

## XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

## TAV. 3.14 VARIAZIONI BIMESTRALI DELLE COMPONENTI TARIFFARIE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Valori delle aliquote medie nazionali per le componenti A e UC<sup>(A)</sup>

DELIBERE AUTORITÀ	DECORRENZA	lire/kwh						centesimi di euro/kwh					
		CT <sup>(B)</sup>	A2	A3	A5	A6	UC4	CT <sup>(B)</sup>	A2	A3	A5	A6	UC4
N. 244/00	1 GENNAIO 2001	99,62	0,6	4,8	0,6	0,9	—	5,145	0,031	0,248	0,031	0,046	—
N. 27/01	1 MARZO 2001	95,96	0,6	9,6	0,6	0,9	—	4,956	0,031	0,496	0,031	0,046	—
N. 90/01	1 MAGGIO 2001	83,55	0,6	11,4	0,6	2,7	—	4,315	0,031	0,589	0,031	0,139	—
N. 146/01	1 LUGLIO 2001	83,55	1,0	11,4	0,6	2,7	—	4,315	0,052	0,589	0,031	0,139	—
N. 189/01	1 SETTEMBRE 2001	83,55	1,0	11,4	0,6	2,7	—	4,315	0,052	0,589	0,031	0,139	—
N. 242/01	1 NOVEMBRE 2001	79,19	1,0	15,5	0,6	2,7	—	4,090	0,052	0,891	0,031	0,139	—
N. 319/01	1 GENNAIO 2002	72,03	1,0	14,5	0,6	2,7	0,5	3,720	0,052	0,749	0,031	0,139	0,026
N. 24/02	1 MARZO 2002	68,04	1,0	18,5	0,6	2,7	0,5	3,514	0,052	0,955	0,031	0,139	0,026
N. 69/02	1 MAGGIO 2002	70,50	1,0	18,5	0,6	2,7	0,5	3,641	0,052	0,955	0,031	0,139	0,026

(A) Le aliquote medie nazionali sono state determinate comprendendo i consumi di tutti i clienti finali, anche quelli ammessi ai regimi tariffari speciali al consumo di cui alla parte IV del Testo integrato. Di conseguenza, la componente A4, risultante dall'esonero delle categorie speciali dal versamento degli oneri di sistema, non può essere riprodotta nella tavola. La componente UC2, invece, è stata soppressa con delibera 28 dicembre 2000, n. 244.

(B) Andamento del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali.

## XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

## TAV. 3.15 COMPONENTI TARIFFARIE A E UC

Valori relativi al III bimestre 2002.

TIPOLOGIA DI UTENZA	A2	A3	A4	A5	A6	UC4
<b>Centesimi di euro/punto di prelievo/anno</b>						
Domestici in BT	–	–	–	–	–	–
Illuminazione pubblica in BT	–	–	–	–	–	–
In BT con potenza < 1,5 kW	–	–	–	–	–	–
In BT con potenza > 1,5 kW	371,85	4.469,37	–	366,68	–	–
Illuminazione pubblica in MT	–	–	–	–	–	–
Altre in MT	371,85	3.718,79	–	366,68	–	–
In AT e AAT	371,85	4.689,96	–	366,68	–	–
<b>Centesimi di euro/kWh</b>						
Domestici in BT	0,08	0,83	0,11	0,05	0,15	0,04
Illuminazione pubblica in BT	0,05	0,98	0,21	0,03	0,15	–
In BT con potenza < 1,5 kW	0,08	0,83	0,21	0,05	0,15	0,03
In BT con potenza > 1,5 kW	0,04	1,03	0,21	0,02	0,15	0,03
Illuminazione pubblica in MT <sup>(C)</sup>	0,04	0,82	0,21	0,02	0,15	–
Altre in MT <sup>(C)</sup>	0,04	0,88	0,21	0,02	0,15	0,02
In AT e AAT <sup>(C)</sup>	0,04	0,84	0,21	0,02	0,15	0,01
<b>Centesimi di euro/kWh</b>						
Alluminio primario	0,04	0,84	–	0,02	–	–
Ferrovie dello Stato Spa <sup>(A)</sup>	0,04	0,84	0,21	0,02	0,15	–
Ferrovie dello Stato Spa, Società Terni Spa e suoi aventi causa <sup>(B)</sup>	–	–	–	–	–	–
Utenze sottese, comuni rivieraschi	–	–	–	–	–	–

(A) Per quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730.

(B) Nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica n. 730/63, e dall'art. 6 del decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165.

(C) Per consumi mensili che eccedono 8 GWh, le componenti A2, A3, A4, A5 e A6 si annullano.

## GLI ONERI DI SISTEMA

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli oneri generali afferenti al sistema elettrico siano individuati con uno o più decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità.

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 ha individuato, tenendo conto della proposta dell'Autorità, sottoposta formalmente al Governo con la delibera 20 settembre 1999, n. 138, i seguenti oneri generali:

- la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (cosiddetti *stranded cost*);
- la compensazione della maggior valorizzazione, derivante dall'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici (cosiddetta rendita idroelettrica);
- i costi connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (oneri nucleari);
- i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- l'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica, previste dalle disposizioni richiamate nell'art. 2, comma 2.4, della delibera dell'Autorità n. 70/97, e dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995.

Infine, negli oneri generali sono compresi anche i costi connessi con gli adempimenti affidati al Gestore della rete dallo stesso art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, per la parte non coperta dai ricavi ottenuti dalle cessioni effettuate ai sensi del decreto ministeriale 21 novembre 2000. Tali costi riguardano:

- i ritiri di energia elettrica operati dal Gestore della rete in conseguenza del trasferimento, secondo le disposizioni del decreto ministeriale 21 novembre 2000,

dei diritti e degli obblighi in precedenza gravanti sull'Enel, in relazione all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali;

- il ritiro dell'energia elettrica di cui al comma 3, dell'art. 22, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, offerta dai produttori ai prezzi determinati dall'Autorità;
- i ritiri di energia elettrica operati dal Gestore della rete relativi alla produzione di cui al titolo IV, lettera b), del provvedimento CIP n. 6/92 delle imprese produttrici-distributrici.

#### Oneri nucleari

I soggetti cui vengono riconosciuti contributi a carico del gettito derivante dalla componente A2 della tariffa elettrica e connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, sono:

- la Società gestione impianti nucleari S.p.A. (Sogin) costituita il 31 maggio 1999 dall'Enel, ai sensi dell'art. 13, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 79/99, e avente per oggetto sociale l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti, anche in consorzio con altri enti pubblici o società;
- il consorzio Smantellamento impianti del ciclo del combustibile nucleare (SICN), costituito il 22 dicembre 2000, tra la Sogin, l'Enea e la società Fabbricazioni nucleari S.p.A. (Fn) per l'organizzazione e il coordinamento delle attività inerenti lo smantellamento degli impianti di produzione del combustibile nucleare e di ricerca del ciclo del combustibile nucleare di proprietà dell'Enea e della Fn.

Nel corso dell'anno 2001, sono stati emanati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, i decreti 17 aprile 2001 e 7 maggio 2001 che integrano il decreto 26 gennaio 2000:

- il primo, oltre a prorogare al 31 dicembre 2001 il termine previsto dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000 per la rideterminazione, da parte dell'Autorità, degli oneri nucleari da riconoscere per il triennio 2002-2004, stabilisce che la medesima quantifichi gli importi da corrispondere al consorzio SICN per il secondo bimestre 2001;
- il secondo, recante indirizzi strategici e operativi alla Sogin, dispone la disattivazione accelerata di tutti gli impianti elettronucleari dismessi entro venti anni, fino al rilascio incondizionato dei siti di ubicazione.

Con delibera 27 giugno 2001, n. 146, l'Autorità ha quantificato, ai sensi del decreto ministeriale 17 aprile 2001, gli importi da corrispondere per l'anno 2001, a titolo provvisorio e salvo conguaglio, per la copertura dei costi delle attività svolte dal consorzio SICN; in tale direzione, l'Autorità ha disposto l'adeguamento della componente A2 della tariffa elettrica da un valore medio nazionale di 0,6 lire/kWh, già stabilito con la delibera 24 febbraio 2000, n. 39, a 1,0 lire/kWh (rispettivamente pari a 0,031 e 0,052 centesimi di euro/kWh). Con delibera 23 aprile 2002, n. 71, l'Autorità ha anche rideterminato gli oneri nucleari da riconoscere alla Sogin e al consorzio SICN per il triennio 2002-2004. La delibera contiene anche raccomandazioni specifiche atte a garantire criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste. Le determinazioni dell'Autorità, comunicate al Ministro delle attività produttive e al Ministro dell'economia e delle finanze (ai sensi dell'art. 9, comma 2, ultimo periodo, del decreto ministeriale 26 gennaio 2000), divengono operative 60 giorni dopo la comunicazione, salvo diverse indicazioni dei ministri medesimi.

#### Incentivi a fonti assimilate e rinnovabili

Le disposizioni contenute nel decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000 comportano una variazione sia delle modalità di determinazione del maggior onere, cui dà luogo la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate, sia della ripartizione dello stesso onere tra i soggetti tenuti al ritiro di detta energia e i consumatori finali.

Il maggior onere di cui sopra, oggetto di incentivazione a norma del provvedimento CIP n. 6/92, viene finanziato attraverso un apposito conto istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Esso è alimentato dalla componente tariffaria A3 e dal gettito proveniente dall'estrazione della cosiddetta "rendita idroelettrica", stabilita dal decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000.

L'assegnazione tramite procedura concorsuale ha portato a un prezzo di vendita inferiore a quello all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Per raccogliere le risorse necessarie a pagare quanto dovuto agli impianti regolamentati dal provvedimento CIP n. 6/92, si è dovuta conseguentemente aumentare la componente tariffaria A3. Mentre della riduzione del prezzo di vendita beneficia direttamente il cliente idoneo che acquista energia secondo il provvedimento CIP n. 6/92, partecipando alla procedura concorsuale, l'aumento della componente tariffaria A3 va a gravare su tutti i clienti, sia del mercato libero sia di quello vincolato.

**Stranded cost e rendita idroelettrica**

L'apertura alla concorrenza dell'attività di generazione di energia elettrica modifica, in maniera sostanziale, le prospettive di ricavo delle imprese produttrici-distributrici, rendendo in alcuni casi impossibile l'integrale recupero di costi sostenuti prima della liberalizzazione per lo sviluppo del parco di generazione. D'altro canto, la liberalizzazione del mercato può generare plusvalenze: è questo il caso, per esempio, della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

La materia è stata oggetto di intervento governativo che con il citato decreto ministeriale 26 gennaio 2000, ha incluso tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico i costi sostenuti per l'attività di generazione non recuperabili a seguito della liberalizzazione, o *stranded cost*, e la compensazione della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (o rendita idroelettrica).

Il decreto ministeriale 26 gennaio 2000 è stato successivamente modificato e integrato con il decreto ministeriale 17 aprile 2001 che, anche in considerazione della proposta dell'Autorità, sottoposta formalmente al Governo con la delibera 22 marzo 2001, n. 67, ha chiarito le modalità di applicazione del meccanismo degli *stranded cost* in caso di cessione degli impianti. Il decreto ministeriale ha inoltre imposto che l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili per gli impianti originariamente nella titolarità di un'impresa produttrice-distributtrice non possa essere superiore all'ammontare riconosciuto all'impresa in assenza di cessione degli impianti. Sempre lo stesso decreto ha previsto pure che la quantificazione dei costi non recuperabili fosse effettuata per ciascun impianto di generazione delle imprese produttrici-distributrici, a esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dai quali è estratta la rendita idroelettrica<sup>7</sup>.

L'Autorità, con delibera 25 maggio 2001, n. 114, ha pertanto definito le modalità di quantificazione dei parametri necessari al calcolo dei costi non recuperabili e in particolare: le modalità di calcolo relative alla determinazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale per gli anni 2000 e 2001; le modalità di calcolo dei costi variabili riconosciuti per gli impianti ammessi al meccanismo; il livello dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi fissi di impianto; le modalità di aggiornamento del livello dei relativi parametri. Con riferimento alla determinazione dell'ammontare dei ricavi riconosciuti a copertura dei costi fissi di impianto, l'Autorità ha fissato:

<sup>6</sup> Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale* del 30 aprile 2001.

- il livello base dei parametri per i ricavi riconosciuti per gli impianti ammessi al meccanismo dei costi non recuperabili della società Elettrogen (delibera 25 maggio 2001, n. 115);
- il livello base dei parametri per i ricavi riconosciuti e il livello relativo all'aggiornamento per l'anno 2001, per gli impianti ammessi al meccanismo dei costi non recuperabili della società Eurogen (delibera 30 ottobre 2001, n. 244).

### Ricerca e sviluppo

Nel corso dell'anno 2000 era stato instaurato un regime transitorio, decreto ministeriale 26 gennaio 2000, per il finanziamento dei progetti di ricerca di interesse generale per il sistema elettrico e per l'innovazione tecnologica, che prevedeva l'assegnazione alla società Cesi S.p.A. delle risorse di un fondo costituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico e alimentato dalla componente A5 della tariffa elettrica. Il regime transitorio sopra detto è stato esteso all'anno 2001, con il decreto ministeriale 17 aprile 2001, sino all'entrata in operatività di un nuovo sistema, basato sulla selezione dei progetti di ricerca e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2001. Le risorse del citato fondo sono assegnate, a titolo di acconto e salvo conguaglio, in esito alle verifiche sui singoli progetti di ricerca di sistema condotti dal Cesi, a copertura dei costi dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento.

Nel biennio 2000-2001 risultavano eseguiti dal Cesi, o in corso di perfezionamento, circa 20 progetti di ricerca di sistema, articolati in più o meno 60 sottoprogetti, per cui era richiesta l'ammissione al finanziamento del fondo. I risultati sono stati documentati e saranno resi disponibili all'utenza italiana con modalità in corso di definizione.

Conformemente a quanto disposto dal citato decreto ministeriale, e con riferimento al solo suddetto periodo transitorio, l'assegnazione al Cesi delle risorse del fondo è determinata sulla base di verifiche svolte dall'Autorità, che ha anche il compito di fissare:

- le modalità di presentazione dei progetti di ricerca predisposti dal Cesi per la copertura parziale o totale, a carico del fondo, dei relativi costi sostenuti;
- i criteri da adottare per la verifica dei predetti progetti di ricerca.

Con delibera 11 luglio 2001, n. 158, l'Autorità ha fissato le modalità di presentazione dei progetti e i criteri per la verifica dei medesimi; ciò con riferimento alle caratteristiche fondamentali della ricerca di sistema che, in un assetto liberalizzato del settore elettrico e per sua natura, necessita di un regime di maggior tutela. Quest'ultimo è improntato a logiche di armonizzazione delle esigenze di breve termine, tipiche di assetti di mercato, con gli obiettivi

strategici di lungo termine, tipici della ricerca di carattere sistemico e di interesse generale per il settore elettrico.

Infine, con delibera 4 aprile 2002, n. 55, l'Autorità ha specificato le modalità di conduzione delle istruttorie per l'ammissibilità delle verifiche di avanzamento dei singoli progetti di ricerca, stabilendo che le istruttorie vengano curate attraverso la collaborazione di esperti nominati, coordinati e supportati, sul piano operativo e logistico, dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico anche mediante il ricorso a istituzioni o ad Amministrazioni pubbliche competenti nell'ambito della ricerca di sistema del settore dell'energia elettrica.

**Modalità di finanziamento** Il finanziamento degli oneri generali è garantito da apposite componenti tariffarie, le cosiddette componenti tariffarie A, fissate dall'Autorità. Esse adeguano i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi. L'attuale disciplina del Testo integrato prevede le seguenti componenti:

- componente tariffaria A2, per la copertura dei costi connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dimesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti;
- componente tariffaria A3, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- componente tariffaria A4, per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
- componente tariffaria A5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca di sistema;
- componente tariffaria A6, per la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione;
- componente tariffaria A7, per la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici.

Il gettito derivante dall'applicazione di tali componenti è gestito mediante la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Gli esercenti il servizio di trasporto le versano, a scadenze prestabilite in relazione al servizio di trasporto di energia elettrica erogato nel bimestre, gli importi determinati dall'applicazione delle componenti tariffarie A.



## LA MISURA

Il servizio di misura dell'energia elettrica è attualmente disciplinato, in via transitoria, dagli art. da 28 a 33 del Testo integrato. Per un periodo temporaneo, si è ritenuto opportuno che tale servizio per i clienti finali continui a essere svolto dall'impresa esercente il trasporto, cioè dal soggetto che pratica le opzioni tariffarie al cliente. Inoltre, per ragioni di gradualità nel passaggio dal regime in esclusiva a quello in cui, probabilmente, una molteplicità di soggetti potrà esercitare il servizio di misura, si è preferito coprire i costi attraverso una specifica componente inclusa nei corrispettivi per il servizio di trasporto, oltre che stabilire disposizioni di carattere transitorio atte a consentire continuità e certezza nell'esercizio di tale servizio. In particolare, si è inteso identificare i soggetti responsabili del servizio di misura, articolato nelle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature, e di rilevazione e registrazione delle misure, stabilendo che il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

- con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia da tali punti;
- con riferimento ai punti di immissione relativi a un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
- con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
- con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

Il soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

- con riferimento ai punti di prelievo, l'esercente il servizio di trasporto dell'energia elettrica per i clienti finali che prelevano l'energia da tali punti;
- con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
- con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
- con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

## SEPARAZIONE CONTABILE E AMMINISTRATIVA DELLE IMPRESE ELETTRICHE VERTICALMENTE INTEGRATE

Con la delibera 21 dicembre 2001, n. 310, l'Autorità ha proceduto a una parziale revisione delle direttive in materia di separazione contabile e amministrativa fissate con la delibera 11 maggio 1999, n. 61.

La revisione è stata condotta nell'intento di:

- adeguare le direttive al mutato contesto strutturale e regolatorio;
- armonizzare le direttive per i soggetti operanti nel settore elettrico con quelle previste per i soggetti operanti nel settore del gas;
- semplificare alcuni degli obblighi previsti dalla delibera n. 61/99.

Le direttive in materia di separazione contabile e amministrativa costituiscono un importante elemento del quadro regolatorio. Esse favoriscono la predisposizione di una base informativa trasparente e omogenea, necessaria ai fini sia della regolazione tariffaria nei mercati che mantengono caratteristiche di monopolio, sia della vigilanza nei mercati che sono invece destinati a evoluzioni di tipo concorrenziale. Tali informazioni risultano di particolare rilievo soprattutto nella delicata fase di avvio dei processi di liberalizzazione.

Le suddette direttive riguardano i soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica. Rientrano in questo ambito sia i soggetti già attivi, quali i produttori di energia elettrica, gli autoproduttori, il Gestore della rete, i distributori, i venditori per il mercato libero e per quello vincolato, sia i soggetti che si avviano a diventare operativi, quali il Gestore del mercato e l'Acquirente Unico. È prevista in generale un'esenzione per i piccoli operatori.

L'adeguamento al mutato contesto strutturale e regolatorio ha comportato una ridefinizione delle attività e una diversa articolazione delle informazioni di dettaglio, in particolare delle poste economiche relative ai ricavi. Tra le attività è stata inserita anche la misura, per la quale, non sussistendo le caratteristiche di monopolio naturale, non è da escludere uno sviluppo in senso concorrenziale. Nell'ottica dell'armonizzazione con le disposizioni in via di implementazione, per i soggetti operanti nel settore gas sono state riviste: le norme previste in materia di rilevazione dei costi e dei ricavi dei cosiddetti servizi comuni e dei loro criteri di attribuzione; le norme relative alle attribuzioni di oneri e proventi finanziari e imposte dirette; le norme riferite alle transazioni nell'ambito di uno stesso soggetto giuridico.

Sul piano della semplificazione si è concessa alla generalità delle imprese una maggiore flessibilità nell'organizzazione contabile e sono state introdotte

norme specifiche per le imprese elettriche minori. Tali soggetti rientrano nel campo di applicazione della direttiva, nonostante la loro dimensione, per le esigenze connesse con le determinazioni delle specifiche aliquote di integrazione tariffaria.

## 4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

### MERCATI LIBERALIZZATI, MERCATI IN MONOPOLIO, TRANSIZIONE

Nell'anno in corso si concluderà la transizione del mercato del gas dal monopolio alla concorrenza fra più operatori. Dall'1 gennaio 2003 la vendita di gas ai clienti finali del servizio, siano essi industriali o civili, sarà completamente liberalizzata. A partire da quella data la distinzione fra clienti idonei e clienti vincolati sarà superata e tutti i clienti finali godranno dell'opportunità di approvvigionarsi presso il fornitore di gas che proporrà l'offerta economicamente più vantaggiosa. La realizzazione di condizioni di effettiva concorrenza richiederà tuttavia tempi più lunghi. La data del 2003 non potrà infatti segnare la fine del monopolio in tutte le fasi che costituiscono la filiera del gas naturale. Le caratteristiche dei servizi a rete sono tali da richiedere una pluralità di misure di regolamentazione economica e tecnica dei segmenti caratterizzati da monopolio naturale, ovvero di tutte le attività legate alla rete, al fine di poter rendere effettiva la concorrenza in quelli in cui questa è strutturalmente possibile.

A livello locale non tutti i consumatori finali avranno l'opportunità di scegliere fra più venditori di gas, dato che, almeno inizialmente, in diversi mercati continuerà a operare un'unica impresa nelle fasi di vendita e distribuzione. Il segmento della filiera del gas che si trova appena a monte della vendita, cioè la distribuzione di gas naturale, è destinato a subire ancora le conseguenze economiche del monopolio. In questo segmento esistono infatti condizioni di monopolio naturale locale, essendo antieconomica la duplicazione delle reti all'interno degli ambiti in cui si estendono le economie di scala. In tali condizioni la contendibilità del mercato fra più operatori può essere assicurata soltanto se gli enti locali, titolari del servizio pubblico di distribuzione, si impegnano a mettere periodicamente all'asta il diritto di servire il mercato, in modo che le imprese ottengano l'affidamento temporaneo, per quanto prolungato, del servizio.

I tempi previsti dal decreto legislativo del 23 maggio 2000, n. 164, per l'avvio delle prime gare per l'affidamento del servizio di distribuzione, sono ancora piuttosto lontani; inoltre, la recente riforma dei servizi pubblici locali, contenuta nell'art. 35 della legge finanziaria per il 2002 (legge 28 dicembre 2001, n. 448), pur ribadendo il principio della concorrenza nel mercato, rinvia nel tempo la fine dell'affidamento in monopolio del servizio agli attuali operatori. Il medesimo articolo provvede altresì a sancire il principio della separazione fra gestione della rete e gestione del servizio, cardine fondamentale del processo di liberalizzazione: ma individua anche alcune eccezioni che potrebbero attenuarne la portata, pur facendo salve le norme specifiche per il settore del gas contenute nel decreto legislativo n. 164/00.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in base alle sue competenze, è intervenuta con un provvedimento sulla separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) delle attività che si trovano a valle della filiera del gas, allo scopo di individuare le attività di pertinenza della distribuzione del gas e quelle di stretta pertinenza della vendita. Inoltre, poiché molte aziende dedite alla fornitura locale sono impegnate anche nella prestazione di altri servizi pubblici (servizi idrici, raccolta e smaltimento dei rifiuti solidi urbani ecc.), vengono dettate norme relative alla separazione contabile fra i vari tipi di servizio per accentuare la trasparenza e scoraggiare i sussidi incrociati. La predisposizione di norme chiare relative sia alla separazione verticale (cioè nell'ambito della filiera del gas), sia a quella orizzontale (cioè fra più filiere in cui è impegnata la stessa impresa di distribuzione) è un presupposto essenziale per riconoscere i costi effettivi delle singole attività e realizzare concretamente la liberalizzazione del mercato.

Stante il rinvio delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione e tenuto conto che anche dopo la loro realizzazione il monopolio temporaneo del servizio resterà in capo all'operatore che si sarà aggiudicato il servizio, risulta fondamentale l'attività di regolamentazione delle tariffe di distribuzione su cui l'Autorità è intervenuta con la delibera 28 dicembre 2000, n. 237. Esse offrono l'unica opportunità di riduzione delle rendite di monopolio in questo segmento della filiera. Le incertezze create dal contenzioso amministrativo fra l'Autorità e alcune imprese che detengono il monopolio locale non fa che procrastinare i tempi necessari per ottenere i guadagni di efficienza produttiva e allocativa che costituivano l'obiettivo della delibera n. 237/00.

Nella vendita all'ingrosso di gas naturale, invece, opera ormai un nutrito numero di imprese, così come nel segmento dell'importazione di gas dall'estero. Per quelle che commercializzano gas all'ingrosso, la questione fondamentale riguarda l'accesso alle infrastrutture essenziali (la rete di trasporto) a cui devono ricorrere per poter effettuare la compravendita di gas naturale. Tali infrastrutture appartengono quasi interamente a imprese controllate dal gruppo Eni S.p.A. La regolazione dell'accesso alle infrastrutture essenziali è un aspetto molto delicato, specialmente in una fase di transizione, dato che le decisioni in merito alle regole e ai costi dell'accesso sono in grado di condizionare l'assetto concreto del mercato negli anni a venire.

Le regole per il trasporto di gas sulla rete nazionale dei metanodotti in alta e in media pressione assumono un ruolo di primaria importanza nella promozione della concorrenza soprattutto in presenza di vincoli in termini di capacità sui grandi metanodotti di importazione.

Con la delibera 30 maggio 2001 n. 120, l'Autorità ne ha dettate alcune per l'ac-

cesso alla rete di importazione e trasporto del gas; a esse si aggiungeranno i Codici di trasporto, per i quali è terminata la consultazione con tutti gli operatori interessati. Nei prossimi anni, i vincoli di capacità sulle interconnessioni con l'estero potranno essere parzialmente superate anche grazie all'espansione delle capacità di importazione di gas naturale liquefatto (Gnl) da parte di operatori concorrenti a quello dominante. A questo proposito, l'Autorità ha disposto che all'importatore che sostenga il costo di investimenti in nuovi terminali di rigassificazione (oppure in potenziamenti degli esistenti) sia concessa per un congruo numero di anni la priorità di accesso agli stessi. Vengono così contemporaneamente incentivati sia l'ampliamento delle capacità di offerta, sia l'ingresso di nuovi operatori sul mercato. Anche le tariffe di trasporto del gas, disciplinate dall'Autorità nel corso del 2001, sono disegnate in modo tale da stimolare l'operatore dominante a incrementare i flussi di gas trasportati da terzi, così da favorire la liberalizzazione.

Lo stoccaggio di gas naturale riveste un ruolo strategico per la liberalizzazione del mercato. Infatti, la disponibilità di stoccaggio di modulazione è indispensabile per i venditori che devono servire il mercato degli usi civili, caratterizzato da un'elevata variabilità stagionale della domanda. L'offerta di stoccaggio per soddisfare tale esigenza è comunque subordinata alla disponibilità di capacità, dopo che le disponibilità fruibili siano state destinate soprattutto allo stoccaggio minerario e alla riserva strategica (costituita al fine di fronteggiare i rischi di interruzione delle forniture provenienti da paesi al di fuori dell'Unione europea).

La capacità di stoccaggio, al pari di quella di trasporto, è oggi detenuta quasi integralmente (98 per cento) da un'unica impresa appartenente al gruppo Eni. Essa si configura quindi come attività monopolistica, sebbene limiti al potere di mercato derivino dall'esistenza di sostituti allo stoccaggio di modulazione, quali i contratti industriali interrompibili e il ricorso al gas destinato alla produzione termoelettrica.

L'attività di stoccaggio si svolge sulla base di concessioni ventennali rinnovabili da parte dello Stato. L'entrata di altri operatori sul mercato è subordinata all'esito della procedura di affidamento di nuove concessioni da parte del Ministero delle attività produttive, relative a giacimenti di produzione in corso di esaurimento. Tenuto conto dei tempi di completamento di tale procedura e di quelli relativi alla messa in opera di nuovi giacimenti, lo stoccaggio di gas naturale è un'attività attualmente esercitata in monopolio legale e destinata a rimanere tale ancora per diversi anni.

Il carattere strategico che riveste tale attività rende assai rilevante la regolamentazione dell'accesso e delle tariffe, stabilita nei primi mesi del 2002

dall'Autorità. Essa, con una delibera che reca al riguardo alcune disposizioni urgenti e transitorie, ha precisato l'entità dei corrispettivi annuali necessari per ottenere disponibilità di spazio e disponibilità di punta giornaliera, nonché quella dei corrispettivi variabili per l'energia iniettata ed erogata dai giacimenti. Allo scopo di incentivare lo sviluppo di tale attività, l'Autorità ha lasciato libertà tariffaria agli operatori residuali del mercato e a tutte le imprese che investono in nuovi campi di stoccaggio a partire dal primo periodo di regolazione. Lo sviluppo delle imprese di stoccaggio è stato anche incentivato derogando al principio della tariffa regolata per quanto riguarda i servizi speciali auspicando la crescita dell'offerta da parte degli operatori e prevedendo uno sviluppo nella loro richiesta da parte dei venditori. Inoltre, è stato avviato il processo di consultazione relativamente all'accesso agli stoccaggi, così da poter definire prossimamente regole e priorità nei Codici di stoccaggio.

## APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

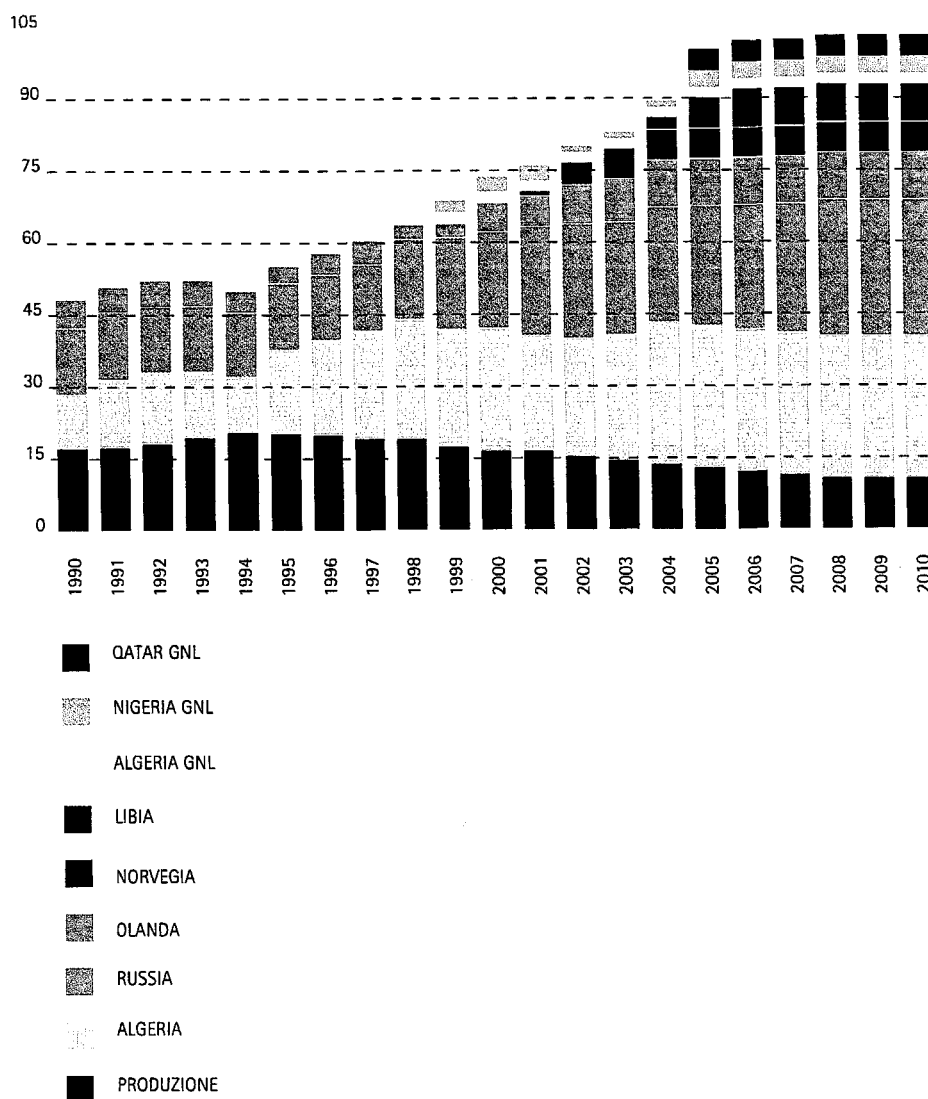
### Struttura del mercato della produzione e dell'approvvigionamento

Il mercato dell'approvvigionamento del gas naturale è formato da due segmenti che si distinguono per la collocazione geografica delle fonti: la produzione nazionale e le importazioni. Così definiti, essi risultano molto differenziati, tanto sotto l'aspetto della sicurezza, quanto sotto quello economico. La produzione nazionale copre circa il 24 per cento del fabbisogno annuo e risulta in declino, sia in termini assoluti sia in termini relativi, rispetto a esso. In questo primo segmento è presente un operatore dominante, l'Eni, con l'88 per cento della produzione totale nel 2001. Il secondo operatore, Edison S.p.A., produce gran parte del gas rimanente, con il 12 per cento della produzione totale. Le riserve certe ammontano complessivamente a circa 215 Gmc, e corrispondono a 13 anni di produzione, agli attuali livelli. L'apporto dei giacimenti della Val D'Agri, avviata dal consorzio Eni-Enterprise Oil Italiana dopo la conclusione di complessi negoziati con le istituzioni locali e regionali, contribuirà a rallentare il declino, ma non ad arrestarlo. Per altri giacimenti, il cui sfruttamento avrebbe ulteriormente contenuto la riduzione della quota di produzione nazionale sul fabbisogno complessivo, come quelli individuati in Alto Adriatico (con riserve certe per circa 29 Gmc), l'estrazione non risulta ancora possibile a causa dell'insorgere di preoccupazioni sull'impatto ambientale connesso alle attività di estrazione.

Il secondo segmento, quello delle importazioni, copre la massima parte del fabbisogno (poco meno dell'80 per cento), e risulta in aumento, sia in termini assoluti, sia in termini relativi (Fig. 4.1). Si prevede, infatti, che nel 2005 le importazioni soddisfino l'88 per cento del fabbisogno totale e nel 2010 il 90 per cento circa.

FIG. 4.1 ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE E DELLE IMPORTAZIONI DI GAS NATURALE IN ITALIA DAL 1990 AL 2010

Previsione basata sui contratti stipulati sino al 2001



Fonte: Elaborazioni su dati comunicati all'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00.