

Cogenerazione

La legislazione vigente definisce la cogenerazione come la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia primaria rispetto agli impianti separati (art. 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99).

I benefici previsti per la cogenerazione sono:

- esonero dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh (art. 11, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99);
- precedenza, nell'ambito del dispacciamento, dell'energia elettrica prodotta da cogenerazione rispetto all'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali (art. 11, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99).

L'Autorità, con la deliberazione 19 marzo 2002, n. 42, ha definito le condizioni che la produzione combinata di energia elettrica e calore deve soddisfare per poter ottenere i benefici previsti dalla legislazione vigente. Affinché un impianto sia di cogenerazione, deve innanzitutto soddisfare, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo dell'anno precedente, le soglie minime dei due indici IRE (Indice di risparmio di energia) e LT (Limite termico).

Poiché la deliberazione n. 42/02 ha avuto effetti a partire dall'1 aprile 2002, il primo anno per il quale si dispone di dati a consuntivo riferiti all'intero anno solare è il 2003.

Con riferimento ai dati di esercizio dell'anno 2003, su una produzione netta di circa 69,5 TWh di energia elettrica da impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, circa il 53 per cento (36,5 TWh) è stato qualificato come cogenerativo. Di questo il 64 per cento è riferito a impianti in convenzione CIP6.

Tale dato (36,5 TWh) non è tuttavia rappresentativo di tutta la produzione combinata che soddisfa la definizione di cogenerazione: non comprende infatti parte de-

TAV. 3.9 **ENERGIA ELETTRICA QUALIFICATA COME COGENERATIVA AI SENSI DELLA DELIBERA N. 42/02**

GWh

	PRODUZIONE ELETTRICA
Totale energia cogenerata riportata nei dati statistici del GRTN 2003	69.472
Totale energia qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02, nel 2003	36.529
Di cui in impianti CIP6	23.541
Differenza tra il totale di energia cogenerata ed energia qualificata come cogenerativa ai sensi della delibera n. 42/02	32.943

Fonte: GRTN.

TAV. 3.10 RITIRI OBBLIGATI DEL GRTN

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
CIP6	47.153	49.751	50.351	52.382
<i>di cui assimilata</i>	38.789	41.177	40.722	42.227
<i>di cui rinnovabile</i>	8.365	8.574	9.629	10.155
Minidro delibera n. 62/02	2.769	2.899	2.395	3.064
Eccedenze delibera n. 108/97	3.603	1.450	1.136	1.218
Totale ritiri	53.525	54.100	53.882	56.664

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

TAV. 3.11 DETTAGLIO DEI RITIRI DI ENERGIA DA FONTI ASSIMILATE NEGLI ANNI 2001-2004

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Combustibili di processo, residui o recuperi di energia	15.902	17.100	16.530	17.773
Combustibili fossili	20.054	18.200	17.433	16.408
Totale impianti nuovi	35.956	35.300	33.963	34.181
Impianti esistenti	2.833	5.877	6.759	8.045
Totale	38.789	41.177	40.722	42.226

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

gli autoproduttori o piccoli produttori con produzioni annue minori di 100 GWh, già esonerati dall'obbligo di acquisto dei certificati verdi, e che pertanto non hanno nemmeno presentato domanda al GRTN ai sensi della delibera n. 42/02.

Struttura della produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 per il 2004 è ammontato a 56.664 GWh, pari al 19,8 per cento della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, sono cresciuti del 5,1 per cento rispetto all'anno scorso incrementando, se pur lievemente, il proprio contributo alla generazione nazionale.

TAV. 3.12 **DETTAGLIO DEGLI IMPIANTI RINNOVABILI NUOVI IN CONVENZIONE CIP6 PER GLI ANNI 2001-2004**

GWh

	2001	2002	2003	2004 ^(A)
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW	640	1 362	1 450	1.397
Impianti ad acqua fluente < 3 MW	550	486	394	334
Impianti eolici e geotermici	2.880	3.111	3.847	3.415
Impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU	2.023	2.735	3.656	4.631
Impianti idroelettrici potenziati	735	203	199	234
Totale impianti nuovi	6.828	7.897	9.546	9.219
Impianti esistenti	1 537	677	83	144
Totale ritiri rinnovabili CIP6	8.365	8.574	9.629	10.155

(A) Preconsuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Gli incrementi riscontrabili in tutte le voci di bilancio relative ai ritiri da parte del GRTN sono imputabili a diverse motivazioni.

L'aumento più consistente si è avuto nella generazione assimilata, in particolare negli impianti cosiddetti esistenti, ovvero quelli per i quali è scaduto il periodo di incentivazione specifico ma rimane ancora in essere la convenzione di cessione dell'energia elettrica al GRTN.

Gli aumenti del CIP6 rinnovabile sono, al contrario, imputabili a un forte incremento della produzione per la voce impianti a biomasse e a rifiuti, riconducibile all'entrata in esercizio di nuovi impianti; per le altre voci le differenze rispetto ai livelli di generazione dello scorso anno sono dovute allo scadere delle convenzioni e, nello specifico degli impianti idroelettrici, a una diversa idraulicità del periodo.

I costi totali del CIP6 sono stimabili, pur su dati non ancora a consuntivo, in 2.271 milioni di euro quale risultato della differenza tra i costi di ritiro e i ricavi derivati dalla vendita dell'energia al mercato libero e all'Acquirente Unico (si veda anche il paragrafo sulle opzioni di approvvigionamento del mercato libero), nonché dei ricavi originati dalla cessione dei certificati verdi ai soggetti a obbligo. La diminuzione dei costi di incentivazione del CIP6, grazie alla vendita dei certificati verdi intestati al GRTN, tuttavia, deve essere valutata nella considerazione del fatto che i produttori e gli importatori di energia termoelettrica ingloberanno nei prezzi di offerta di energia elettrica i costi di acquisto di tali certificati. Al bilancio dei ritiri obbligati si devono aggiungere i costi delle eccedenze e quelli del miniidro.

I forti incrementi dei costi del programma CIP6 nel 2004 rispetto all'anno pre-

TAV. 3.13 COSTI TOTALI DEI RITIRI OBBLIGATI NEL 2004 (2003)

Milioni di euro

	TOTALE REMUNERAZIONE AGLI IMPIANTI	TOTALE RICAVI DA CESSIONE		TOTALE COSTO DA RECUPERARE IN TARIFFA
		ENERGIA	CERTIFICATI VERDI	
Impianti assimilati	3.511,4 (3.281,4)	2.145,1 (2.248,3)		1.366,3 (1.033,1)
Impianti rinnovabili	1.510,9 (1.341,9)	515,9 (531,6)	90,3 (163,6)	904,7 (614,0)
Totale CIP6	5.022,3 (4.623,2)	2.661,0 (2.779,9)	90,3 (163,6)	2.271,0 (1.647,0)
Miniidro	194,7	155,6		39,1
Eccedenze	86,3	61,9		24,4
Totale costi/ricavi	5.303,3	2.878,5	90,3	2.334,5

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRTN.

cedente sono riconducibili a una molteplicità di fattori: la maggiore generazione da impianti in convenzione, la rilevante diminuzione del prezzo medio di cessione dell'energia sul mercato, l'aggiornamento annuale delle tariffe CIP6 che prevedono un incremento delle varie componenti, e la diminuzione dei ricavi dalla vendita di certificati. Infatti, nonostante il forte aumento del prezzo di vendita dei certificati verdi del GRTN da 8,51 c€/kWh nel 2003 a 9,73 c€/kWh nel 2004, la loro domanda, ovvero la differenza tra la quota d'obbligo e i volumi di certificati rilasciati a operatori "privati", è diminuita dai 1.973 GWh del 2003 ai 927 GWh del 2004.

L'energia assimilata in CIP6 ha rappresentato nel 2004 il 17,7 per cento della produzione termoelettrica nazionale. Su 42.226 GWh di ritiri da fonti assimilate, 34.181 GWh si riferiscono a impianti "nuovi" che percepiscono una tariffa media di ritiro di 88,17 €/MWh; la quota rimanente, a capo di impianti "esistenti" e dunque non comprensiva della componente incentivante, è stata valorizzata con una tariffa media di 61,85 €/MWh. Tali costi di ritiro devono essere paragonati, come riportato nella tavola 3.14, al prezzo medio di vendita dell'energia CIP6 da parte del GRTN all'Acquirente Unico e al mercato libero pari a 50,80 €/MWh.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili le convenzioni CIP6 ricoprono il 18,9 per cento della generazione rinnovabile. L'incremento dei costi di incentivazione è determinato sia dall'aggiornamento annuale delle tariffe, sia dalla distribuzione per fonte che, per effetto dell'avvicinarsi delle convenzioni, si sta progressivamente spostando a favore degli impianti a biomasse, rifiuti e biogas che percepiscono l'incentivo più elevato.

TAV. 3.14 DETTAGLIO COSTI E QUANTITÀ INCENTIVATE IN CIP6 PER FONTE

	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE DEGLI IMPIANTI (€/MWh)
Fonti assimilate nuove	34.181,3	88,17
<i>Di cui impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia</i>	17.773,0	100,67
<i>Di cui impianti che utilizzano combustibili fossili</i>	16.408,2	74,64
Fonti assimilate esistenti	8.045,4	61,85
Fonti rinnovabili nuove	10.011,4	149,96
<i>Di cui impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente > 3 MW</i>	1.397,4	125,98
<i>Di cui impianti ad acqua fluente < 3 MW</i>	334,2	100,81
<i>Di cui impianti eolici e geotermici</i>	3.415,0	124,86
<i>Di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, RSU</i>	4.630,8	182,29
<i>Di cui impianti idroelettrici potenziati</i>	234,0	90,11
Fonti rinnovabili esistenti	143,9	66,45
Totale impianti CIP6	52.382,0	95,88

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Delibera n. 34/05

La struttura dei ritiri obbligati vede alcune importanti novità nel 2005 per effetto dell'art.13 del decreto 29 dicembre 2003, n. 387 e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239. L'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03, prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta da:

- impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, a eccezione di quella ceduta al GRTN nell'ambito di convenzioni di cessione destinate in essere, fino alla loro scadenza;
- impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, a eccezione di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali già richiamate al precedente alinea, fino alla loro scadenza.

Il comma 41 della legge n. 239/04, oltre a quanto già previsto dal decreto legislativo n. 387/03, dispone che l'Autorità determini, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, anche dell'energia elettrica prodotta:

- da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- ai sensi dell'art. 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze fa fonti rinnovabili e assimilate).

L'opzione di ritiro dell'energia elettrica secondo dette modalità è facoltativa rispetto ad altre opzioni di mercato, quali la cessione in borsa o la stipula di un contratto bilaterale, ed è stata prevista dal legislatore per gli impianti di dimensioni minori (< 10 MVA) o non programmabili non in grado di partecipare al mercato. A oggi non è ancora possibile stimare i volumi di energia che si avvarranno di questa possibilità.

La delibera dell'Autorità del 23 febbraio 2005, n. 34, ha definito le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04.

In particolare per gli impianti rinnovabili e per gli impianti di cogenerazione che soddisfano l'indice di risparmio energetico come definito nella deliberazione n. 42/02, è previsto un riconoscimento pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici (si veda il paragrafo dedicato all'approvvigionamento dell'Acquirente Unico), mentre per gli altri impianti di taglia inferiore ai 10 MVA non rinnovabili né cogenerativi e per le eccedenze da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate nella titolarità di autoproduttori è previsto un prezzo equivalente al parametro Ct, ovvero il costo riconosciuto per i combustibili nella vecchia tariffa amministrata. Per gli impianti non in grado di modulare o programmare la loro produzione, la delibera n. 34/05 ha previsto la possibilità, per i produttori che ne facciano richiesta, di avvalersi di un prezzo di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici medio e non differenziato per fasce orarie.

Infine per i soli impianti rinnovabili di microgenerazione, e al netto delle centrali ibride, di taglia fino a 1 MW è stato previsto un sistema di prezzi minimi garantiti per scaglioni progressivi di produzione, allo scopo di assicurare a tali impianti che permettono lo sviluppo di risorse rinnovabili marginali a fronte di elevate diseconomie di scala, la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività. Per i primi 500.000 kWh prodotti verrà riconosciuta una remunerazione pari a 95 €/MWh, da 500.000 a un milione di kWh 80 €/MWh, da un milione a due milioni di kWh 70 €/MWh, mentre per la generazione eccedente si applicheranno le stesse modalità di ritiro degli altri impianti rinnovabili. La delibera sostituisce il sistema di remunerazione previsto per gli impianti idroelettrici di piccola taglia, ancora in vigore nel 2004, ma non modifica gli altri regimi di incentivazione che rimangono inalterati.

La delibera n. 34/05 ha anche introdotto una serie di semplificazioni ed esenzioni, soprattutto per gli impianti di microgenerazione e alimentati a fonti rin-

novabili. In particolare:

- per gli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, è prevista l'esenzione dalla stipula del contratto di dispacciamento;
- i produttori che richiedono al gestore di rete il ritiro dell'energia elettrica non sono tenuti alla comunicazione dei programmi di immissione;
- all'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04 non si applicano gli oneri di sbilanciamento;
- è prevista l'esenzione dalla applicazione dei corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), totale per gli impianti di potenza fino a 1 MW e graduale per quelli alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 1 MW e fino a 5 MW.

Struttura delle importazioni

Il saldo estero per il 2004 è ammontato a 45.635 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 46.426 GWh e le esportazioni pari a 791 GWh. Rispetto al 2003 il saldo estero è diminuito di oltre il 10 per cento a seguito di una riduzione temporanea della disponibilità delle linee richiesta dal GRTN in attesa della realizzazione di interventi di miglioramento sulle linee di interconnessione. È il secondo anno consecutivo in cui si verifica una riduzione dell'*import* dopo diversi anni di crescita continua.

Le importazioni hanno garantito nel 2004 la copertura del 14,4 per cento del fabbisogno nazionale di energia elettrica contro il 16,1 per cento dell'anno precedente.

Nel marzo 2005, è entrata in funzione la linea di interconnessione San Fiorano-Robbia, che ha determinato un incremento di circa 1.000 MW della potenza disponibile sulla frontiera con la Svizzera. Rimane ancora non pienamente utilizzabile, e limitato a 100 MW, per la mancata ultimazione di infrastrutture in territorio italiano, il cavo di interconnessione con la Grecia ultimato nel 2002.

Nei primi mesi del 2005, sia per effetto dell'entrata in esercizio della nuova linea di interconnessione sia per il completamento dei lavori di miglioramento delle linee, le importazioni sono incrementate di circa il 10 per cento rispetto ai primi mesi del 2004. Tuttavia, come esposto di seguito nel capitolo, la rete di interconnessione non appare ancora ottimizzata nel suo potenziale, anche per effetto delle differenti modalità di allocazione della capacità disponibile esercitate disgiuntamente dai sei gestori di rete che amministrano le importazioni con l'Italia.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 17 dicembre 2004 stabilisce le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2005. Rientrano infatti, ai sensi della legge n. 239/04, concernente il

riordino del settore energetico, nelle funzioni attribuite allo stato, le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia elettrica.

Il decreto, innanzitutto, conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e del GRTN del 50 per cento ciascuno della capacità disponibile al netto dei contratti pluriennali, pari a 2.000 MW intestati a Enel e destinati all'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato.

La diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai paesi confinanti, discusse nel paragrafo dedicato alla vendita finale sul mercato libero, non ha infatti consentito l'adozione di procedure congiunte di assegnazione come era avvenuto nel 2003 con il gestore di rete francese. Della quota spettante al GRTN, il decreto identifica:

- un'ulteriore quota non inferiore al 26 per cento da destinare all'Acquirente Unico;
- limitatamente alla frontiera elettrica con la Svizzera una quota pari a 150 MW costante durante tutto l'anno e, per un periodo di sei anni a partire dal 2005, riservata alla società Raetia Energie.

Quindi, in ottemperanza ad accordi internazionali, si impegna a riservare:

- fino a un massimo di 42 MW e 50 MW, rispettivamente alla Repubblica di S. Marino e alla Città del Vaticano, limitatamente alle necessità di uso specifico;
- fino a un massimo di 55 MW per garantire il transito verso la Corsica;
- sino a un massimo di 40 MW a favore di Edison per garantire il reingresso

TAV. 3.15 **RIPARTIZIONE DELLA CAPACITÀ D'IMPORTAZIONE 2005**
(inclusa linea S. Fiorano-Robbia)

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	TOTALE
Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1.400	600				2.000
Capacità assegnata ai gestori esteri	598	1.550	110	215	50	2.523
Transito per la Corsica	55					55
Assegnata a San Marino, Città del Vaticano, società Raetia Energie	94	190				284
Totale capacità disponibile al GRTN	503	1.510	110	215	50	2.388
<i>di cui assegnata al mercato vincolato (26%)</i>						621
<i>di cui assegnata al mercato libero (74%)</i>						1.767
Capacità complessiva	2.650	3.850	220	430	100	7.250

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Ministero delle attività produttive, decreto 17 dicembre 2004, GRTN.

in territorio italiano dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Interferrera.

La tavola 3.15 riassume le disponibilità della capacità di interconnessione per l'anno 2005.

Diversamente dagli scorsi anni in cui all'identificazione della capacità disponibile venivano assegnati con un criterio pro-quota i diritti di transito dell'energia sulle linee di interconnessione, quest'anno, anche in ottemperanza del regolamento 1228/2003/CE, l'assegnazione delle quote deve avvenire con un criterio competitivo.

Nei paragrafi successivi verranno indicate le modalità di accesso agli approvvigionamenti oltre frontiera.

MERCATO ALL'INGROSSO

Borsa elettrica

Negoziazioni di energia elettrica

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che gli operatori possano esercitare le attività di acquisto e di vendita di energia elettrica all'ingrosso tramite contratti conclusi:

- nel sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del medesimo decreto legislativo n. 79/99, organizzato dal GME;
- al di fuori del sistema delle offerte, ai sensi dell'art. 6 del medesimo decreto legislativo n. 79/99 (come modificato dalla legge n. 290/03, che ha abrogato la previa autorizzazione di questa tipologia di contratti da parte dell'Autorità).

L'organizzazione degli scambi all'ingrosso di energia elettrica in Italia è quindi basata sulla contestuale presenza di un mercato regolamentato ad accesso facoltativo, in cui gli operatori negoziano contratti standard con il GME quale controparte centrale (contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte) e di mercati OTC (*Over The Counter*), in cui gli operatori negoziano fra loro contratti bilaterali non standardizzati (contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte). In tale situazione, la scelta della modalità di approvvigionamento è affidata alla libera valutazione dei singoli operatori, che la effettuano sulla base delle convenienze relative.

La compravendita di energia elettrica sui suddetti mercati deve intendersi “a

termine”, nel senso che si riferisce a energia elettrica da consegnare (ricevere) in un momento successivo a quello della negoziazione.

Poiché la programmazione degli impegni di immissione/prelievo di energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita è un elemento fondamentale per consentire che possa essere garantita la sicurezza del sistema, i programmi stessi, sia che siano in esecuzione di contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte, sia che siano in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, devono essere comunicati al GRTN ai fini del dispacciamento, previa registrazione dei predetti contratti di compravendita presso il medesimo GRTN. Il mancato rispetto di detti programmi dà luogo alla applicazione dei relativi corrispettivi di sbilanciamento e all'azione di coordinamento da parte del medesimo GRTN.

Il mercato regolamentato ad accesso facoltativo si articola in due sotto mercati: un mercato del giorno prima (MGP) e un mercato di aggiustamento (MA), collocato temporalmente subito dopo il MGP.

Mercato del giorno prima

Il MGP è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione. Tale mercato è gestito dal GME, che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica.

Possono chiedere l'ammissione al MGP tutti i soggetti in possesso dei requisiti di capacità e di onorabilità indicati nella Disciplina del mercato elettrico. Gli operatori ammessi possono presentare offerte di acquisto o di vendita solo con riferimento ai punti di dispacciamento di cui sono responsabili nell'ambito del contratto per il servizio di dispacciamento, cioè per i quali hanno la qualifica di utente del dispacciamento. Nel caso non sia utente del dispacciamento, l'operatore può acquisire il titolo a presentare offerte con riferimento a un dato punto attraverso la presentazione di una delega, resa dall'utente del dispacciamento del medesimo punto, attestante che l'operatore richiedente ha titolo a presentare offerte.

Nell'anno 2004, transitoriamente, la partecipazione al MGP è stata limitata. Per il primo anno di avvio del mercato si è infatti consentita solo la presentazione di offerte di vendita con riferimento a punti di dispacciamento per unità di produzione con una capacità produttiva superiore a 10 MVA. Non è stata quindi consentita la partecipazione diretta da parte della domanda, la cui determinazione aggregata sul mercato è stata definita dal GRTN, e nemmeno da parte di punti di dispacciamento corrispondenti a impianti di piccole dimensioni (unità di produzione con capacità inferiore a 10 MVA).

Dall'1 gennaio 2005, invece, la domanda partecipa direttamente alle negoziazioni sul MGP con 40 soggetti attivi. Per il 2005, inoltre, coerentemente con

quanto previsto dal regolamento 1228/2003/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, in particolare agli artt. 5 e 6, è stato previsto che l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione per l'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica, per la quota della capacità di trasporto pertinente l'Italia, sia effettuata mediante il MGP. Ciò implica che la gestione delle congestioni sulle interconnessioni avvenga in modo del tutto analogo a quanto previsto per le congestioni sulla capacità di trasporto tra le diverse zone del mercato. I diritti di utilizzo della capacità di interconnessione sono dunque allocati attraverso un metodo di asta implicita sulla base delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica presentate nel MGP.

Il MGP è organizzato come un'asta non discriminatoria in cui a tutti gli operatori di mercato cedenti viene riconosciuto il prezzo marginale di sistema. Il meccanismo d'asta non discriminatoria prevede che il GME riceva le offerte di acquisto e di vendita, costruisca una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata ordinando le offerte di vendita e di acquisto in base al merito economico, e individui il prezzo e la quantità di equilibrio del mercato nel punto di incontro tra tali curve.

L'algoritmo per la risoluzione del mercato tiene conto dei limiti massimi di transito sulle zone. Conseguentemente, se i flussi di rete derivanti dai programmi non violano alcun limite di transito, il prezzo di equilibrio che si forma sul mercato è unico mentre se almeno un limite risulta violato, il mercato si separa in zone e, per ciascuna zona, viene costruita una curva di offerta aggregata e una curva di domanda aggregata e, conseguentemente, un prezzo di equilibrio zonale.

Nel MGP il prezzo zonale è il prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato riferite alla zona in cui avviene la corrispondente immissione dell'energia elettrica in rete. Le offerte di acquisto accettate nel mercato sono invece valorizzate, indipendentemente dalla zona in cui avvengono i prelievi, al Prezzo unico nazionale (PUN) determinato come media dei prezzi zionali, ponderata sulla base dei consumi zionali. Ai fini della determinazione dell'esito del mercato, le offerte di vendita e di acquisto comprendono anche l'energia elettrica oggetto di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Il motivo della loro inclusione è che tale energia concorre a impegnare una quota di capacità di trasmissione disponibile sui transiti e contribuisce a determinare i consumi in base ai quali è effettuata la ponderazione del PUN.

Relativamente alle transazioni concluse attraverso contratti bilaterali, gli operatori di mercato sono inoltre tenuti a versare (o a ricevere) al (dal) GRTN un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. L'ammontare unitario di tale corrispettivo è pari alla differenza tra la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di prelievo (PUN) e la valorizzazione dell'energia elettrica oggetto dei programmi di immissione (prezzo

zonale della zona di immissione). La corresponsione del CCT è prevista al fine di non creare arbitraggi tra la contrattazione bilaterale e la partecipazione al MGP (in cui il corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto è implicitamente compreso nel prezzo zonale ricevuto dalle offerte accettate sul mercato). Per effetto di questo corrispettivo, il ricavo netto da cessione di energia introitato dal produttore che avesse venduto energia elettrica attraverso un contratto bilaterale a un prezzo pari al PUN è, in ciascuna ora, pari al prezzo zonale registrato nel MGP nelle zone in cui il produttore immette l'energia elettrica destinata a onorare il contratto bilaterale. Diversamente i produttori delle zone con prezzo sistematicamente inferiore al PUN sarebbero incentivati a sottoscrivere contratti bilaterali, spartendosi la rendita dovuta al differenziale di prezzo tra il PUN e il prezzo zonale con il consumatore controparte del contratto. L'effetto di tale incentivo sarebbe quello di mantenere sul mercato organizzato le sole transazioni delle zone ad alto costo con effetti negativi sulla valorizzazione dell'energia, in quanto ciò determinerebbe un incremento del PUN che si rifletterebbe anche sul valore dell'energia in tutte le negoziazioni bilaterali (anche quelle realizzate nella zona a basso costo in virtù della descritta opportunità di arbitraggio).

Mercato di aggiustamento

Il MA è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo risultanti dopo la chiusura del MGP. Tale mercato è gestito dal GME che è controparte centrale degli operatori di mercato nella compravendita di energia elettrica.

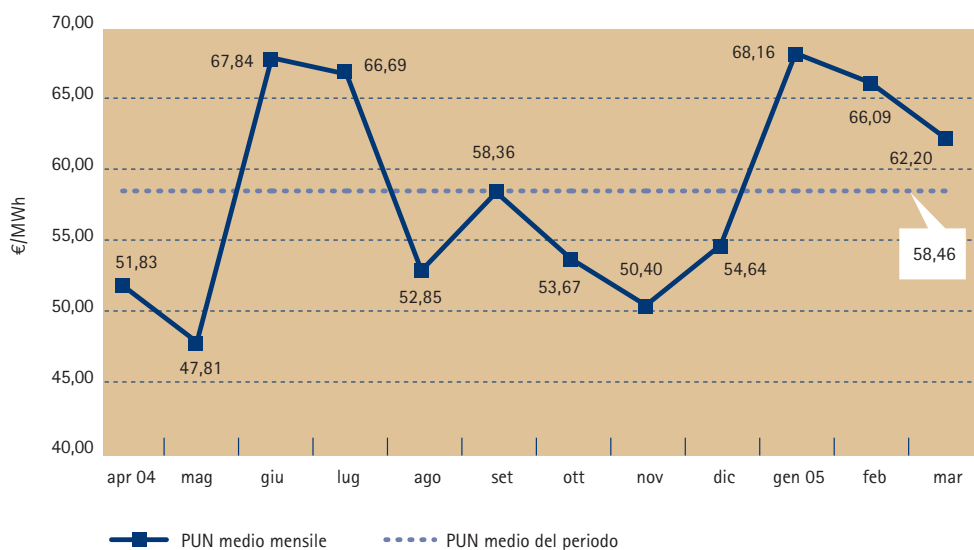
Possono partecipare al MA tutti i soggetti che hanno registrato contratti di compravendita di energia elettrica presso il GRTN e che hanno acquisito il titolo di operatore presso il GME.

Così come il MGP, anche il MA è organizzato come un'asta non discriminatoria con possibile separazione del mercato in zone qualora almeno un limite risulti violato. Il processo di accettazione delle offerte nel MA è analogo a quello del MGP. Sul MA, tuttavia, la valorizzazione delle offerte sia di vendita sia di acquisto avviene al prezzo di equilibrio zonale. In tale contesto le unità di consumo potrebbero fare arbitraggio fra il PUN applicato sul MGP e il prezzo zonale applicato sul MA. Al fine di evitare tali arbitraggi, che distorcerebbero il funzionamento del sistema, è previsto per le unità di consumo un corrispettivo di non arbitraggio che renda non profittevole tale comportamento.

Risultati sui mercati dell'energia

L'andamento dei prezzi di mercato nel primo anno di funzionamento del sistema delle offerte (aprile 2004 – marzo 2005) sembra testimoniare che le criticità strutturali individuate nell'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore elettrico (si veda il paragrafo "Vigilanza del mercato elettrico") si sono effettivamente tradotte in prezzi di mercato elevati.

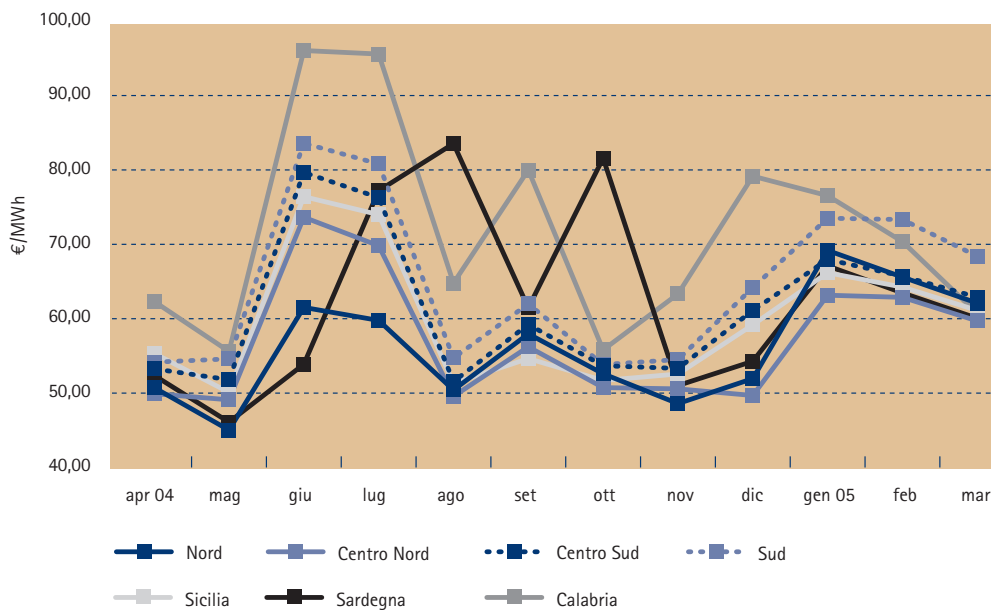
FIG. 3.4 ANDAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

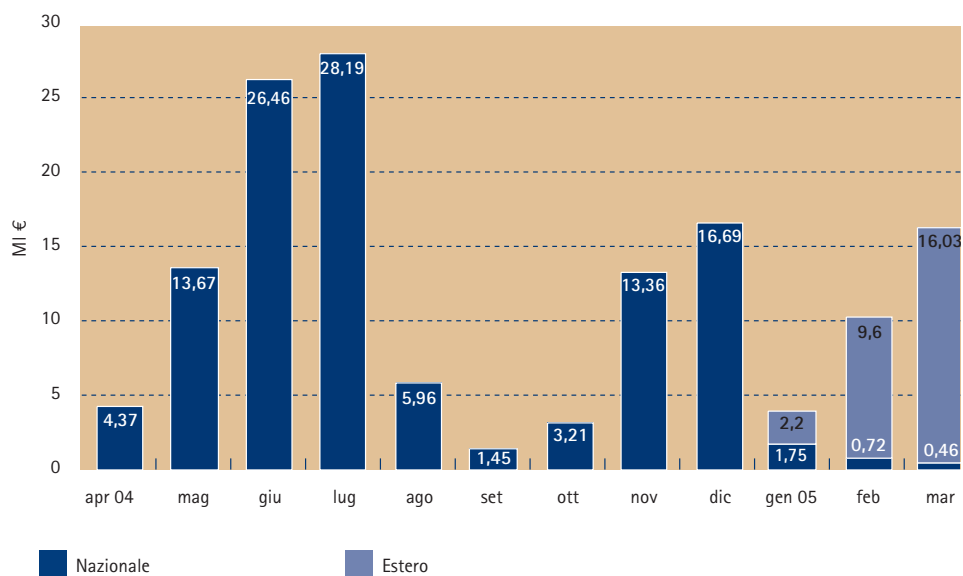
Nei primi dodici mesi di funzionamento dei mercati dell'energia il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul MGP (PUN, pari alla media dei prezzi zionali ponderata per il fabbisogno) è stato di 58,46 €/MWh. Questa media sottende un andamento irregolare con un massimo di 68,16 €/MWh relativo al mese di gennaio e un minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio.

FIG. 3.5 ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA ZONALI



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

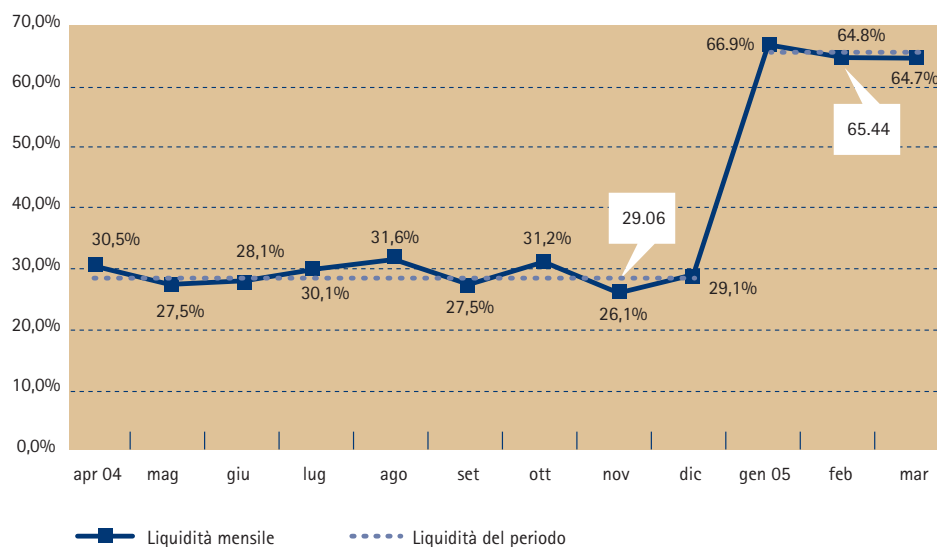
FIG. 3.6 RENDITA DA CONGESTIONE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel medesimo periodo si è osservata una notevole volatilità dei prezzi zionali nonché dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto. Osservando la dinamica dei prezzi zionali si evidenzia un forte incremento del CCT nei mesi di giugno e luglio e una sua progressiva riduzione sin quasi all'azzeramento nei primi mesi del 2005.

FIG. 3.7 LIQUIDITÀ DEL MERCATO DEL GIORNO PRIMA

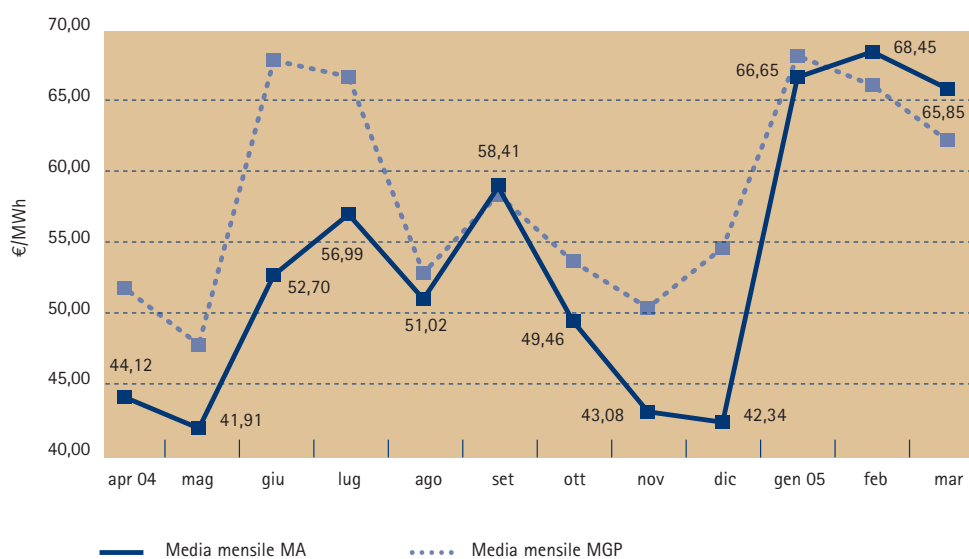


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Relativamente ai volumi scambiati in borsa la liquidità media del 2004 è stata pari al 29,06 per cento, valore che è salito al 65,44 per cento nei primi tre mesi del 2005 per effetto dell'incremento dei contratti finanziari relativi agli acquisti dell'Acquirente Unico e alle modalità di assegnazione dell'energia CIP6. Tali modalità di approvvigionamento hanno l'effetto di incrementare le quantità scambiate su MGP anche se i soggetti venditori e acquirenti, per i volumi interessati dai contratti finanziari sottoscritti, non sono di fatto soggetti alla volatilità di prezzo registrata sul mercato.

Per quanto riguarda il MA, si evidenzia come l'andamento dei prezzi su questo registrati mostri una scarsa correlazione con le quantità scambiate e con i corrispondenti prezzi sul MGP, il che dimostrerebbe come la natura delle transazioni sia dettata da necessità contingenti più che da considerazioni di costo/opportunità, come del resto è nella natura dei mercati di aggiustamento.

FIG. 3.8 ANDAMENTO DEI PREZZI SUL MERCATO DI AGGIUSTAMENTO



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Negoziazioni delle risorse per il servizio di dispacciamento

Il decreto legislativo n. 79/99 ha individuato nel GRTN il soggetto responsabile della sicurezza del sistema elettrico, nonché dell'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, e ha assegnato all'Autorità il compito di determinare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dei servizi di trasmissione e di dispacciamento.

Il decreto legislativo n. 79/99 ha inoltre stabilito, che, ove possibile, il GRTN,

nella sua qualità di garante della sicurezza del sistema, si approvvigioni delle risorse necessarie al dispacciamento dell'energia elettrica in un apposito mercato regolamentato sulla base delle condizioni definite dall'Autorità. Conseguentemente, l'Autorità ha fissato le condizioni del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica, per l'anno 2004, con la deliberazione 27 marzo 2004, n. 48 e, per l'anno 2005, con la deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168, come modificata dalla deliberazione 24 dicembre 2004, n. 237.

Il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) consente la realizzazione, in sicurezza, dell'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra i flussi programmati e quelli reali, e quindi determinando la valorizzazione dell'energia elettrica in tempo reale.

Il GRTN compra e vende energia elettrica nel MSD al fine di garantire l'equilibrio fra immissioni e prelievi di energia nella rete. Tale esigenza di riequilibrio del sistema può originare da due possibili cause:

- assicurare la compatibilità dei prelievi e delle immissioni con i reali vincoli del sistema, come per esempio in caso di congestioni intrazonali;
- bilanciare gli scostamenti nel comportamento degli operatori rispetto ai programmi di prelievo o di immissione comunicati in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi sul MGP, sul MA o al di fuori del sistema delle offerte.

Gli sbilanciamenti degli utenti del dispacciamento possono essere connotati come vere e proprie transazioni di acquisto (vendita) di energia elettrica dal (al) GRTN. Pertanto, gli operatori che intendano dare esecuzione fisica a un contratto di compravendita di energia elettrica devono concludere con il GRTN, direttamente o tramite terzi (il grossista che li rifornisce di energia), un contratto per la fornitura del cosiddetto "servizio di dispacciamento".

Mercato per il servizio di dispacciamento

Il MSD è l'unico mercato che funziona lungo un orizzonte temporale prossimo al tempo reale (*spot*).

Vi partecipano gli utenti del dispacciamento titolari delle unità di produzione o di consumo abilitate alla fornitura delle risorse negoziate nel mercato stesso. L'abilitazione delle predette unità prevede in ogni caso che queste siano:

- di taglia superiore a una soglia prefissata;
- in grado di controllare le proprie immissioni o prelievi;
- integrate nel sistema di controllo del GRTN.

Le offerte presentate nel MSD esprimono la disponibilità a variare le immissioni o i prelievi rispetto a quanto definito nel programma preliminare risultante dai