GENERAZIONE E IMPORTAZIONE

Struttura del mercato della produzione nazionale

La struttura della produzione nazionale di energia elettrica è caratterizzata da due aspetti fondamentali: in primo luogo, nonostante il compimento, nel periodo 2001-2003, delle dismissioni della capacità produttiva dell'Enel, prevista dall'art. 8 del decreto legislativo n. 79/99, si riscontra tuttora la presenza di un operatore dominante la cui quota di generazione rimane attorno al 50 per cento della produzione destinata al consumo; in secondo luogo si rileva che una quota importante della produzione nazionale, oltre il 20 per cento, proviene da impianti sotto incentivazione, quasi tutti CIP6, la cui energia è ritirata dal Grtn, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

Tale struttura dovrebbe comunque subire una evoluzione nei prossimi anni, a seguito sia dei piani di conversione a ciclo combinato degli impianti delle società di produzione cedute dall'Enel (già previsti dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 4 agosto 1999), sia delle previste realizzazioni di nuove centrali di produzione sul territorio italiano, da parte di operatori nazionali ed esteri.

Per quanto riguarda il 2002, la produzione nazionale ha risposto solo in parte all'incremento del fabbisogno elettrico, che è stato soddisfatto con un ulteriore aumento delle importazioni.

A fronte della crescita della domanda di energia elettrica dell'1,8 per cento rispetto al 2001, con una richiesta sulla rete nazionale stimata a 310 400 GWh, la produzione nazionale di energia elettrica nel 2002 è aumentata dell'1,6 per cento, mentre le importazioni hanno fatto registrare un incremento del 4,6 per cento.

Nel dettaglio della generazione nazionale la produzione da impianti termoelettrici è salita del 4,8 per cento; il contributo dei derivati petroliferi è cresciuto dell'8 per cento rispetto al 2001, assestandosi a 18,3 Mtep; il gas naturale è incrementato del 2,5 per cento per un totale di 18,5 Mtep; in forte crescita anche i combustibili solidi, con un aumento percentuale dell'8,4 per cento e un contributo alla generazione elettrica pari a 9,2 Mtep. Sul fronte delle energie rinnovabili la generazione geotermica ha conseguito una generazione superiore del 3,4 per cento rispetto allo scorso anno, mentre sia la produzione idroelettrica sia la generazione eolica hanno registrato una contrazione rispettivamente del 10,9 per cento e del 5,3 per cento.

Il 2002 ha visto un ulteriore avvicinamento della punta di domanda estiva a quella invernale. La prima si è infatti assestata a 50 974 MW, in aumento del 4,8 per cento rispetto all'anno precedente, la seconda a 52 590 MW con un incremento contenuto all'1,2 per cento rispetto al 2001. Il fabbisogno nelle ore

TAV. 4.3 **PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA IN ITALIA PER FONTE 1997-2002**

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002(A)
Solidi	20 518	23 311	23 812	26 272	31 730	35 800
Gas naturale	60 649	70 213	86 217	97 607	95 906	98 800
Prodotti petroliferi	113 282	107 237	91 286	85 878	75 009	76 100
Altri combustibili	5 600	5 900	5 900	8 800	14 200	15 900
Totale termoelettrico (1)	**200 049**	**206 661**	**207 215**	**218 557**	**216 845**	**226 600**
Pompaggi (2)	**4 965**	**6 232**	**6 451**	**6 688**	**7 064**	**7 563**
Idroelettrico	41 599	41 213	45 358	44 204	46 810	40 500
Eolico	118	232	402	563	1 178	1 109
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	6
Geotermico	3 905	4 214	4 403	4 705	4 506	4 700
Biomassa e rifiuti	820	1 228	1 822	1 906	2 587	3 185
Totale rinnovabili (3)	**46 448**	**46 893**	**51 991**	**51 384**	**55 086**	**49 500**
TOTALE (1+2+3)	**251 462**	**259 786**	**265 657**	**276 629**	**278 995**	**283 663**

(A) Valori stimati.

Fonte: Grtn.

di punta è stato coperto per il 12 per cento con il ricorso alle importazioni, con il 62 per cento con l'offerta di impianti termoelettrici, con il 25 per cento con impianti idroelettrici e per il rimanente 1 per cento da impianti geotermici. Anche quest'anno gli aumenti della domanda sono stati più consistenti nel Centro (3 per cento) e nel Sud (2,8 per cento) mentre si sono verificati aumenti più contenuti nelle regioni settentrionali.

Dismissione Interpower

Con la cessione di Interpower si è completato, nel gennaio 2003, il processo di dismissione della capacità produttiva dell'Enel, per un totale di 15 000 MW. I suoi effetti sulla concorrenza nel settore potranno tuttavia manifestarsi solo con il completamento dei lavori di conversione a ciclo combinato degli impianti ceduti dall'Enel.

L'ultima Gen.Co., comprendente 2 548 MW di impianti termoelettrici e 63 MW di impianti idroelettrici, è stata acquisita dalla società VOLT S.p.A., partecipata pariteticamente da Acea Electrabel S.p.A. ed Energia Italia S.p.A. Il prezzo di acquisto è ammontato a 551 milioni di euro, al quale deve essere aggiunto il

debito per 323 milioni di euro per arrivare al valore complessivo della cessione pari a 874 milioni di euro.

TAV. 4.4 **I TEMPI DELLA DISMISSIONE, PREZZI E SOCIETÀ ACQUIRENTI DELLE GEN. CO.**

NOME GEN.CO.	*CLOSING DATE*	SOCIETÀ ACQUIRENTE	PREZZO (M€) COMPRENSIVO DEL DEBITO	POTENZA EFFICIENTE NETTA (MW)	NUOVO NOME SOCIETÀ
Elettrogen	Luglio 2001	Endesa 51%, Banco Santander Central Hispanico 34%, Asm Brescia 15%	2 630	5 438 di cui: - 4 424 termo - 1 014 idro	Endesa Italia
Eurogen	Maggio 2002	Edison 40%, Aem Milano 13,4%, Aem Torino 13,3%, Atel 13,3%, Unicredito Italiano 10%, Interbanca 5%, Royal Bank of Scotland 5%	3 700	7 008 di cui: - 6 242 termo - 766 idro	Edipower
Interpower	Gennaio 2003	Acea Electrabel 50%, Energia Italia 50%	874	2 611 di cui: - 2 548 termo - 63 idro	Tirreno Power

Energia Italia al momento dell'acquisizione di Interpower risultava partecipata per il 62 per cento da Energia S.p.A., una società a sua volta controllata al 74 per cento da Cir e partecipata al 26 per cento da Verbund, per l'11 per cento da Hera, per l'11 per cento dall'Amga S.p.A. di Genova, per l'8 per cento dalla Monte Paschi e per il rimanente 8 per cento da Bnl. La *holding* Acea Electrabel è il risultato della *joint venture*, siglata nel dicembre 2002, tra Acea S.p.A. e la società belga Electrabel.

La società acquirente ha di seguito modificato il nome di Interpower in Tirreno Power, con riferimento alla localizzazione sul Mare Tirreno dei quatto impianti che la compongono: Napoli Levante, Civitavecchia Sud, Genova e Vado Ligure.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, *Approvazione del piano per le cessioni degli impianti Enel S.p.A.*, individuava gli impianti che Enel avrebbe ceduto entro il 2003. In base a quest'articolo, infatti, proprio a decorrere dall'1 gennaio nessun soggetto avrebbe potuto produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica in Italia.

Lo stesso decreto, contestualmente al riconoscimento degli impianti attribuiti alle Gen.Co., riportava l'elenco degli impianti convertibili a ciclo combinato insieme a un'ipotesi di programma di trasformazione e allo stato delle procedure autorizzative necessarie alla partenza dei lavori.

Tali programmi risultano in alcuni casi modificati sia nei tempi sia nel tipo di conversione proposto nei piani industriali delle società acquirenti.

TAV. 4.5 **STATO DEI PROGRAMMI DI RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI APPARTENENTI ALLE GEN.CO.**

SOCIETÀ E IMPIANTI	POTENZA IN MW AL 1999	CONVERSIONI A CCGT NEL DPCM	STATO DI AVANZAMENTO PROCEDURA AMMINISTRATIVA O LAVORI	COMBUSTIBILE		COMPLETAMENTO LAVORI
				PRIMA	DOPO	
Eurogen/Edipower						
S. Filippo Mela	1194 quattro gruppi	–	Lavori di ambientalizzazione	Olio combustibile	Olio combustibile	
Brindisi Nord	1181 quattro gruppi	1200 MW	Modifica per riavvio esercizio			
Chivasso	376 due gruppi	800 MW tre gruppi	Autorizzazione rilasciata nel marzo 2001	Carbone, olio combustibile	Gas	Giugno 2004
Piacenza	624 due gruppi	660 MW	Emissione bandi di gara per realizzazione progetto	Olio combustibile	Gas	
Sermide	1210 quattro gruppi	1200 MW		Olio combustibile e gas	Gas	Giugno 2004 per due gruppi
Turbigo	1657 quattro gruppi	–				
Elettrogen/Endesa						
Monfalcone	921 quattro gruppi	800 MW	Richiesta di autorizzazione ottobre 2002 per impiego di carbone su quattro gruppi (anziché conversione a CCGT)	Carbone, olio combustibile	Carbone	
Ostiglia	1251 quattro gruppi	1200 MW	Autorizzazione concessa agosto 2000	Olio combustibile	Gas	Tre gruppi entro fine 2003; per il quarto gruppo è stato richiesto il rinvio dei lavori per garantire la sicurezza
Fiume Santo	–		Siglato accordo con autorità locali per l'impiego del carbone nei quattro gruppi	Carbone e *orimulsion*	Carbone	Dal luglio 2003 è previsto l'impiego di carbone in tutti i quattro gruppi
Tavazzano	1200 quattro gruppi	1200 MW	Autorizzazione concessa nel 2002 e successiva modifica	Olio combustibile	Gas	Tre gruppi entro il 2005 in sostituzione di due gruppi
Trapani				Gasolio e gas		
Interpower						
Napoli Levante	411 tre gruppi	400 MW	Non ancora richiesta autorizzazione; VIA necessaria	Olio combustibile	Gas	
Torrevaldaliga Sud	937 quattro gruppi	1200 MW	Esonero VIA, autorizzazione del 2001, lavori già iniziati	Olio combustibile e gas	Gas	
Vado Ligure	1200 quattro gruppi	800 MW	Autorizzazione concessa nel 2002	Olio combustibile e carbone	Gas e carbone	*Repowering* di due gruppi a gas; due gruppi a carbone funzionano alternativamente

Fonte: Stime dell'Autorità da articoli di stampa.

La tavola 4.5 riporta lo stato delle conversioni come approvato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999, lo stato di avanzamento delle procedure autorizzative e dei lavori di conversione, nonché le eventuali modifiche rispetto al piano originario.

Autorizzazioni

Il processo di autorizzazione per la realizzazione di nuove centrali da parte del Ministero delle attività produttive è un tassello fondamentale per il progredire dell'apertura del mercato a nuovi operatori. La normativa per il rilascio delle autorizzazioni è stata modificata nel 2002, nel tentativo di accelerare il processo, anche se, spesso, nella pratica, i progetti riscontrano ritardi nelle concessioni a livello locale. Il ministero, con le modalità previste dalla nuova procedura introdotta dal decreto 9 aprile 2002, n. 55 (il cosiddetto "decreto sblocca centrali" successivamente integrato dalla legge 17 aprile 2003, n. 83), e a conclusione dei procedimenti avviati prima di esso, ha rilasciato sinora numerose nuove autorizzazioni.

I progetti autorizzati riguardano a volte modifiche d'impianto, ma nella maggior parte dei casi la costruzione a nuovo di centrali elettriche, in particolare con la tecnologia a ciclo combinato.

A maggio 2003 il Ministero delle attività produttive aveva rilasciato autorizza-

TAV. 4.6 **AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL MINISTERO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE AL MAGGIO 2003**

REGIONE	NUMERO CENTRALI	MWe	MWt
Lombardia	3 nuove centrali; una trasformazione a ciclo combinato	1 690	3 005
Piemonte	1 nuova centrale	250	470
Friuli V.G.	1 nuova centrale	800	1 500
Liguria	1 trasformazione a ciclo combinato		
Emilia Romagna	2 nuove centrali	1 585	2 770
Toscana	1 modifica per adeguamento ambientale		
Puglia	3 nuove centrali; una modifica per riavvio esercizio	1 920	3 550
Molise	1 nuova centrale	750	1 300
Campania	1 nuova centrale	780	1 340
Calabria	2 nuove centrali	1 600	2 760
Totale Italia	**14 nuove centrali, 2 trasformazioni a ciclo combinato, 1 modifica per riavvio esercizio, 1 modifica per adeguamento ambientale**	**9 375**	**16 740**

Fonte: Ministero delle attività produttive.

zioni per 18 centrali termoelettriche, di cui 14, pari a 9 375 MWe, prevedono la costruzione di nuovi impianti a ciclo combinato e 4 la modifica per conversione, ambientalizzazione o riavvio esercizio di impianti esistenti (Tav. 4.6).

Nel Nord Italia le autorizzazioni sono riferite a 7 nuove centrali, pari a una potenza di 4 325 MWe, e 2 trasformazioni a ciclo combinato; nel Centro Italia le autorizzazioni riguardano una modifica per adeguamento ambientale; nel Sud Italia le autorizzazioni sono per 8 centrali nuove per 5 050 MWe e una modifica per riavvio esercizio.

Vi sono, inoltre, richieste pendenti presso il Ministero delle attività produttive per il rilascio di autorizzazioni per ulteriori 39 013 MWe (Tav. 4.7).

Il completamento delle riconversioni delle centrali delle Gen.Co. (Tav. 4.5) e la messa in funzione delle centrali autorizzate (Tav. 4.6) e in fase di autorizzazione (Tav. 4.7) dovrebbero permettere, nei prossimi anni, una maggiore concorrenza sul lato dell'offerta.

TAV. 4.7 **RICHIESTE DI AUTORIZZAZIONE DI NUOVE CENTRALI AL MAGGIO 2003**

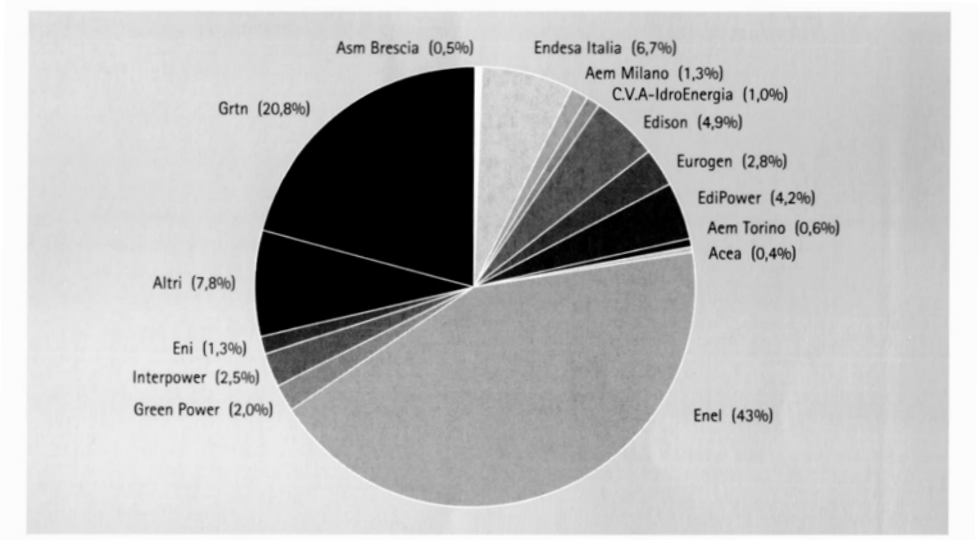
Richieste depositate presso il Ministero delle attività produttive

REGIONE	NUMERO CENTRALI	MWe	MWt
Piemonte	9	5 872	10 267
Lombardia	10 nuove centrali, una riqualificazione, un ampliamento	5 542	10 075
Veneto	5	2 715	4 810
Friuli V.G.	1 nuova centrale e una modifica	400	750
Liguria	3	2 150	4 120
Emilia Romagna	4 nuove centrali, un ampliamento, una trasformazione	2 345	4 210
Toscana	2	650	1 240
Abruzzo	2	1 178	2 150
Molise	2	1 150	2 034
Umbria	1	800	1 400
Lazio	9 centrali e 2 modifiche	5 596	10 035
Campania	5	3 081	5 501
Puglia	4 nuove centrali, una modifica	2 422	4 275
Calabria	6	3 912	6 996
Basilicata	1	1 200	2 200
Totale Italia		**39 013**	**70 063**

Fonte: Ministero Attività Produttive

A oggi, infatti, il settore dell'offerta rimane fortemente caratterizzato dalla presenza di Enel, contenuta al di sotto del 50 per cento della produzione destinata al consumo (la produzione netta meno la produzione destinata ai pompaggi) solo includendo nel bilancio elettrico l'energia prodotta in impianti CIP6.

FIG. 4.3 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO 2002**

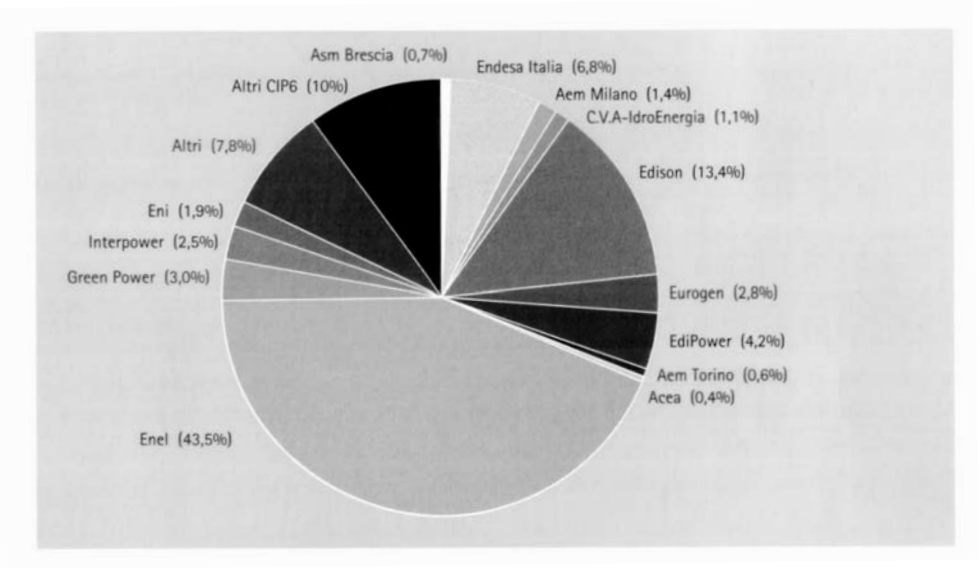


Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

La figura 4.3 riporta le percentuali della produzione destinata al consumo delle maggiori società di generazione italiane. Nel 2002 il gruppo Enel comprensivo di Enel Produzione ed Enel Green Power (oggi integrata in Enel Produzione) ha fornito il 45 per cento del fabbisogno; secondo protagonista del mercato è stato il Grtn che ha immesso nel sistema il 21 per cento dell'energia elettrica consumata, corrispondente a quella ritirata dagli impianti sotto convenzione CIP6; le due Gen.Co. cedute, Eurogen (oggi Edipower) ed Elettrogen S.p.A. (oggi Endesa Italia S.p.A.) hanno generato il 7 per cento ciascuna. Seguono Edison con il 5 per cento, Interpower (nel 2002 ancora parte del gruppo Enel) con il 2 per cento, e le varie municipalizzate.

Attribuendo l'energia CIP6 ai produttori di origine anziché al Grtn, lo scenario muta leggermente, la quota di Enel ed Enel Green Power ammonta al 46,5 per cento, secondo produttore nazionale è Edison con oltre il 13 per cento, seguono le due Gen.Co. rimaste al 7 per cento, Interpower, ed Eni S.p.A. È da notare la forte frammentazione degli impianti CIP6 di cui quasi la metà, pari al 10 per cento della produzione destinata al consumo, è distribuita tra numerosi altri produttori.

FIG. 4.4 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA PRODUZIONE DESTINATA AL CONSUMO 2002 COMPRENSIVO DELLA GENERAZIONE CIP6**



Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

Al netto dell'energia CIP6, ovvero calcolando le percentuali senza includere l'energia elettrica prodotta in impianti CIP6 che non potranno partecipare direttamente alla definizione del prezzo orario nella borsa elettrica, il gruppo Enel copre il 56 per cento del mercato seguito da Endesa Italia ed Edipower con il 9 per cento ciascuna.

Va tuttavia sottolineato che, per parte consistente del 2002, il 21 per cento della capacità di generazione di Endesa Italia e di Edipower non è stato disponibile a causa dell'avvio dei lavori di *repowering*; similmente il 15 per cento circa dalla potenza installata di Enel è stata indisponibile.

TAV. 4.8 **CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE DIVERSE FONTI COMBUSTIBILI NELLE PRIME CINQUE IMPRESE DI GENERAZIONE**

	RINNOVABILI	CARBONE	DERIVATI PETROLIO	GAS NATURALE	ALTRO
Enel[A]	24,5	18,8	29,1	27,5	0,1
Edison	12,6	-	1,8	74,4	11,2
Endesa IT	7,3	13,8	49,1	29,8	-
Edipower[B]	10,6	6,9	43,1	39,4	-
Interpower	3,4	58,2	21,8	16,6	-
Media nazionale	**17,9**	**13,0**	**27,6**	**35,8**	**5,7**

(A) Comprensiva della generazione di Enel Green Power.
(B) Comprensiva della generazione di Eurogen.

Fonte: Elaborazioni dell'Autorità su dati degli operatori.

Il contributo percentuale sul totale della generazione convenzionale è molto differente all'interno delle cinque più grandi società (Tav. 4.8). Il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell'offerta, nella fase di autorizzazione di nuovi impianti, non potrà prescindere dal garantire un equilibrato mix di generazione ai diversi operatori del mercato.

Energia prodotta da impianti sotto incentivazione

L'energia ritirata dal Grtn rappresenta circa il 20 per cento dell'energia elettrica netta prodotta in Italia. Tale energia (Tav. 4.9) viene ritirata dal Grtn agli operatori in base al provvedimento CIP6 o, nel caso si tratti di eccedenze o di energia elettrica prodotta in impianti idroelettrici di potenza inferiore ai 3 MW, secondo i prezzi e le modalità indicate rispettivamente nelle delibere dell'Autorità 28 ottobre 1997, n. 108, e 18 aprile 2002, n. 62.

La generazione di energia elettrica "incentivata" è ammontata nel 2002 a 54 100 GWh, in leggero aumento rispetto ai 53 525 GWh del 2001. In particolare, è cresciuta la generazione sotto convenzione CIP6 e da impianti idroelettrici, la cui cessione è regolata dalla delibera n. 62/02, mentre è drasticamente calata la cessione in qualità di eccedenza disciplinata dalla delibera n. 108/97.

TAV. 4.9 **RITIRI DI ENERGIA DA PARTE DEL GRTN DELLA PRODUZIONE DA IMPIANTI INCENTIVATI E IN ECCEDENZA**

GWh; energia ritirata da produzioni CIP6, mini idro e in eccedenza

	2001	2002
Produzione CIP6	47 153	49 751
Produzione mini idro (delibera n. 62/02)	2 769	2 899
Cessione eccedenza (delibera n. 108/97)	3 603	1 450
Totale	**53 525**	**54 100**

Fonte: Grtn.

L'energia ritirata dal Grtn è stata ceduta per il 29,4 per cento al mercato vincolato al prezzo medio di 5,872 c€/kWh e per il 76,4 per cento al mercato libero, tramite asta, a un prezzo medio di 4,693 c€/kWh (cfr. il paragrafo sulla vendita ai clienti idonei).

La produzione di impianti CIP6 per il 2003 è prevista sugli stessi volumi di energia del 2002, con una leggera diminuzione dei costi determinata dallo scadere degli 8 anni di incentivazione specifica per tecnologia per qualche impianto, e dal permanere delle concessioni di ritiro dell'energia per un periodo superiore agli 8 anni degli stessi impianti.

Il protrarsi delle concessioni CIP6

Il comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, al fine di definire un quadro temporale certo delle realizzazioni degli impianti CIP6, richiedeva ai soggetti beneficiari delle incentivazioni di presentare all'Autorità, entro l'1 aprile 2000, le autorizzazioni degli impianti non ancora in esercizio, evidenziando che il mancato adempimento a tale obbligo avrebbe comportato la decadenza da ogni diritto alle incentivazioni medesime.

L'Autorità, a seguito dell'istruttoria, con la delibera del 27 novembre 2000, n. 175, ha presentato una prima lista di soggetti adempienti all'obbligo, elencando 115 impianti; quindi con delibera del 26 giugno 2001, n. 144, completava la lista con ulteriori 114 impianti, e con delibera del 5 luglio 2001, n. 151, elencava gli impianti che alla scadenza indicata del decreto n. 79/99 non avevano presentato le necessarie autorizzazioni.

A seguito di tali misure, alcune società per le quali l'Autorità aveva deliberato l'esclusione dalle provvidenze previste dal provvedimento CIP6 erano ricorse al Tribunale amministrativo regionale (TAR), per ottenere l'ammissione alle provvidenze medesime. L'Autorità a sua volta ha deciso di ricorrere al Consiglio di Stato nei casi in cui il TAR aveva dato esito positivo ai ricorsi presentati dagli operatori degli impianti esclusi.

Anche al fine di semplificare le numerose vicende legali pendenti, l'art. 34, recante Semplificazione di oneri burocratici in materia di fonti rinnovabili, della legge 12 dicembre 2002, n. 273, Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza, modifica il comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, spostando al 31 dicembre 2002 il termine ultimo per presentare all'Autorità le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti CIP6. Tali autorizzazioni comunque devono risultare concesse, come già prescritto dal decreto legislativo n. 79/99, entro l'1 aprile 2000.

Con delibera del 15 marzo 2003, n. 19, l'Autorità ha aggiornato le delibere del 27 novembre 2000, n. 175, e del 26 giugno 2001, n. 144. La delibera n. 19/03 riporta nell'allegato A gli impianti che, avvalendosi delle prescrizioni dell'art. 34, possono rientrare nell'ambito di applicazione del provvedimento CIP6. Si tratta di 13 impianti per una potenza totale di 51 MW. Per altri 10 impianti, invece, l'Autorità subordina l'adempimento al comma 2, dell'art. 15, del decreto legislativo n. 79/99, come modificato dall'art. 34 della legge n. 273/02, al pronunciamento del Consiglio di Stato.

TAV. 4.10 **QUANTITÀ E PREZZI MEDI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA PARTE DEL GRTN**

TIPO DI INCENTIVAZIONE	GWhRITIRATI NEL 2002	PREZZO MEDIO DI RITIRO c€/kWh	DI CUI COMPONENTE INCENTIVANTE SPECIFICA PER TECNOLOGIA	DI CUI COSTO EVITATO DI IMPIANTO E COMBUSTIBILE
1) Energia CIP6	**49 751**	**9,348**	**2,650**	**6,699**
di cui assimilata	41 216	8,548	1,837	6,711
- di cui impianti esistenti assimilati	6 046	6,841	-	6,841
- di cui impianti nuovi assimilati	35 170	8,904	2,152	6,751
di cui rinnovabile	8 528	13,214	6,582	6,638
- di cui impianti esistenti rinnovabili	746	5,780	0,054	5,726
- di cui impianti nuovi rinnovabili	7 782	13,927	7,209	6,726
2) Eccedenze n. 108/97	**1 450**	**6,996**	**-**	**-**
3) Mini idro n. 62/02	**2 899**	**6,066**	**-**	**-**
Totale (1+2+3)	**54 100**	**9,109**	**-**	**-**

Fonte: Grtn.

Struttura delle importazioni

Le importazioni di energia elettrica sono ulteriormente incrementate nel 2002; il transito di maggiori volumi di energia è stato reso possibile grazie sia all'entrata in esercizio della nuova rete di interconnessione sulla frontiera meridionale con la Grecia sia ai miglioramenti tecnici e gestionali promossi dal Grtn sulla frontiera settentrionale. Lo scadere di contratti di lungo termine di Enel ha, inoltre, determinato un incremento sostanziale della capacità di interconnessione destinata al mercato libero.

La capacità di interconnessione con l'estero sulla frontiera settentrionale risulta essere per l'anno 2003 di 6 400 MW, di cui 5 700 sulla frontiera nord ovest e 600 sulla frontiera nord est, ai quali si devono aggiungere 100 MW sulla frontiera slovena senza garanzia di utilizzo.

Nel 2002 è stato inaugurato l'esercizio commerciale, sulla frontiera meridionale, dell'elettrodotto in corrente continua tra la Puglia e la Grecia per una potenza complessiva di 500 MW. Tale collegamento risulta di importanza strategica per l'integrazione del mercato elettrico del Sud Est Europa con il mercato elettrico europeo continentale.

L'interconnessione sulla frontiera meridionale

L'interconnessione Italia Grecia non solo rappresenta un passo in avanti nel processo di integrazione delle reti transeuropee, in linea con le conclusioni del Consiglio europeo di Barcellona, dove gli Stati membri hanno stabilito di raggiungere entro il 2005 un livello di interconnessione con le reti elettriche pari ad almeno il 10 per cento della capacità di generazione installata, ma anche un'ulteriore opportunità per il mercato elettrico nazionale; esso infatti amplifica le proprie possibilità sia di importazione, estendendo l'offerta di energia elettrica in Italia, sia di esportazione, dal momento che i differenziali di prezzo e di capacità produttive nazionali rendono conveniente l'esportazione verso la Grecia nei mesi estivi.

In base agli accordi sottoscritti tra l'Autorità italiana e la Regulatory Authority for Energy of Greece (RAE; l'Autorità di regolazione della Grecia), ciascuna Autorità stabilisce le regole di assegnazione della capacità di trasporto per il 50 per cento della capacità totale dell'elettrodotto nel periodo compreso tra aprile e dicembre 2003. La capacità disponibile, destinata al mercato libero, è di 500 MW verso la Grecia e di 300 MW verso l'Italia.

Poiché la domanda di importazione in Italia supera la capacità di trasporto disponibile, l'Autorità ha definito un sistema di assegnazione pro quota in analogia ai criteri che regolano l'assegnazione delle bande disponibili sulla frontiera del Nord Italia.

La capacità di importazione, pari a 150 MW, è stata spartita tra 50 operatori, mentre si sono aggiudicati i 250 MW di esportazione 8 società.

La destinazione della capacità sulla frontiera settentrionale è notevolmente cambiata dal 2002 al 2003 in ragione di due circostanze: lo scadere di contratti pluriennali di Enel con gli operatori esteri per una potenza di 600 MW e il miglioramento tecnico e di gestione dell'interconnessione, che ha permesso l'impiego di ulteriori 400 MW.

La capacità di importazione, come stabilita dalla delibera dell'Autorità del 21 novembre 2002, n. 190, modificata dalla delibera del 5 dicembre 2002, n. 200, risulta essere così suddivisa tra le varie realtà del mercato elettrico nel 2003:

- il mercato libero ha a disposizione una potenza di 4 145 MW di cui 1 445 assegnati su base annuale a contratti non interrompibili, 1 200 assegnati su base biennale a contratti interrompibili, 1 500 allocati ai gestori esteri;
- Repubblica di San Marino, Corsica e Stato del Vaticano hanno riservata una potenza complessiva di 155 MW;
- i contratti pluriennali di Enel con gli operatori esteri, la cui energia è destinata al mercato vincolato, ammontano nel 2003 a una potenza di 2 000 MW.

Dal 2007 la capacità impegnata sotto contratti pluriennali è destinata a ridursi a 600 MW, mentre a decorrere dal 2011 non ci saranno più contratti pluriennali in essere;

- i clienti del mercato vincolato beneficiano inoltre di una capacità riservata di 100 MW sulla frontiera settentrionale e di ulteriori 100 MW su quella meridionale.

La tavola 4.11 riporta lo schema di suddivisione della capacità di importazione per paese e per destinazione.

TAV. 4.11 **ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE 2002-2003 SULLA FRONTIERA SETTENTRIONALE**

	FRONTIERA ELETTRICA	ANNO 2002					ANNO 2003				
		F	CH	A	SLO	TOTALE	F	CH	A	SLO	TOTALE
1	Assegnata al mercato libero	2653		220	380	3253	3453		220	480	4153
	di cui:										
	– Interrompibili	500		100		600	950			250	1200
	– Allocati ai gestori esteri	-	1000	110	190	1300	-	1200	110	190	1500
	– Non interrompibili	1153		10	190	1353	1303		10	140	1453
2	Assegnate a San Marino, Corsica, Vaticano	147				147	147				147
3	Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1800	800			2600	1400	600			2000
4	Ulteriore capacità assegnata al mercato vincolato						100				100
	Capacità complessiva (1+2+3+4)	**5400**		**220**	**380**	**6000**	**5700**		**220**	**480**	**6400**

Gli obiettivi dell'Autorità nella promozione della concorrenza dell'offerta

L'elevata concentrazione dell'offerta di energia elettrica riscontrabile sul mercato italiano ha confermato nell'attività regolatoria del 2002 la priorità a individuare ulteriori misure idonee ad aumentare la pluralità dei soggetti operanti sul lato dell'offerta. Nell'attesa dell'avvio della borsa elettrica, del completamento del processo di dismissione degli impianti Enel, del loro ammodernamento e dell'entrata in funzione di altri impianti, è risultato opportuno avanzare proposte finalizzate a favorire l'ingresso di nuovi operatori nel mercato. I due ambiti nei quali l'Autorità ha indirizzato la propria attività sono: l'avanza-

mento di proposte mirate a ridurre il potere di mercato dell'operatore dominante, attraverso l'individuazione di misure aggiuntive al vincolo per un singolo operatore di eccedere il 50 per cento della produzione e della importazione nazionale; la promozione di un sistema di accesso prioritario per gli operatori che incrementino la capacità di interconnessione con l'estero, come misura aggiuntiva all'attuale gestione delle linee di interconnessione che permette, grazie all'allocazione pro quota, un incremento dell'offerta proporzionale alla potenza di interconnessione disponibile al netto dei contratti a lungo termine. A tale proposito, rispondendo alle finalità generali di promozione della concorrenza, l'Autorità ha delineato i possibili interventi in materia attraverso due Documenti per la consultazione, e ha inoltrato, l'11 marzo 2002 e il 13 giugno 2002, due segnalazioni a Governo e Parlamento.
I due Documenti per la consultazione avanzati sono:

- *Proposte per l'adozione di misure urgenti per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero per l'anno 2002* (7 agosto 2001);
- *Inquadramento e proposte per interventi in materia di linee dirette per lo scambio di energia elettrica con l'estero* (27 febbraio 2002).

Il primo Documento era incentrato principalmente sulla disciplina delle importazioni di energia elettrica e sullo strumento dei *Virtual Power Plant* (VPP; cessione di disponibilità di capacità produttiva senza alienazione della proprietà); mentre il secondo verteva sulla disciplina delle cosiddette linee dirette di importazione.

Le importazioni: dal Documento per la consultazione all'attività regolatoria

In materia di importazioni, il Documento per la consultazione del 7 agosto 2001 sottolineava le principali problematiche connesse alla allocazione della capacità di interconnessione con l'estero e ne proponeva il superamento attraverso diversi metodi alternativi di allocazione della capacità di importazione. L'Autorità si impegnava contestualmente a promuovere accordi con le Autorità di regolazione dei paesi confinanti, al fine di pervenire all'allocazione congiunta della capacità di trasporto. Ciò ha condotto, nel corso del 2001, alla sottoscrizione di un accordo, a valere per l'anno 2002, con la *Commission de regulation de l'électricité* (l'Autorità di regolazione della Francia) per la formazione di un'area di libero scambio dell'energia elettrica. In base all'accordo veniva assegnata congiuntamente al Grtn e al *Reseau de transport de l'électricité* (il gestore di rete della Francia) tutta la capacità di trasporto della rete di interconnessione tra l'Italia e la Francia, oltre che la parte della capacità di trasporto della rete di interconnessione tra l'Italia e la Svizzera assegnabile da parte dell'Italia, ovvero, per il 2002, 1 653 MW su 2 653 MW disponibili.

La delibera n. 190/02, e la regolazione delle attività di importazione per l'anno 2003

Con la delibera n. 190/02, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto sulla frontiera settentrionale per il 2003, prevedendo in particolare:

- la conferma per il 2003 della creazione di un'area di libero scambio costituita dalle linee di interconnessione tra l'Italia e la Francia e del 50 per cento delle linee disponibili tra l'Italia e la Svizzera. Per tale capacità è stata confermata l'assegnazione congiunta ai clienti finali con determinati requisiti, effettuata da parte del Grtn e del *Reseau de transport de l'électricité* mediante un metodo di razionamento pro quota;
- l'assegnazione del 50 per cento, mediante un metodo di razionamento pro quota, delle capacità di trasporto sulle reti di interconnessione tra l'Italia e l'Austria e tra l'Italia e la Slovenia;
- la possibilità di richiedere bande di capacità di trasporto per transitare l'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale (importazione e contestuale esportazione dell'energia elettrica importata);
- l'assegnazione coordinata tra Grtn e *Austrian Power Grid* (il gestore di rete dell'Austria) ed *Eles* (il gestore di rete della Slovenia) di eventuali capacità di trasporto su base annuale messe a disposizione, in maniera speculare, dai predetti gestori;
- un meccanismo di negoziazione secondaria, basato su metodi di mercato, per assegnare la capacità di trasporto che si rende disponibile su un orizzonte temporale inferiore all'anno (assegnazione di breve termine).

Nel mese di maggio 2002, a seguito dell'entrata in esercizio del collegamento tra Grecia e Italia, l'Autorità e la RAE hanno sottoscritto un accordo contenente i principi di una procedura congiunta per la gestione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra l'Italia e la Grecia; tale accordo prevede:

- l'assegnazione congiunta da parte del Grtn e di *Hellenic Transmission System Operator* (il gestore di rete della Grecia), mediante un metodo di razionamento pro quota, delle richieste di capacità di trasporto;
- richieste, in misura massima del 35 per cento, della capacità totale di trasporto assegnabile;
- due distinte assegnazioni con riferimento alle due possibili direzioni di scambio dell'energia elettrica (una per le importazioni e una per le esportazioni).

Le procedure di assegnazione dell'anno 2002 hanno risentito del carattere sperimentale che ha accompagnato il primo periodo di esercizio commerciale del collegamento (*Test Operation Period* – TOP). Ciò ha comportato la rivisitazio-

ne dell'accordo sottoscritto nell'anno 2002 dall'Autorità e dalla RAE, al fine di apportare i necessari interventi correttivi per l'assegnazione di capacità di trasporto nel corso dell'anno 2003 (vedi riquadro nelle pagine precedenti).

Sempre in tema di importazioni, l'art. 35 della legge 12 dicembre 2002, n. 273, *Disposizioni in materia di importazioni e fornitura di energia elettrica*, prevede la possibilità di garantire l'allocazione prioritaria delle bande d'importazione per tre tipologie di utenti con particolari requisiti. Le quote di capacità riservate per le assegnazione prioritarie dovranno essere definite con provvedimenti successivi da parte del Ministero delle attività produttive.

Conseguentemente, con l'approvazione di tale articolo, le modalità e le condizioni di allocazione della capacità d'importazione non sono più unicamente di competenza dell'Autorità come prescritto dal comma 2, dell'art. 10 del decreto legislativo n. 79/99.

Ulteriori misure per la promozione della concorrenza: il Documento per la consultazione, le segnalazioni al Governo e al Parlamento

In materia di produzione nazionale, il Documento per la consultazione del 7 agosto 2001 proponeva l'introduzione dei VPP, cioè contratti in base ai quali il proprietario dell'impianto si impegna a renderlo disponibile per la produzione, e la controparte acquista il diritto a formulare l'offerta sul mercato all'ingrosso relativamente all'energia elettrica producibile dal medesimo. Tali contratti hanno il pregio di favorire la pluralità dell'offerta senza indurre variazioni dell'assetto proprietario, consentendo il pieno sfruttamento delle economie di scala presenti nell'attività di generazione e preservando la competitività delle imprese in vista di un mercato concorrenziale europeo.

L'Autorità, rifacendosi ad analoghe esperienze maturate all'estero, in particolare in Francia, in Irlanda e in Canada, suggeriva che l'operatore dominante, ed eventualmente altri soggetti, sottoscrivessero contratti tipo VPP con riferimento a una quota della loro capacità produttiva.

Nel corso del 2002, tuttavia, durante i lavori parlamentari sul disegno di legge AS 1125 di conversione del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante *Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico*, veniva avanzata la possibilità di introdurre un tetto del 50 per cento alla dotazione di potenza installata sul territorio nazionale nella disponibilità di un unico soggetto. L'introduzione di un simile vincolo avrebbe permesso di ridurre la concentrazione della proprietà nel settore della generazione elettrica a un livello più incisivo rispetto a quanto prescritto dal decreto legislativo n. 79/99.

La segnalazione dell'Autorità al Governo e al Parlamento dell'11 marzo 2002, relativa al suddetto disegno di legge, esprimeva pertanto un pieno assenso a tale intervento. L'Autorità contestualmente suggeriva di individuare i circa 5 000 MW di capacità che Enel avrebbe dovuto cedere a terzi in impianti di