutralità delle infrastrutture essenziali è uno dei requisiti che consente di garantire l'accesso non discriminatorio di tutte le imprese alle infrastrutture stesse. Tuttavia la loro completa neutralità dipende anche da disposizioni sul controllo della proprietà, che vanno oltre l'attività di regolazione. Quest'ultima, nell'ambito di un sistema caratterizzato da scarse capacità, sia di trasporto sia di stoccaggio del gas, è chiamata invece a stabilire priorità di accesso basate su principi non discriminatori e che consentano anche ai nuovi entranti di affermarsi nell'ambito delle fasi potenzialmente concorrenziali della filiera: l'importazione e la vendita.

La prima Direttiva europea relativa alla liberalizzazione del mercato del gas naturale prevedeva l'opzione fra accesso regolato e accesso negoziato alle infrastrutture essenziali. L'Italia optò allora per l'accesso regolato sia alla rete di trasporto sia ai servizi di stoccaggio di gas naturale. La nuova proposta di Direttiva conferma tale scelta, restringendo l'opzione di accesso negoziato ad alcuni casi particolari. A due anni dal decreto di liberalizzazione il mercato ita-

liano del gas è completamente aperto dal lato della domanda, ma la concorrenza effettiva tra operatori dal lato dell'offerta stenta a decollare dati i vincoli e le strozzature infrastrutturali sul versante dell'approvvigionamento estero. Nel disciplinare l'accesso, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha quindi valutato un *trade off* fra l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali, mediante la concessione di diritti esclusivi di lungo termine alle imprese che incrementano la capacità disponibile, e la necessità di ridurre l'entità della capacità soggetta a tali diritti, allo scopo di favorire l'accesso alle infrastrutture essenziali anche ad altre imprese. Da un lato, infatti, l'incremento di capacità è benefico anche dal punto di vista collettivo, dato che la scarsità di offerta di capacità rispetto ai fabbisogni di un mercato liberalizzato costituisce comunque un ostacolo alla concorrenza; dall'altro, invece, i benefici collettivi si riducono nella misura in cui si restringe il libero accesso mediante conferimento ad alcune imprese di diritti esclusivi di lungo termine relativamente ad ampie quote dell'incremento stesso di capacità. Perciò nella regolazione degli accessi a nuove infrastrutture (terminali di GPL e nuovi gasdotti di importazione), l'Autorità, in deroga al principio dell'accesso regolato, ha riservato per un periodo di tempo determinato un accesso prioritario (80 per cento della capacità per 25 anni) alle imprese che investono in nuove infrastrutture.

L'accesso regolamentato alle infrastrutture essenziali implica l'obbligo da parte dell'Autorità di fissare le tariffe di trasporto e di stoccaggio del gas. Fino all'avvio della completa liberalizzazione del mercato del gas naturale, avvenuta l'1 gennaio 2003, l'Autorità ha conservato il controllo delle tariffe sia di vendita agli utenti finali sia di utilizzo delle infrastrutture essenziali: trasporto, stoccaggio e distribuzione. Con la completa liberalizzazione del mercato, la concorrenza dovrebbe progressivamente sostituire la regolazione delle tariffe di vendita finale nel contenere i prezzi pagati dagli utenti. Tuttavia, l'attuale assenza di concorrenza nella vendita all'ingrosso e al minuto di gas naturale richiede il mantenimento di forme di controllo sui prezzi finali da parte dell'Autorità, almeno fino a quando non si sia sviluppato un grado sufficiente di competizione. Anche il controllo delle tariffe di stoccaggio potrebbe lasciare il passo alla concorrenza, se si determinerà un grado sufficiente di competizione pure in questa fase della filiera, non caratterizzata strutturalmente da monopolio naturale ma dominata in Italia da un monopolio di fatto. Le tariffe di trasporto e distribuzione sono oggetto di regolazione, trattandosi di settori caratterizzati da monopolio naturale.

Prima di analizzare la struttura e l'andamento delle tariffe regolate dall'Autorità, è utile ricordare i criteri di riferimento per la fissazione e l'aggiornamento delle tariffe, tenendo conto dei principi economici recepiti dalla normativa attualmente in vigore.

Il primo prevede che l'Autorità fissi le tariffe sulla base dei costi efficienti sostenuti dalle imprese (efficienza allocativa). Se, infatti, il prezzo del servizio è legato al costo, gli utenti pagheranno una somma corrispondente al valore delle risorse (fattori della produzione) destinate alla produzione di quel servizio. Tuttavia, l'evidenza puramente contabile del costo non assicura di per sé che l'impresa abbia seguito un comportamento efficiente nell'uso delle risorse a sua disposizione (efficienza produttiva). Nel far ciò l'Autorità si accerta che i costi sulla base dei quali vengono a formarsi le tariffe corrispondano realmente a un uso efficiente delle risorse all'interno delle imprese. Non è possibile infatti stabilire a priori che l'impresa abbia minimizzato i costi, e comunque essa non sarebbe indotta a farlo quando fosse certa della copertura a piè di lista. È dunque opportuno, ove possibile, fissare le tariffe sulla base di un costo standard, che dovrebbe riflettere l'impiego di una combinazione di fattori produttivi ritenuta tecnicamente ed economicamente soddisfacente da parte dell'Autorità di regolazione, per quanto suscettibile di ulteriori miglioramenti nel tempo, anche attraverso le innovazioni rese possibili dai progressi tecnici e organizzativi.

Nel caso dei servizi pubblici offerti in condizioni di monopolio locale, come la distribuzione del gas in bassa pressione, l'Autorità dispone della possibilità di comparare numerose imprese fra di loro, molte delle quali prestano lo stesso servizio in condizioni analoghe. In simili casi l'Autorità può giungere alla definizione di un costo standard sulla cui base articolare la tariffa. Se nel settore sono presenti imprese ancora più efficienti, queste sono destinate a ottenere extra profitti, grazie al prezzo regolato sulla base del costo standard. Nel caso invece di imprese caratterizzate da minore efficienza, la regolazione sulla base del costo standard non consentirà loro di coprire tutti i costi, ed esse dovranno procedere a ristrutturazioni o altre strategie di alleanza e concentrazione.

Qualora il criterio del costo standard non possa essere impiegato, la regolazione deve procedere a uno scrutinio attento delle evidenze contabili della singola impresa per determinare il livello dei costi su cui fondare le tariffe. Questo è stato, per esempio, il caso delle tariffe sia di trasporto sia di stoccaggio del gas. È inevitabile in queste circostanze lasciare all'impresa regolata una rendita dovuta alla sua maggiore informazione sui costi. Compito dell'Autorità è quello di ridurre al massimo tale rendita, in maniera da avvicinare il più possibile i prezzi ai costi e minimizzare così lo spreco di risorse.

Il metodo di aggiornamento delle tariffe, prescritto dalla legge istitutiva dell'Autorità, basato su un meccanismo di *price cap*, è volto a favorire l'uso efficiente delle risorse interne all'impresa, cioè l'efficienza produttiva. Tale metodo prevede che la variazione consentita del prezzo non possa prescindere dal raggiungimento di un certo obiettivo di efficienza, espresso dal tasso

annuale di variazione della produttività dei fattori, tasso che l'Autorità ha avuto il potere di fissare discrezionalmente, in base alle sue competenze tecniche. L'aggiornamento annuale delle tariffe si basa quindi sulla variazione di un indice medio dei prezzi, dalla quale viene però sottratta la variazione "obbligata" di produttività che si ritiene ragionevolmente raggiungibile dall'impresa. Il guadagno di produttività prestabilito viene così trasferito ai consumatori, che subiscono una variazione dei prezzi minore rispetto al tasso medio di inflazione. D'altra parte ogni ulteriore guadagno di produttività – superiore cioè al livello prefissato – non contribuirà a ridurre ulteriormente i prezzi e potrà perciò essere trattenuto dall'impresa a beneficio della riduzione dei suoi costi e quindi dell'aumento dei suoi profitti. Esiste dunque l'incentivo per le imprese a ridurre i costi nel tempo per aumentare i profitti. Nelle revisioni pluriennali del livello dei prezzi è l'Autorità a valutare i guadagni di produttività concretamente ottenuti dalle imprese e a scegliere di traslare un'ulteriore parte dell'aumento di tali guadagni sui clienti finali, in termini di riduzioni dei prezzi.

Per tracciare un primo bilancio dell'attività di regolazione in campo tariffario si può guardare alla struttura e all'andamento della tariffa di fornitura finale pagata dagli utenti vincolati. Le tariffe del gas naturale prevedono 3 componenti fondamentali: una relativa al costo della materia prima (comprendente quindi anche i costi di importazione e commercializzazione del gas dall'estero), una riguardante i costi fissi (di trasporto, stoccaggio, distribuzione e vendita) e infine una relativa alle imposte. Quest'ultima è particolarmente onerosa nel caso del gas naturale, soprattutto per i consumatori domestici. Infatti essa incide in media per il 45,4 per cento e costituisce la risultante della somma fra imposte di consumo, addizionali regionali e imposta sul valore aggiunto (IVA). Si noti fra l'altro che la base imponibile di quest'ultima comprende anche le due imposte precedenti. Tenendo inoltre conto che l'addizionale regionale varia da regione a regione, si può verificare che stilando una classifica fra le principali città italiane in merito al livello dei prezzi finali del gas naturale, l'ordinamento muta completamente quando si passa dal prezzo al netto delle imposte a quello al lordo delle stesse. Dunque, su quasi metà del prezzo finale la regolazione è ininfluente e il livello del prezzo finale dipende piuttosto dalle decisioni di politica fiscale. Da questo punto di vista è venuta a crearsi anche una discrasia fra l'imposizione indiretta sul gas, che continua a essere strutturata per fasce di consumo riconducibili ai suoi diversi usi – così come lo era la "vecchia" tariffa di vendita agli utenti finali – e la tariffa attualmente in vigore, la cui struttura è indipendente dagli usi.

La componente materia prima nell'ambito della tariffa media in vigore alla fine del 2002 incideva per il 21,5 per cento sul totale (23,8 per cento nel secondo trimestre 2003). Rispetto a tale componente occorre ricordare che anche il

prezzo del gas risente dell'andamento dei prezzi petroliferi. Nei contratti internazionali di importazione esistono clausole di indicizzazione del prezzo di acquisto del gas al prezzo del petrolio greggio e dei suoi derivati. Anche il prezzo di consumo finale, attraverso la "quota materia prima", è quindi collegato all'andamento dei prezzi petroliferi. Il meccanismo di indicizzazione preesistente all'istituzione dell'Autorità, basato unicamente sull'andamento del prezzo del gasolio (in quanto sostituto del gas) sul ristretto mercato nazionale, determinava aumenti di prezzo non giustificati in relazione alle quotazioni internazionali del gasolio stesso. Dopo aver immediatamente ancorato il prezzo del gas al prezzo internazionale del gasolio (1998), l'Autorità è intervenuta con un provvedimento di modifica dei criteri di indicizzazione (1999), individuando all'interno del costo riconosciuto della materia prima una quota che corrisponde al costo di acquisto del gas all'estero e scegliendo per l'indicizzazione di tale quota un paniere composto da prezzi dei greggi, del gasolio e dell'olio combustibile. Allo scopo di diluire le impennate dei prezzi petroliferi, l'Autorità ha scelto di calcolare le variazioni dell'indice dei prezzi con un meccanismo di medie semestrali, adeguato a stemperare nel tempo le variazioni dei prezzi stessi, tenendo conto al contempo del ritardo temporale di variazione dei prezzi nei contratti internazionali di approvvigionamento del gas (pari appunto a 6 mesi). Le preoccupazioni sull'andamento dell'inflazione italiana hanno spinto a un'ulteriore revisione di tale sistema di indicizzazione. Per il gas, la delibera 29 novembre 2002, n. 195, ha disposto che – a partire dal gennaio 2003 – la periodicità di aggiornamento tariffario divenga trimestrale, anziché bimestrale; che il calcolo delle variazioni sia effettuato sulla media dei prezzi internazionali degli ultimi 9 mesi rispetto al mese precedente il trimestre di applicazione, anziché degli ultimi 6 mesi; mentre ha mantenuto la soglia di invarianza al 5 per cento. L'insieme dei provvedimenti contribuirà a ridurre ulteriormente la variabilità del prezzo finale pagato dai consumatori, cioè a renderlo meno volatile rispetto al prezzo del petrolio da cui in parte dipende. Dal 1998 al 2002 questa componente del prezzo è cresciuta del 44 per cento (la crescita sale al 66 per cento se si considerano anche i primi due trimestri del 2003).

La componente relativa ai costi fissi incideva per il 33,2 per cento sulla tariffa media in vigore alla fine del 2002 (32 per cento nel secondo trimestre del 2003). Per effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità tale componente si è ridotta del 6 per cento rispetto al valore del 1998. La componente dei costi fissi comprende due parti: i costi relativi all'attività di trasporto e stoccaggio, che incidono per il 45 per cento, e i costi relativi all'attività di distribuzione locale (comprensivi anche dei costi di vendita all'utente finale), che rappresentano il restante 55 per cento dei costi fissi. Alla fine del 1999 l'Autorità è inter-

venuta con un provvedimento di riduzione della componente relativa ai costi fissi dopo aver accertato che i costi dei servizi di trasporto in metanodotto, stoccaggio in giacimento, bilanciamento e vendita del gas all'ingrosso, complessivamente pagati alla società Snam S.p.A., erano del 12 per cento superiori rispetto alle più prudenti stime di costo, desumibili dai bilanci di questa società. La conseguente riduzione del prezzo finale è stata pari a 23,7 lire al m^3 (equivalenti a 1,22 centesimi di euro al m^3) a partire dall'1 gennaio 2000.

L'Autorità è successivamente intervenuta sulle singole componenti dei costi fissi, allo scopo di definire le tariffe di trasporto e rigassificazione, di stoccaggio e di distribuzione in base ai costi effettivi di questi servizi. I provvedimenti relativi assumono un duplice significato per il mercato del gas. I precedenti servizi richiedono una tariffa regolata in quanto sono prestati ancora in condizioni di monopolio; ma, in base alla liberalizzazione, sono ora accessibili a tutte le imprese autorizzate a utilizzarli per poter svolgere l'importazione e la vendita del gas all'ingrosso e al minuto. Fissando tariffe che non discriminano fra le imprese e che sono basate sui costi efficienti, l'Autorità contribuisce a rendere concreta ed effettiva la concorrenza nella vendita di gas; si prevengono così gli abusi di posizione dominante da parte dei gruppi industriali che, essendo storicamente attivi in tutte le fasi della filiera, potrebbero perseguire strategie di esclusione dei potenziali concorrenti stabilendo tariffe troppo elevate per gli indispensabili servizi di trasporto e stoccaggio. La riformulazione di queste singole tariffe è destinata a riversarsi a valle in termini di minori prezzi per l'utente finale. Infatti, i minori prezzi per il trasporto e lo stoccaggio contribuiscono a ridurre i costi delle imprese che utilizzano tali servizi per vendere gas. La concorrenza nell'ambito della vendita dovrebbe costituire il meccanismo atto a trasferire ai consumatori finali tale riduzione dei costi in termini di abbassamento dei prezzi. Tuttavia, il mancato decollo dei meccanismi concorrenziali non ha ancora consentito di trasmettere ai consumatori i benefici delle riduzioni tariffarie nei segmenti del trasporto e dello stoccaggio già deliberate dall'Autorità. Pertanto, di tali riduzioni beneficiano attualmente soltanto i clienti del mercato all'ingrosso, cioè i grandi clienti industriali e le imprese di distribuzione urbana del gas. L'attività di vigilanza sui contratti sottoscritti da queste imprese ha infatti evidenziato la presenza di sconti sul prezzo della materia prima, riconducibili alle riduzioni delle tariffe di trasporto e stoccaggio disposte dall'Autorità.

In particolare per quanto riguarda le tariffe di trasporto del gas, l'Autorità ha modificato il precedente meccanismo tariffario basato sulla distanza fra punti di immissione e punti di prelievo del gas, definendone uno nuovo che attenua l'impatto del fattore distanza e si fonda prioritariamente sulla capacità di trasporto prenotata in entrata e in uscita sui metanodotti ad alta pressione e sul

flusso di energia vettoriata. Sulla parte finale della rete regionale dei metanodotti a media pressione vige invece una tariffa a "francobollo" completamente indipendente dalla distanza (sopra i 15 km). La tariffa è strutturata in modo tale da incentivare la società di trasporto ad aumentare il flusso di gas vettoriato, coerentemente con l'obiettivo della liberalizzazione di estendere le quantità di gas commercializzate dai nuovi entranti nell'industria. Le nuove tariffe di trasporto approvate dall'Autorità per l'anno termico 2002-2003 vedono una riduzione media complessiva di alcuni punti percentuali rispetto alle tariffe dell'anno precedente. La riduzione poteva essere influenzata dalla traslazione in tariffa della tassa regionale sui metanodotti, deliberata dalla Regione Sicilia nel marzo 2002. Tuttavia, ritenuta illegittima tale tassa, che si configurava come un dazio sugli scambi di gas, l'Autorità non ha riconosciuto alla società di trasporto il trasferimento dell'onere tributario in tariffa, evitando i relativi incrementi del prezzo del trasporto (salvo il caso in cui, nell'accertamento definitivo, il tributo risultasse effettivamente dovuto).

Nell'industria del gas lo stoccaggio ha una funzione sia strategica, per far fronte al rischio di interruzioni delle importazioni dall'estero, sia di modulazione stagionale delle forniture, consentendo di immettere gas nei giacimenti adibiti a questa funzione, per poi prelevarlo nei periodi di punta invernale. In Italia l'attività di stoccaggio è svolta in un regime di monopolio di fatto da Stogit S.p.A., una società controllata dal gruppo Eni. L'Autorità ha definito le nuove tariffe di stoccaggio con l'obiettivo sia di incentivare l'ingresso di nuove imprese in una fase della filiera dove la concorrenza è possibile, sia di controllare il monopolio di fatto con la determinazione di una tariffa regolata che rimuove il precedente meccanismo di discriminazione dei prezzi su base stagionale, messo in atto dal monopolista per massimizzare i suoi profitti. La nuova tariffa, basata sui costi risultanti da evidenze contabili, prevede corrispettivi di capacità, correlati ai costi per detenere il gas nei giacimenti e per ottenere la disponibilità massima di punta da prelevare nei periodi più freddi; nonché corrispettivi variabili per l'effettiva iniezione ed erogazione di gas. Disponendo l'Italia di giacimenti di stoccaggio a costi ridotti rispetto ad altri paesi europei, la definizione di corrispettivi fondati sui costi ha permesso di ridurre le tariffe pagate dalle imprese, che richiedono i servizi di stoccaggio per poter svolgere efficacemente le attività di importazione e vendita del gas. Inoltre la struttura dei corrispettivi di capacità impegnata è tale che l'applicazione del meccanismo del *price cap* induce l'impresa di stoccaggio a migliorare l'efficienza produttiva attraverso l'aumento di capacità disponibile a parità di costo, rendendo così disponibile agli utenti maggiori quantità di una risorsa ritenuta tuttora scarsa in relazione ai fabbisogni della filiera del gas.

L'Autorità ha altresì definito le nuove tariffe per la distribuzione del gas, ora

separata dall'attività di vendita ai clienti finali. L'attività di distribuzione, essendo un monopolio naturale locale, continuerà a essere regolamentata con una propria tariffa. Poiché il servizio di distribuzione viene svolto in Italia da una molteplicità di operatori, comprendenti imprese pubbliche e private, nonché Comuni che prestano il servizio in economia, l'Autorità nel definire le nuove tariffe ha messo in atto un meccanismo di "concorrenza comparativa"; ciò con lo scopo di stimare i parametri fondamentali da cui dipende il costo di distribuzione in base al confronto fra i costi effettivi di un campione rappresentativo di imprese, prendendo poi come base per le tariffe i costi di quell'insieme di imprese che si sono rivelate più efficienti, applicando così il principio del costo standard. Successivamente tale metodo è stato integrato per tenere conto di alcune sentenze della magistratura amministrativa, che hanno rilevato l'opportunità di determinare i valori tariffari sulla base dei costi di investimento dichiarati dalle imprese che dispongono di bilanci certificati. Naturalmente, tale integrazione ha creato una distorsione degli incentivi all'efficienza produttiva, soprattutto nel caso dei maggiori operatori del settore, essendo quelli che ricorrono alla certificazione di bilancio. Ulteriori margini di riduzione delle tariffe di distribuzione potrebbero essere raggiunti in seguito allo sfruttamento delle economie di scala che si manifesterebbero per effetto della fusione degli operatori minori presenti in tale segmento della filiera (oltre 700). A questo livello dovrebbero però incidere anche norme diverse rispetto a quelle di regolazione, come, per esempio, quelle relative alla riforma dei servizi pubblici locali tuttora dibattuta in Parlamento in relazione all'emanazione del regolamento attuativo dell'art. 35 della legge finanziaria 2002.

Le precedenti valutazioni sulla composizione della tariffa media del gas naturale e sull'andamento delle principali componenti devono essere integrate alla luce dei meccanismi di regolazione introdotti prima della legge n. 481/95 e miranti a favorire la massima estensione della metanizzazione nel nostro paese. In base a un meccanismo noto come "sventagliamento", il prezzo della materia prima pagato dalle aziende di distribuzione locale sul mercato all'ingrosso veniva corretto secondo l'andamento dei consumi medi: più elevati nel Nord Italia e nelle zone interne del Sud, più bassi nelle altre zone del Sud e anche in alcune zone rivierasche del Nord, a causa dell'incidenza dei consumi per riscaldamento. Di conseguenza, i clienti delle zone dai consumi medi più elevati pagavano un prezzo maggiore di quello che sarebbe stato giustificato sulla base dei loro costi medi di distribuzione (più bassi grazie all'ampiezza del consumo per riscaldamento); mentre i clienti residenti nelle zone dai consumi medi più bassi (in forza della scarsa incidenza dei consumi per riscaldamento) pagavano un prezzo finale minore di quanto i loro costi medi di distribuzione (più elevati) avrebbero consentito. Grazie a questo meccanismo che creava sussidi

incrociati sul piano territoriale si poteva espandere la metanizzazione anche in zone climatiche avverse rispetto alla crescita dei consumi. Tale meccanismo – tipicamente legato all'esistenza di un monopolio pubblico nella vendita all'ingrosso – non è più in vigore dal luglio 2002. Nel caso in cui si sviluppasse una vera e propria concorrenza sul mercato della vendita del gas, i prezzi finirebbero con il muoversi nella direzione dei costi marginali. Nonostante il compimento della liberalizzazione, con la totale apertura al mercato per quanto riguarda la domanda, in atto dall'1 gennaio 2003, i vincoli di capacità sui metanodotti internazionali e la struttura a lungo termine dei contratti di importazione limitano la concorrenza sul mercato all'ingrosso; questo tenuto conto che in Italia l'approvvigionamento di gas si basa soprattutto sulle importazioni e che la quota di produzione nazionale è sostanzialmente appannaggio dell'impresa dominante.

L'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato (provvedimento A 329 – Blugas – Snam del 21 novembre 2002) ha ritenuto colpevole la società Eni di abuso di posizione dominante, poiché ha inteso ottemperare all'obbligo di cessione di parte delle sue disponibilità di gas (previsto dal decreto legislativo n. 164/00) mediante vendite di gas all'estero, che hanno privilegiato alcuni operatori concorrenti, piuttosto che con procedure trasparenti e non discriminatorie, saturando in tal modo anche la capacità di trasporto di gas nelle reti internazionali ad alta pressione. La situazione attuale del mercato all'ingrosso vede l'impresa dominante non solo in qualità di titolare della quasi totalità dei contratti di importazione, ma anche nella duplice veste di fornitore, per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas naturale ai nuovi entranti e di concorrente, per quanto riguarda la vendita di gas ai clienti del mercato all'ingrosso. Tuttavia, occorre osservare che la concorrenza non comporterebbe riduzioni dei prezzi finali per i clienti nemmeno nel caso in cui si ampliassero i quantitativi di gas importati direttamente dai nuovi entranti, se tali quantitativi continuassero a raggiungere il mercato italiano nell'ambito di contratti a lungo termine caratterizzati da clausole *take or pay* (come di fatto avviene attualmente). In forza di tali contratti gli importatori, indipendentemente dai volumi di gas ritirati, sostengono al contempo un ingente costo fisso (corrispondente all'80 per cento circa del valore dei quantitativi contrattati) e un costo marginale di vendita nullo. Una simile struttura dei costi induce sia l'impresa dominante, sia i nuovi entranti a non perseguire strategie aggressive di ribasso dei prezzi al fine di sottrarre quote di mercato ai rispettivi concorrenti. Ne consegue che, almeno nella prima fase della liberalizzazione, le imprese operanti sul mercato all'ingrosso trovano più conveniente adottare una strategia volta al mantenimento delle quote di mercato esistenti e dei margini di profitto derivanti dalla segmentazione del mercato.

L'esperienza concreta di liberalizzazione del mercato del gas in un paese importatore insegna che l'apertura del mercato per quanto riguarda la domanda e la separazione delle fasi potenzialmente competitive da quelle monopolistiche, abbinata al libero accesso a queste ultime, sono condizioni necessarie ma non sufficienti affinché si sviluppi un tipo di concorrenza tale da apportare benefici ai consumatori in termini di riduzioni dei prezzi. Pertanto ulteriori misure di promozione della concorrenza sono indispensabili al fine di rendere il mercato del gas sempre più liquido e sempre più competitivo. Il bilancio della regolazione del settore è dunque positivo se misurato nei termini della creazione di condizioni necessarie affinché si sviluppi un mercato concorrenziale, così come sono state concepite dalla normativa comunitaria, recepita poi a livello nazionale. Tuttavia raggiunto tale risultato "intermedio" occorrono ulteriori misure di promozione della concorrenza nel mercato. Fra queste rientrano sicuramente misure (adottate dall'Autorità) di incentivazione degli investimenti infrastrutturali mediante la concessione di diritti esclusivi di sfruttamento alle imprese che incrementano la capacità disponibile e misure di sostegno dello sviluppo di mercati *spot* per gli scambi, sia di gas naturale sia di diritti di capacità, nell'ambito di *hub* (fisici o virtuali), simili a quelli creati negli Stati Uniti e nel Regno Unito.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO NEL 2002

Pur in presenza di elementi contrastanti, il 2002 ha rappresentato un anno di significativo progresso per la liberalizzazione del mercato del gas in praticamente tutte le fasi del ciclo, dall'importazione alla vendita finale. Gli elementi fondamentali di questo cambiamento vengono evidenziati nel bilancio riportato nella tavola 5.1, che illustra i principali flussi di energia tra gli operatori del mercato.
La produzione nazionale è rimasta nello stato di ristagno in cui si trova da diversi anni. Essa non è attualmente molto significativa per la concorrenza del settore a causa del suo ruolo ormai secondario (poco più del 20 per cento del fabbisogno totale), del predominio di un produttore con quasi il 90 per cento della produzione totale e delle condizioni non particolarmente favorevoli alle società nuove entranti. Per quanto riguarda le importazioni, si nota innanzitutto un aumento consistente sia nei quantitativi importati da nuovi operatori sia nel numero di importatori. La tavola 5.2 indica tuttavia una forte concentrazione per pochi importatori, la maggior parte dei quali beneficia di vendite fuori frontiera da parte dell'operatore dominante. Sono infatti notevolmente aumentate le vendite di Eni alla frontiera a favore di Edison S.p.A., Plurigas

TAV. 5.1 **BILANCIO DEL GAS NATURALE NEL 2002**

Miliardi di m³; valori basati su un contenuto energetico inferiore del gas pari a 8 250 kcal/m³; le immissioni in stoccaggio sono indicate con il segno positivo

PAESI	PRODUTTORI			GROSSISTI				VENDITA FINALE SEPARATA			VENDITA FINALE INTEGRATA	TOTALE
	ENI	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	EDISON	ALTRI	ENI	ENEL	ALTRI		
Produzione nazionale	**12,5**	**1,2**	**0,6**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**14,3**
Importazioni nette	**0,4**	**0,0**	**0,0**	**41,2**	**7,9**	**4,3**	**4,3**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**58,1**
Importazioni dirette	0,4	0,0	0,0	41,2	7,9	2,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	53,1
Vendite eni alla frontiera	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
Trasferimenti	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**12,5**	**7,7**	**2,0**	**1,8**	**8,2**	**3,3**	**12,0**	**8,5**	**56,0**
da Eni	0,0	0,0	0,0	12,5	7,0	0,8	0,5	8,2	1,4	7,0	7,0	44,3
da Enel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1,9	0,5	0,3	3,6
da Edison	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,2	0,0	0,0	0,0	1,6	0,4	3,6
da altri	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,5	0,0	0,0	2,9	0,8	4,6
Variazione scorte	**-0,1**	**0,0**	**0,0**	**1,4**	**1,1**	**-1,4**	**0,2**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**1,4**
Consumi e perdite di rete	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,2**	**0,1**	**0,3**	**0,2**	**1,0**
Totale risorse	**0,4**	**0,0**	**0,0**	**20,3**	**10,8**	**5,3**	**1,9**	**8,0**	**3,2**	**11,7**	**8,3**	**70,0**
Vendite e consumi finali	**0,4**	**0,0**	**0,0**	**20,3**	**10,8**	**5,3**	**1,9**	**8,0**	**3,2**	**11,7**	**8,3**	**70,0**
Generazione termoelettrica	0,4	0,0	0,0	6,6	10,7	2,7	1,0	0,0	0,1	0,8	0,1	22,5
Grande e media industria	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0	2,6	0,9	1,4	0,6	1,6	0,8	21,4
Commercio e piccola industria	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,5	3,9	2,0	8,8
Utenze civili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2,0	5,4	5,3	16,7
Altri usi	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,6

Fonte: Dichiarazioni degli operatori.

S.p.A., Dalmine S.p.A. ed Energia S.p.A. Finalizzate al raggiungimento dell'obiettivo disposto dal decreto legislativo n. 164/00, esse hanno raggiunto 5 miliardi di m³ nel 2002, rispetto a poco più di 1 miliardo nel 2001. Le importazioni indipendenti dall'Eni corrispondono a circa il 20 per cento di quelle totali; inoltre, escludendo le importazioni dell'Enel S.p.A., questa percentuale scende ad appena il 6 per cento, che va confrontata con il 5 per cento circa del 2001.

Sempre con riferimento alle importazioni, il 2002 ha anche visto una notevole diversificazione nelle fonti di approvvigionamento con ben 37 società distinte che hanno esportato gas naturale in Italia. Ciò è dovuto sia alla crescita e al dinamismo dei grossisti esteri, sia al numero crescente di produttori che vendono direttamente l'energia sul mercato. Questo sviluppo riflette soprattutto la rottura del monopolio di esportazione norvegese imposto dall'Unione Europea nel corso del 2001 e che ha avuto il primo impatto nel 2002. Tuttavia, l'offerta estera è estremamente concentrata (Tav. 5.2). Otto società tra cui Sonatrach, Gazprom, Gasunie hanno coperto il 93,9 per cento delle importazioni nazionali (54,6 miliardi di m³) con quantitativi maggiori di 1 miliardo di m³ ciascuna.