

Sezione 2

**CONCORRENZA E REGOLAZIONE
NEI SETTORI ENERGETICI**

**STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE ELETTRICO**

**STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE
DEL SETTORE DEL GAS NATURALE**

**OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO,
QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI**

**INDAGINI, VIGILANZA, CONTROLLI
E SANZIONI NEI SETTORI REGOLATI**

PAGINA BIANCA

3. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

EVOLUZIONE DEL SETTORE

Con l'avvio della borsa elettrica nell'aprile 2004 è stato compiuto un passo fondamentale verso la realizzazione del mercato come previsto dall'art. 5 del decreto 16 marzo 1999, n. 79.

Con l'1 gennaio 2005 la borsa elettrica è stata completata con la partecipazione attiva della domanda, vale a dire con l'espressione da parte dei consumatori o di loro delegati delle quantità e dei prezzi d'acquisto dell'energia elettrica.

La transizione a un modello di dispacciamento basato sull'ordine di merito economico, e dunque il ricorso a un criterio di mercato per selezionare gli impianti per la generazione dell'energia elettrica, ha determinato, nel corso del 2004, una maggiore focalizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sull'attività di sorveglianza. Infatti, l'avvio del mercato organizzato ha fatto emergere in modo trasparente i nodi strutturali del settore. Al contempo si è reso necessario tutelare le categorie più deboli dei consumatori dall'esposizione a una eccessiva volatilità del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica. Le principali aree di intervento dell'Autorità sono riconducibili a due percorsi che appaiono oggi ancora distinti ma che dovranno trovare la loro sintesi nella realizzazione di un mercato concorrenziale.

Da un lato ritroviamo l'attività di regolazione *ex ante*, con l'introduzione di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica, e l'attività di monitoraggio *ex post* del mercato stesso. Gli elementi "visibili" di dette attività continuative dell'Autorità si sono concretizzati nell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore, condotta congiuntamente con l'Antitrust, nonché nell'apertura di due istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi in borsa nel giugno 2004 e nel gennaio 2005.

Dall'altro, le azioni dell'Autorità sono riconducibili a interventi di regolazione mirati a trasferire in tariffa, nel rispetto delle regole del mercato, gli impatti conseguenti a un'allarmante dinamica dei prezzi internazionali dei combustibili – il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio nel 2004 di 38,2 \$/barile, poi salito a 47,6 \$/barile nel primo trimestre 2005 – in presenza di un ancora limitato livello di concorrenzialità sul lato dell'offerta.

Queste ultime azioni sono state indirizzate prevalentemente alla regolazione del mercato vincolato dove i provvedimenti adottati dall'Autorità e dal Ministero delle attività produttive hanno permesso alla società Acquirente Unico S.p.A. di differenziare i propri approvvigionamenti tramite una molteplicità di contratti, bilaterali fisici, per differenza, CIP6 e *import*, che hanno ridotto a poco meno del 20 per cento, nel periodo aprile-dicembre 2004, gli acquisti allo scoperto nella borsa elettrica.

Le suddette misure, congiuntamente al riconoscimento in tariffa di un costo di approvvigionamento stimato su base annua, hanno permesso di tutelare le fasce più deboli della clientela dal rischio di volatilità dei prezzi di borsa.

Per quanto riguarda il segmento dei clienti idonei, l'Autorità ha introdotto una serie di misure finalizzate alla copertura del rischio di congestione nell'utilizzo della rete di trasmissione nazionale e delle interconnessioni con l'estero. Questi strumenti consentono di "sterilizzare" parzialmente gli effetti sul prezzo finale del rischio prezzo associato alle congestioni di rete.

I provvedimenti di copertura si accompagnano alla regolazione delle cessioni di energia CIP6, per il 2005 interamente realizzata dal Ministero delle attività produttive, che vede l'assegnazione di bande CIP6 con criterio pro-quota a un costo fisso pari a 50€/MWh.

Le azioni sopra descritte, tuttavia, devono essere ricondotte a un quadro compatibile con il processo di completamento del mercato elettrico e non a una risoluzione amministrativa dei difetti dovuti alle criticità strutturali. Giova a tale proposito ricordare che i gestori di reti confinanti con l'Italia hanno adottato approcci diversi nell'allocazione della capacità di interconnessione mentre sarebbe auspicabile uno sforzo maggiore per la condivisione a livello comunitario di un criterio armonizzato di gestione delle interconnessioni, quale prerequisito per la transizione a un mercato europeo dell'energia elettrica.

Sul fronte della generazione di energia elettrica, il 2004 ha visto un incremento della capacità produttiva sia grazie al completamento dei lavori di riconversione di centrali esistenti, sia per la messa in esercizio di nuovi impianti.

La disponibilità per gli operatori elettrici di ulteriore capacità produttiva è un passaggio indispensabile per garantire una maggiore concorrenza nell'offerta soprattutto una volta constatato che il processo di dismissione di impianti di produzione, attivato dal decreto di liberalizzazione n. 79/99, non ha portato a risultati soddisfacenti nello sviluppo di una concorrenza effettiva nel mercato.

Il processo di rinnovamento del parco impianti nazionale, che interesserà nel periodo 2005-2007 circa 15.000 MW, prevalentemente localizzati al Nord e pari al 21 per cento dell'attuale capacità disponibile, sarà solo parzialmente in grado di controbilanciare il potere di mercato dell'operatore dominante nella fissazione del prezzo dell'energia elettrica. L'attuale struttura di produzione vede l'ex monopolista con una quota di potenza efficiente netta produttiva superiore al 55 per cento del parco nazionale e con la quasi totalità degli impianti di punta nonché di una rilevante quota degli impianti di *mid merit*. Una simile struttura dell'offerta, pur differente nelle diverse zone del paese, garantisce all'operatore dominante un notevole vantaggio competitivo per la copertura di gran parte del fabbisogno orario. Nel febbraio 2005 è stata pubblicata l'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, condotta congiuntamente con

l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'indagine si è concentrata sul mercato all'ingrosso nel 2004. In particolare, nel segmento dell'offerta di energia elettrica, sono state confermate le gravi criticità riconducibili all'esistenza di un operatore dominante in grado di esercitare un elevato potere di mercato e dunque una forte influenza nella determinazione dei prezzi, sostanzialmente in tutto il paese.

Le principali linee d'intervento proposte nelle conclusioni dell'indagine sono finalizzate a disciplinare le offerte di vendita in modo da ripristinare condizioni di mercato competitive, e a disincentivare strategie di sottrazione della capacità produttiva dal mercato al fine di condizionarne il prezzo.

Accanto a queste soluzioni di tipo regolatorio sono stati auspicati interventi orientati all'insediamento, da parte di soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi impianti di produzione, soprattutto in zone a oggi deficitarie d'offerta, e tali da sviluppare la rete di trasmissione nazionale, riducendo al minimo i rischi di congestione interzonale e favorendo lo sviluppo delle linee di interconnessione con l'estero, anche tramite la realizzazione di "linee dirette".

Proprio sul fronte della trasmissione nel 2004 si è completato il quadro normativo già delineato dalla legge del 27 ottobre 2003, n. 290, volto all'unificazione proprietaria e gestionale della rete di trasmissione.

Tale proposta consente il riaccorpamento, entro il 31 ottobre 2005, della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale in capo a un unico soggetto, con esclusione delle attività commerciali e delle partecipazioni che l'attuale società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) detiene nella società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) e nell'Acquirente Unico.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004 ha introdotto tetti proprietari per limitare le quote di partecipazione delle società elettriche nella nuova società di trasmissione in modo che l'unificazione rappresenti un'operazione di razionalizzazione della rete di trasmissione e non un ostacolo all'ingresso di nuovi operatori. Questa operazione è motivata da un'aspettativa di maggior efficacia nelle attività di programmazione dello sviluppo della rete, nel finanziamento delle nuove infrastrutture e nella conseguente realizzazione dei lavori.

Sul versante della vendita dell'energia elettrica, con il 1° luglio 2004 per effetto della Direttiva europea 2003/54/CE si possono avvalere dell'idoneità tutti i consumatori non domestici.

L'apertura del mercato nel settore della vendita che, sempre per effetto della normativa europea, riguarderà anche i clienti domestici a partire dal 2007, rappresenta un passo altrettanto importante quanto l'apertura del mercato sul lato dell'offerta nel processo di liberalizzazione del settore elettrico. Tuttavia l'apertura quasi completa della domanda ha sofferto, nel 2004, di una limitata con-

correnza sul fronte della generazione.

A fronte di una domanda potenziale del settore idoneo pari a circa l'80 per cento dei consumi nazionali (al netto degli autoconsumi), al 31 dicembre 2004 i clienti idonei risultavano aver esercitato il diritto all'idoneità per una quota inferiore al 50 per cento, ovvero per 127,8 TWh. Tale dato evidenzia che i piccoli consumatori hanno aderito al mercato libero per una quota pari a circa il 60 per cento del potenziale.

Accanto a ciò si è assistito a una rivitalizzazione del mercato vincolato grazie all'introduzione da parte di alcuni operatori di una pluralità di opzioni tariffarie ritagliate per adeguare i consumi dei clienti finali ai segnali di prezzo orario del mercato elettrico attraverso tariffe bi-orarie, per piccoli consumatori e per seconde case.

Domanda e offerta nel 2004

Il bilancio degli operatori elettrici, riportato nella tavola 3.1, riassume il ruolo svolto dalle principali categorie di operatori nella determinazione dei flussi di energia elettrica dalle fasi della generazione e dell'importazione, fino a quelle della vendita e del consumo finale. Esso ha la funzione di permettere una visione d'insieme dell'intero mercato dell'energia elettrica, visione che viene persa nell'analisi dettagliata sviluppata nel seguito del presente capitolo con riferimento alle varie parti del sistema.

I cambiamenti intercorsi nell'organizzazione del mercato, nella struttura e nella proprietà delle imprese hanno suggerito una sostanziale revisione della struttura del bilancio. La radicale trasformazione dell'industria elettrica europea avvenuta negli ultimi anni, nonché i mutamenti in corso e previsti nel prossimo futuro sia in Italia sia nel resto dell'Unione europea, richiedono di dare risalto alla dimensione delle imprese più che alla loro proprietà e origine nazionale. Inoltre, con la avvio della borsa elettrica nel 2004 è diventato operativo l'Acquirente Unico.

Come per gli anni passati, per operatore si intende l'insieme delle società di generazione e *trading* appartenenti allo stesso gruppo di controllo. Pertanto, l'operatore Enel S.p.A. raggruppa i grossisti Enel Trade S.p.A. ed Enel Energia S.p.A. assieme ai produttori Enel Produzione S.p.A. ed Enel Green Power S.p.A. Analogamente, i produttori con generazione maggiore di 10 TWh includono, oltre alle varie società di produzione (Edison S.p.A., Endesa Italia S.p.A. ed Edipower S.p.A.), anche i grossisti associati a queste imprese. I grossisti indipendenti non hanno legami societari diretti con le imprese di produzione nazionale ma in molti casi risultano collegati con produttori esteri; tra questi si distin-

guono EGL Italia S.p.A., Atel Energia S.r.L. ed EdF Energia Italia S.r.L.

Con l'avvio della borsa elettrica è necessariamente cambiata la struttura per attività esercitata. La principale novità nel bilancio riguarda l'introduzione della struttura delle attività di compravendita tra operatori nazionali. Oltre agli acquisti da produttori e grossisti in base a contratti bilaterali e quelli dalla borsa elettrica, il bilancio evidenzia le assegnazioni di energia CIP6 assieme ad altre partite gestite dal GRTN e i trasferimenti in *tolling*. I principali beneficiari di questi ultimi sono società azioniste di Edipower (principalmente Aem Milano S.p.A., Aem Torino S.p.A. e Atel) che figurano tra i produttori e i grossisti di media grandezza (1-10 TWh). Più in basso, oltre alle importazioni distinte tra assegnazioni del GRTN e dei gestori esteri, viene evidenziata la distribuzione tra operatori delle vendite all'Acquirente Unico e in borsa e le cessioni di produzione incentivata (CIP6, miniidro ed eccedenze) al GRTN nonché le vendite ad altri grossisti e produttori in base a contratti bilaterali.

Il bilancio cerca di rappresentare il più fedelmente possibile anche l'andamento dei consumi finali nel corso del 2004, differenziando tra autoconsumi degli autoproduttori, mercato vincolato e mercato libero, distinto per principali classi di consumo. Come noto, nei primi tre mesi dell'anno ha continuato a funzionare il meccanismo dello STOVE che ha coinvolto la produzione dell'Enel e delle tre ex GenCo. Per semplicità il bilancio evidenzia le forniture al mercato vincolato come se venissero effettuate direttamente da queste società e dall'Acquirente Unico, mentre notoriamente tale funzione è svolta dai gestori delle reti.

Il bilancio permette di apprezzare il diverso peso delle varie tipologie di acquisto e vendita; per esempio, con riferimento al ruolo della borsa elettrica rispetto ai contratti bilaterali o alle cessioni e assegnazioni di energia incentivata tra le varie categorie di operatori. Tuttavia, data la specificazione per categorie che aggregano più produttori e grossisti, occorre molta cautela nella lettura e interpretazione del bilancio. I dati riportati includono, oltre alle transazioni tra diverse categorie di operatori, anche quelle tra operatori compresi all'interno della stessa categoria con il risultato di ingigantire le quantità complessive che risultano dalle semplici sommatorie. È evidente, per esempio, che i totali degli acquisti e delle cessioni includono anche le rivendite, mentre i trasferimenti netti prima delle perdite non possono essere calcolati in via diretta dalle voci precedenti, ma richiedono di entrare nel dettaglio delle transazioni tra singoli operatori.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.1 BILANCIO DEGLI OPERATORI ELETTRICI NEL 2004

TWh

	PRODUTTORI				ACQUIRENTE UNICO	GROSSISTI INDIPENDENTI			TOTALE
	ENEL	> 10 TWH	1-10 TWH	< 1 TWH		> 10 TWH	1-10 TWH	< 1 TWH	
Produzione nazionale netta^(A)	125,9	81,6	56,7	22,5	0,0	0,0	0,0	0,0	286,6
Acquisti da operatori nazionali	36,7	31,0	56,3	17,6	110,2	13,5	62,0	13,8	341,2
Da produttori	21,6	10,7	18,0	6,0	29,2	1,6	10,0	1,1	98,3
Da grossisti	9,1	18,1	14,1	9,4	1,1	5,9	28,9	8,9	95,5
Dalla Borsa elettrica	1,4	0,0	1,5	0,6	62,6	0,1	2,0	1,0	69,2
Dal GRTN ^(B)	4,4	2,2	8,7	0,8	17,3	5,9	14,8	2,7	56,7
Tolling/mandato e altro	0,1	0,0	14,1	0,7	0,0	0,0	6,3	0,2	21,4
Importazioni nette^(C)	4,5	1,0	4,9	1,8	15,6	1,8	13,6	2,3	45,6
Assegnate dal GRTN	4,2	0,9	3,4	1,0	15,6	1,2	6,9	1,3	34,5
Assegnate dai Gestori esteri	0,3	0,2	1,6	0,7	0,0	0,6	6,7	1,0	11,1
Cessioni ad altri operatori	123,6	94,1	66,6	11,8	125,8	0,1	31,5	5,3	458,8
Acquirente unico	22,3	2,7	2,6	0,4	0,0	0,0	2,0	0,3	30,3
Borsa elettrica	47,6	7,0	10,1	0,5	0,0	0,1	1,6	0,3	67,3
GRTN	18,5	21,3	20,6	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	65,6
Grossisti e produttori	35,4	63,1	33,2	5,6	0,0	0,0	27,8	4,7	169,8
Distributori ^(D)	18,3	6,7	0,9	0,0	125,8	0,0	0,0	0,0	151,7
Energia destinata ai pompaggi	10,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3
Generata in proprio	2,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8
Acquistata sul mercato	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5
Trasferimenti netti	-91,7	-60,9	-16,5	-8,0	136,1	11,1	23,7	6,3	0,0
Perdite^(E)	8,9	5,7	4,2	1,7	1,1	0,1	0,9	0,2	22,7
Vendite e consumi finali	19,6	16,0	40,8	14,6	150,7	12,7	36,4	8,5	299,3
Autoconsumi per usi finali	0,0	0,7	10,1	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
Vendite a clienti finali	19,6	15,3	30,7	6,0	150,7	12,7	36,4	8,5	279,8
Mercato vincolato ^(F)	0,0	0,0	0,0	0,0	150,7	0,0	0,0	0,0	150,7
Mercato libero	19,6	15,3	30,7	6,0	0,0	12,7	36,4	8,5	129,1
< 50 Mwh	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	1,5	0,3	2,2
50-500 MWh	0,6	0,3	1,3	0,7	0,0	0,1	3,2	0,6	6,7
500-5.000 MWh	2,6	4,3	7,9	2,1	0,0	0,6	9,4	2,2	29,0
5.000-50.000 MWh	4,1	5,3	12,3	2,3	0,0	2,9	11,5	3,8	42,1
> 50.000 MWh	12,2	5,4	9,2	0,7	0,0	9,2	10,8	1,6	49,2

(A) Include i pompaggi.

(B) Acquisti dal GRTN di energia incentivata da parte di clienti idonei finali inclusa negli acquisti dei grossisti.

(C) Le importazioni dirette dei clienti finali incluse nella categoria dei produttori con < 1 TWh in quanto praticamente tutti autoproduttori.

(D) Le vendite dai produttori ai distributori riguardano i primi 3 mesi dell'anno in cui ha continuato a funzionare il meccanismo dello STOVE.

(E) Le perdite vengono attribuite agli operatori in funzione dell'entità della produzione e delle importazioni.

(F) Le vendite finali al mercato vincolato sono attribuite all'Acquirente unico anche se effettuate attraverso i gestori delle reti di distribuzione.

Fonte: Elaborazione di AEEG delle dichiarazioni degli operatori e sulla Banca dati dei clienti idonei. La produzione nazionale netta include i pompaggi. I trasferimenti comprendono: l'energia da impianti CIP 6; le cessioni delle bande di capacità di importazione e gli scambi. I dati riportati possono differire da quelli presentati in altre tabelle per via della diversa origine.

APPROVVIGIONAMENTO: PRODUZIONE NAZIONALE E IMPORTAZIONI

Struttura della produzione nazionale

Nel 2004 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,4 per cento riassorbendo, pertanto, parte del marcato incremento del fabbisogno che si era registrato nel 2003. Nonostante una sostanziale stabilità della domanda, nel 2004 si sono registrate interessanti novità sul lato offerta, sia nella composizione delle fonti di generazione, sia nell'evoluzione del parco impianti per tecnologia e per operatore. La tavola 3.2, pur su dati provvisori, indica un incremento della generazione nazionale del 2,2 per cento, giustificabile con la diminuzione del ricorso alle importazioni che, lo scorso anno, hanno fatto registrare una contrazione di oltre il 10 per cento a seguito di interventi sulla rete di interconnessione da parte del GRTN. L'incremento della produzione nazionale è stato in gran parte soddisfatto da una maggiore generazione di energia idroelettrica i cui volumi di produzione, dopo due anni di siccità, sono ritornati su valori allineati alla media del decennio, da un maggior contributo dell'energia da biomasse e rifiuti, ancorché poco significativo in termini assoluti, e da un forte incremento della generazione eolica. Il contributo di queste ultime fonti è maggiormente evidente se osservato su un periodo più lungo.

Per quanto concerne la generazione termoelettrica, al netto della produzione imputabile a biomasse e rifiuti, si è assistito a una marcata redistribuzione dei contributi per fonti.

Il gas, grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti e al completamento dei lavori di conversione di altri, ha incrementato il proprio contributo percentuale che nel 2004 ha raggiunto il 43,1 per cento della produzione lorda (nel 1997 era pari al 24 per cento). La generazione da carbone è aumentata del 16,5 per cento nel 2004 rispetto al 2003, per effetto di un maggiore impiego dei combustibili solidi in centrali termoelettriche policombustibili. In forte calo, di conseguenza, e come del resto preannunciato da diverso tempo, è stato l'utilizzo di prodotti petroliferi. Il parco impianti nazionale ha prodotto, nel 2004, per la prima volta meno energia elettrica ricorrendo a olio combustibile anziché a carbone. È aumentato il ricorso ad altri combustibili mentre sostanzialmente stabile è stato l'utilizzo degli impianti idroelettrici a pompaggio, stando a significare che i prezzi che si formano sul mercato elettrico a seguito dell'apertura della borsa mantengono un differenziale tra ore di basso e di alto carico sufficiente a permetterne la convenienza economica all'esercizio.

Qualche importante novità è riscontrabile anche nei contributi alla produzione nazionale delle maggiori società di generazione elettrica. Nella figura 3.1, vengono riportate le quote di generazione nel 2004 confrontate con quelle del 2003.

TAV. 3.2 PRODUZIONE LORDA PER FONTE 1997-2004

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Solidi	20.518	23.311	23.812	26.272	31.730	35.446	38.813	45.209
Gas naturale	60.649	70.213	86.217	97.607	95.906	99.413	117.301	129.340
Prodotti petroliferi ^(A)	113.282	107.237	91.286	85.878	75.009	76.997	65.771	44.885
Altri ^(B)	5.600	5.900	5.900	8.800	14.147	15.789	16.406	19.741
Totale termoelettrico	200.049	206.661	207.215	218.557	216.792	227.645	238.291	239.175
Totale pompaggi	4.965	6.232	6.451	6.688	7.117	7.744	7.603	7.493
Idroelettrico	41.599	41.213	45.358	44.204	46.810	39.519	36.674	41.237
Eolico	118	232	402	563	1.178	1.404	1.458	1.832
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	4	5	5
Geotermico	3.905	4.214	4.403	4.705	4.506	4.662	5.341	5.430
Biomassa e rifiuti	820	1.228	1.822	1.906	2.587	3.422	4.493	5.200
Totale rinnovabili	46.448	46.893	51.991	51.384	55.086	49.012	47.971	53.704
Totale	251.462	259.786	265.657	276.629	278.995	284.401	293.865	300.370

(A) Comprende: olio combustibile, orimulsion, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

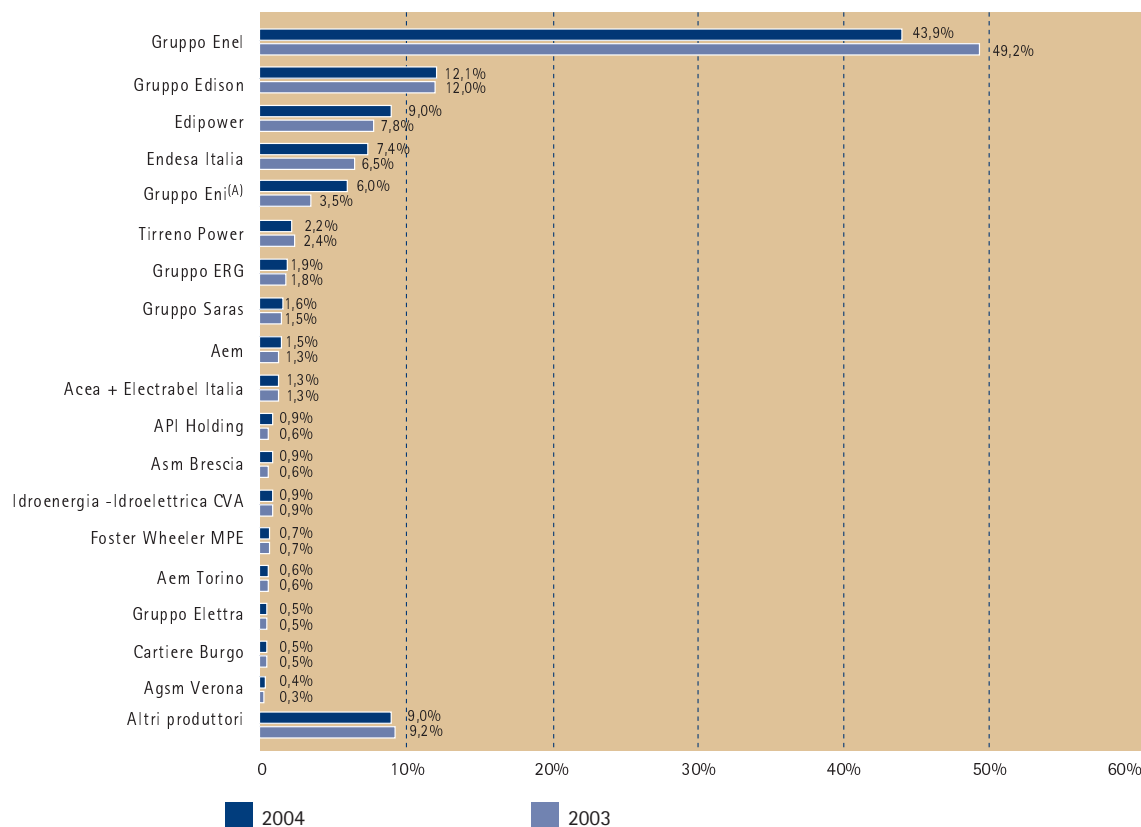
(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRN; per l'anno 2004 stime su dati degli operatori.

Emerge, in maniera abbastanza evidente, una diminuzione della produzione del gruppo Enel (Enel Produzione ed Enel Green Power) a fronte di un generalizzato incremento degli altri principali produttori, in termini sia assoluti, sia percentuali. Le mutate quote di generazione per società, rispetto allo scorso anno, sono da attribuirsi a una serie di fattori tra i quali vale la pena ricordare: il completamento dei lavori di rifacimento e conversione degli impianti nell'ex perimetro Enel, che avevano limitato la generazione nel corso del 2003, la realizzazione di nuovi impianti e il loro posizionamento nell'ordine di merito economico del mercato elettrico, la possibile strategia di prezzo e quantità da parte di Enel, a seguito dell'entrata in operatività della borsa elettrica.

In particolare, per quanto riguarda le società nate dalla dismissione degli impianti Enel, sono da evidenziare gli incrementi alla generazione nazionale di Edipower e di Endesa Italia, il cui parco termoelettrico si sta oramai avviando al completo rinnovamento, mentre per Tirreno Power S.p.A., la cui cessione da Enel è stata finalizzata nel gennaio 2003, si dovrà attendere ancora l'anno prossimo per osservarne il posizionamento in relazione agli altri maggiori operatori nazionali.

FIG. 3.1 **CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE NAZIONALE LORDA**
Confronto 2003-2004, dati in percentuale



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

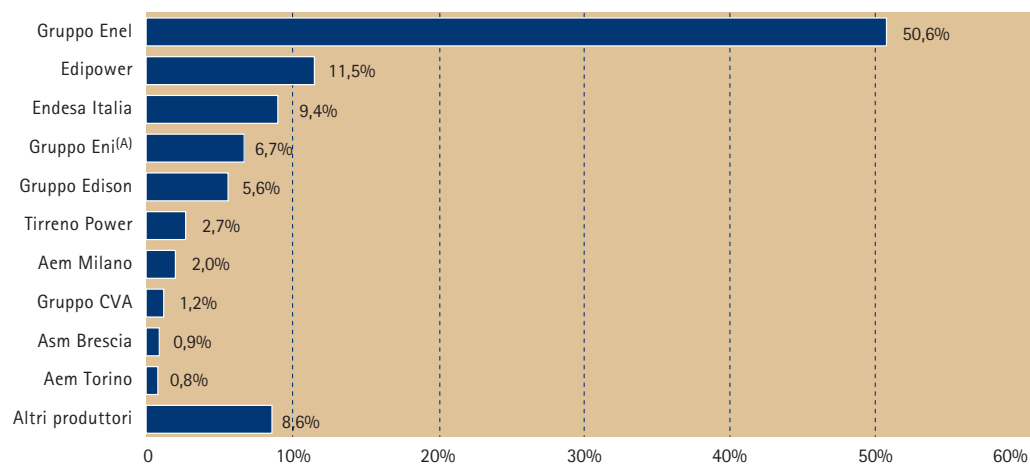
Il gruppo Eni è cresciuto sensibilmente grazie alla realizzazione da parte di Eni Power S.p.A. di nuove centrali elettriche cogenerative. Anche le società municipalizzate hanno incrementato il loro contributo alla generazione nazionale. Sostanzialmente stabile è stato invece l'apporto degli operatori la cui generazione è ceduta, per la maggior parte, tramite convenzioni in CIP6 al GRTN.

La figura 3.2 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo per i maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia ceduta dal GRTN al mercato a seguito dei ritiri obbligati e al netto dell'energia destinata ai pompaggi. Il grafico riporta pertanto il contributo percentuale dell'offerta di energia elettrica ceduta al mercato attraverso contratti bilaterali o tramite la partecipazione alla borsa elettrica nel 2004.

I primi sei gruppi di rilevanza nazionale coprono oltre l'80 per cento della generazione termoelettrica. La tavola 3.3 ne riporta il contributo percentuale nazionale nel dettaglio del combustibile. Le somme per colonna evidenziano come i

FIG. 3.2 **CONTRIBUTO DEI PRINCIPALI OPERATORI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AL CONSUMO**

Dati in percentuale, anno 2004



(A) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 3.3 **CONTRIBUTO DEI PRIMI OPERATORI NAZIONALI ALLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA PER FONTE**

Dati in percentuale, anno 2004

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	71,4	51,5	32,5	0,0
Edipower	4,4	19,6	10,8	0,0
Endesa Italia	13,6	9,2	7,3	0,0
Eni ^(C)	0,0	8,9	9,1	11,2
Edison	0,0	0,0	21,5	24,2
Tirreno Power	9,6	2,4	0,8	0,0
Totale su stima nazionale	99,1	91,5	81,9	35,4

(A) Comprende: olio combustibile, orimulsion, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

(C) Esclusa la divisione Exploration & Production

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

primi sei operatori coprono la quasi totalità della generazione a carbone e la maggior parte della generazione da prodotti petroliferi; la quota di ricorso a gas naturale è pari invece al loro peso nella generazione termoelettrica nazionale mentre l'impiego di altre fonti appare decisamente limitato. La tavola della generazione per fonte rispecchia la struttura del parco impianti che vede i produt-

tori minori e gli autoproduttori maggiormente orientati all'impiego di gas naturale. Infine è possibile notare come l'utilizzo delle cosiddette altre fonti di generazione sia attribuibile in larga parte a numerosi produttori riconducibili a impianti legati ai processi produttivi, spesso accompagnati da convenzioni CIP6 o dedicati all'autoproduzione.

Nel settore delle energie rinnovabili si assiste a una maggiore differenziazione societaria anche se emerge una concentrazione proprietaria per fonte. Il gruppo Enel risulta contribuire alla generazione idroelettrica per oltre il 50 per cento del totale nazionale e detenere la totalità della generazione geotermoelettrica. Nel settore eolico, in forte crescita negli ultimi anni per effetto delle politiche di incentivazione, oltre il 90 per cento della generazione nazionale è concentrato in tre gruppi. Diverso il caso delle biomasse e dei rifiuti il cui utilizzo è maggiormente legato a società di piccole dimensioni o a municipalizzate.

TAV. 3.4 **CONTRIBUTO DEI PRIMI OPERATORI NAZIONALI ALLA GENERAZIONE PER FONTE RINNOVABILE**

Dati in percentuale, anno 2004

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA
Enel Produzione ed Enel Green Power	51,7	100,0	12,9	0,1
Edison	8,3	0,0	22,3	0,6
Gruppo CVA	6,4	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	5,9	0,0	0,9	1,7
Edipower	5,5	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,0	0,0	0,0	0,0
Aem Torino	2,0	0,0	0,0	0,0
Tirreno	0,5	0,0	0,0	0,0
Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	11,0
Gruppo Api	0,0	0,0	0,0	9,0
Eni	0,0	0,0	0,0	2,0
IVPC	0,0	0,0	57,9	0,0
Totale su stima nazionale	84,4	100,0	94,1	24,4

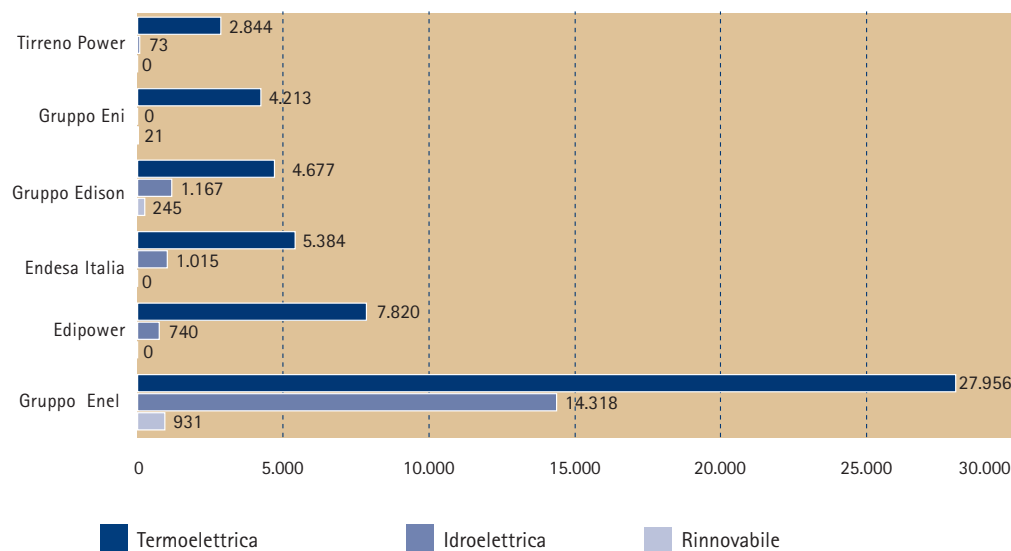
Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

Composizione del parco elettrico

A metà del 2004 la potenza efficiente netta operativa degli impianti di generazione, elencati nel *Registro delle unità di produzione* (RUP) gestito dal GRTN, era pari a circa 70.000 MW, ovvero circa il 90 per cento della capacità installata nel nostro paese. Per gli impianti termoelettrici la potenza operativa censita era pari a 48.631 MW (70 per cento della capacità totale).

Per gli impianti idroelettrici la capacità netta installata era pari a circa 20.000 MW (28,5 per cento della dotazione totale), mentre il parco eolico e geotermico pesava per meno del 2 per cento della potenza complessiva.

FIG. 3.3 **DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ LORDA PER I MAGGIORI GRUPPI**
MW; anno 2004



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

La figura 3.3 illustra la capacità lorda per i maggiori operatori. Enel conserva ancora nel 2004, a conclusione del processo di dismissione, più del 50 per cento della capacità di generazione nazionale.

Evoluzione del parco elettrico Il 2004 ha confermato la tendenza a una redistribuzione dei consumi nell'arco dell'anno con una concentrazione delle ore di alto carico non più solo nel periodo invernale ma anche, pur in presenza di un'estate con temperature miti, nel periodo estivo. Il luglio del 2004 ha fatto registrare il nuovo record di domanda (53.500 MW) rispetto al dicembre 2003 e nuovamente, nel dicembre 2004, la domanda di energia elettrica in Italia ha raggiunto il suo massimo storico con 53.600 MW. Una maggiore domanda nel periodo estivo rispetto al 2003 non ha tuttavia determinato la necessità di interruzioni del servizio. L'entrata in esercizio di nuovi impianti, la maggiore disponibilità degli impianti termoelettrici e la migliore idraulicità degli impianti idroelettrici hanno permesso di soddisfare la domanda di energia elettrica pur a fronte di una minore capacità di importazione e un più alto carico.

Il Ministero della attività produttive, nel periodo 2002-2004, ha rilasciato autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti per una capacità complessiva pari a circa 20.000 MW. Il 40 per cento delle nuove autorizzazioni si concentra al Nord dove è già installato il 53 per cento circa della potenza efficiente netta esistente.

TAV. 3.5 LOCALIZZAZIONE DELLE AUTORIZZAZIONI PER NUOVE CENTRALI TERMOELETTRICHE RILASCIATE NEL PERIODO 2002-2004

ZONE	MW	% SU TOTALE
Nord	7.957	40,3%
Centro-Nord	790	4,0%
Centro-Sud	1.580	8,0%
Sud	5.430	27,5%
Calabria	4.000	20,2%
Totale Italia	19.757	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive, aggiornamento 21 dicembre 2004.

TAV. 3.6 CRESCITA DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NEL BIENNIO 2004-2005

MW

ANNO	POTENZA INSTALLATA A FINE ANNO	NUOVI IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE ENTRO LA FINE DELL'ANNO	INCREMENTO CAPACITÀ PRODUTTIVA PER REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIETALIZZAZIONI	DISMISSIONI	ENTRATE NETTE
2003	78.250				
2004	80.092	1.390	1.058	- 606	1.842
2005	84.993	4.190	1.312	- 601	4.901
2004-2005		5.580	2.370	- 1.207	6.743

Fonte: Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica AEEG, AGCM.

Secondo i dati del GRTN nel biennio 2004-2005 la capacità installata, al netto delle dismissioni, dovrebbe aumentare di poco meno di 7.000 MW.

Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW, per oltre il 60 per cento localizzata nella zona nord.

Un terzo dell'aumento di capacità disponibile è ascrivibile a impianti appartenenti all'ex perimetro Enel, ovvero sia gli impianti confluiti in Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power e gli impianti di Enel Produzione, un altro terzo è relativo agli impianti di EniPower.

L'incremento della capacità installata e, soprattutto, della capacità disponibile dovrebbe tuttavia garantire un adeguato margine di riserva operativa nei prossimi anni anche nell'ipotesi di una crescita della domanda superiore al tasso medio annuo ipotizzato dal GRTN pari al 2,7 per cento.

TAV. 3.7 CRESCITA DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA NEL PERIODO 2004-2007

MW

ANNO	POTENZA DISPONIBILE A FINE ANNO	NUOVI IMPIANTI ENTRATI IN FUNZIONE ENTRO LA FINE DELL'ANNO	ENTRATE IMPIANTI DOPO REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIENTALIZZAZIONI	USCITE PER DISMISSIONI, REPOWERING, RICONVERSIONI, AMBIENTALIZZAZIONI	ENTRATE NETTE
2003	68.456				
2004	69.520	1.390	2.556	2.882	1.064
2005	73.722	4.921	2.680	3.399	4.202
2006	79.566	2.430	3.700	286	5.844
2007	83.195	1.135	2.724	230	3.629
2004-2007		9.876	11.660	6.797	14.739

Fonte: Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica AEEG, AGCM.

TAV. 3.8 AUMENTO NETTO DELLA POTENZA EFFICIENTE NETTA OPERATIVA PER OPERATORE NEL PERIODO 2004-2007

MW

OPERATORE	POTENZA
SET	380
Aem MI	380
Aem TO	380
Asm BS	380
Atel ACTV	50
Edipower	2.244
Edison	2.640
Electrabel Italia	375
Endesa Italia	1.095
Enel Produzione	443
EniPower	4.430
Energy Molise	750
Tirreno Power	1.191
Totale operatori	14.739

Fonte: Elaborazioni e stime AEEG su dati GR TN.