

TAV. 2.12

**Cessione completa
dell'attività di distribuzione
a Enel**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Montefranco	Montefranco (TR)	1	901	24/07/2000	25/07/2000
AEC Arrone	Arrone (TR)	1	1.577	20/04/2001	01/05/2001
SEM Musellarese di E. Sarra	Musellaro (PE)	3	329	04/06/2001	01/07/2001
AEC Jenne	Jenne (RM)	1	742	08/11/2001	01/01/2002
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	1.880	28/02/2002	28/02/2002
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	2.289	21/12/2001	01/03/2002
Aem Montecompatri	Montecompatri (RM)	1	3.500	02/05/2002	01/05/2002
Aem Vigo di Cadore	Vigo di Cadore (BL)	1	1.518	26/07/2002	01/08/2002
Ditta Compassi Gelindo ^(A)	Dogna (UD)	1	22	21/06/2002	01/10/2002
Comune di Castelnuovo Val di Cecina – AEC	Castelnuovo Val di Cecina (PI)	1	1.390	29/04/2003	01/05/2003
AEC Comunale	Alpette (TO)	1	737	28/02/2005	01/03/2005
AEC Cefalù	Cefalù (PA)	1	5.700	28/10/2005	01/11/2005
Azienda Baldovin Carulli ^(A)	Lozzo di Cadore (BL)	1	197	21/06/2005	31/12/2005
TOTALE		16	20.782		

A) Cessione di contratti di somministrazione e non di rami d'azienda.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

Mercato all'ingrosso

Borsa elettrica: domanda

La maggiore novità introdotta nel funzionamento del mercato all'ingrosso nell'anno 2005 riguarda la partecipazione attiva della domanda al sistema delle offerte. All'avvio della borsa elettrica nell'aprile del 2004 si erano infatti adottate disposizioni transitorie che limitavano al solo lato dell'offerta l'accesso alla borsa elettrica per consentire una graduale entrata a regime del nuovo meccanismo di negoziazione. In seguito alle indicazioni della direttiva ministeriale del 24 dicembre 2004 tali disposizioni transitorie sono state modificate per l'anno 2005, consentendo una graduale partecipazione della domanda al sistema delle offerte.

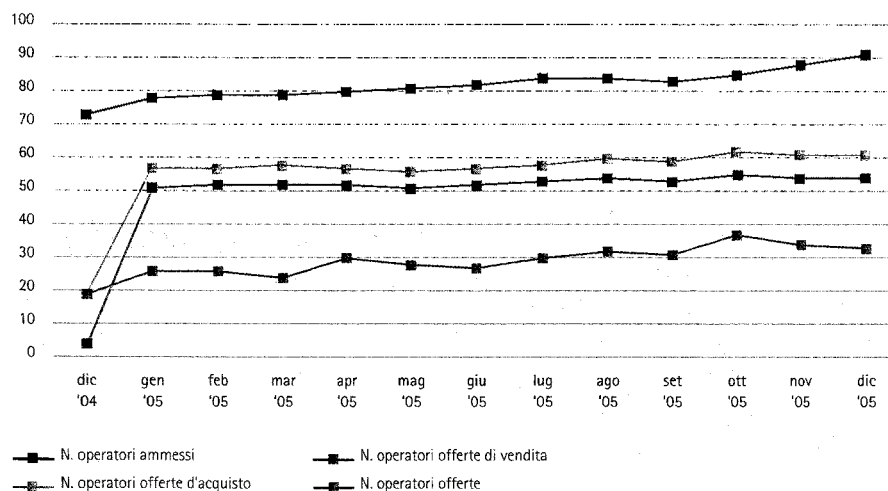
Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), cui segue il mercato di aggiustamento (MA). Successivamente a questi vi è poi il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN e ora TERNA si approvigionano delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di tra-

smissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2005 prevedono che essa partecipi solamente al MGP. L'effetto della partecipazione attiva della domanda su questo mercato è evidente nella figura 2.6 in cui viene riportato il numero di soggetti operanti in offerta e in acquisto. La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso inoltre necessario attivare meccanismi transitori che compensassero la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si sarebbe trovata a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare al MA e al MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP. In tale caso le immissioni devono risultare superiori ai prelievi e la differenza è considerata come una vendita sul

FIG. 2.6

Numero di operatori
in vendita e in acquisto
sul MGP



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

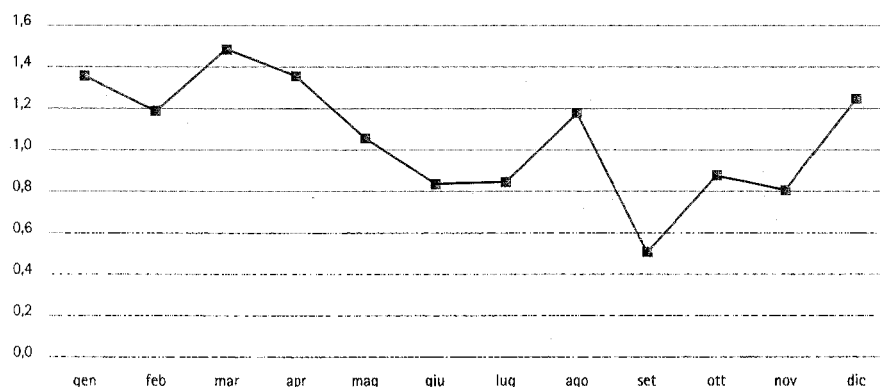
MGP da parte dell'operatore acquirente verso il GRTN/TERNA a un prezzo pari al PUN;

- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB) nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, che svolge una funzione simile al MA, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul MGP determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Oltre agli interventi sopra descritti per l'anno 2005 è stato previsto un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, tale da ridurre il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare al MSD. Per questa stessa ragione, e per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento per gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che il GRTN/TERNA potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante dal MGP non si discostasse di più del

FIG. 2.7

Sbilanciamenti a programma
TWh; 2005

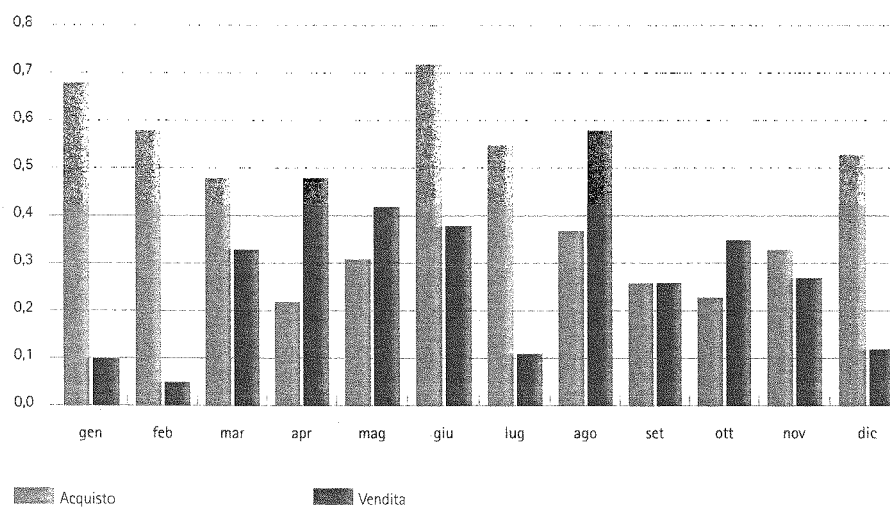


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.8

**Offerte integrative
del GRTN/TERNA**

TWh; 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

I nuovi meccanismi introdotti con la partecipazione attiva della domanda hanno interessato volumi significativi riportati nelle figure 2.7, 2.8 e 2.9 che, rispetto ai volumi complessivamente scambiati sul Sistema Italia (scambi sul MGP più contratti bilaterali) nel 2005, sono risultati mediamente pari al 2,7% per le offerte integrative del GRTN/TERNA, 2,9% per la PAB e 4% per gli sbilanciamenti a programma.

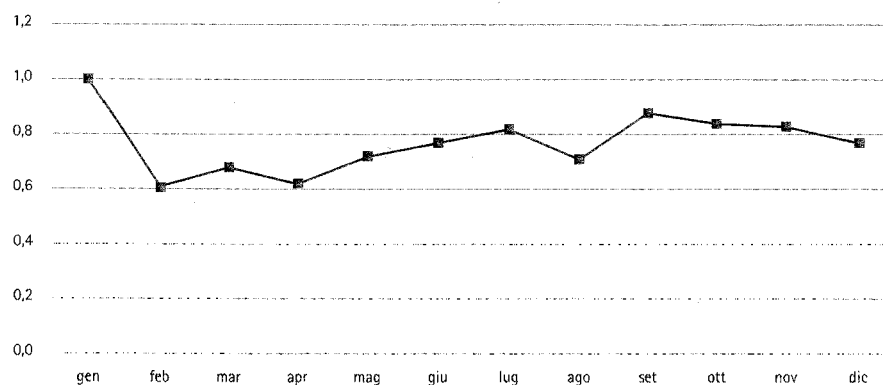
Rispetto all'andamento mensile dei diversi meccanismi si può infine notare come il volume delle offerte integrative presentate sul

MGP da GRTN/TERNA si sia progressivamente stabilizzato e ridotto nel corso dei mesi, a dimostrazione di un progressivo apprendimento organizzativo e previsivo da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda. Gli scambi su PAB hanno avuto invece un andamento più regolare con volumi comparabili a quelli scambiati dai soggetti operanti sul lato dell'offerta sul MA. Gli sbilanciamenti a programma hanno avuto un andamento irregolare, con una iniziale riduzione dei volumi, seguita da una sensibile crescita negli ultimi tre mesi del 2005, che è continuata anche nei primi mesi del 2006.

FIG. 2.9

**Scambi sulla piattaforma
di aggiustamento bilaterale**

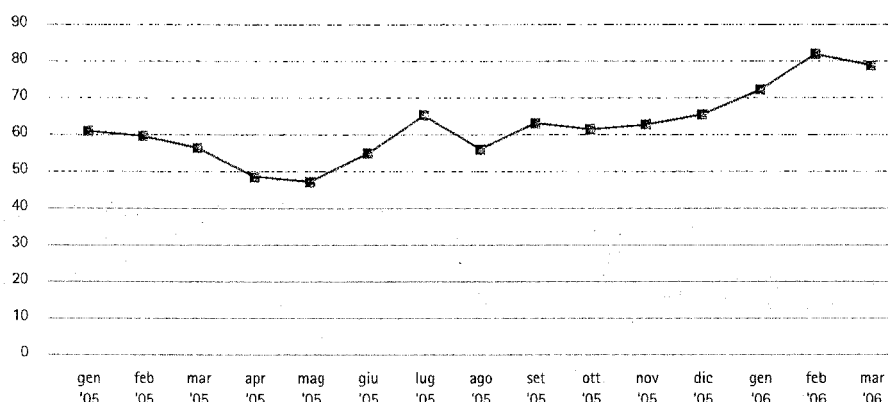
TWh; 2005



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.10

Andamento del PUN
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Al di là delle novità introdotte con la partecipazione della domanda, l'andamento complessivo del MGP nel corso del 2005 conferma quanto già rilevato nella *Relazione Annuale* dell'anno scorso in merito alle criticità strutturali che riguardano lo stato della liberalizzazione del mercato elettrico. Tali criticità, che interessano prevalentemente il lato dell'offerta, si traducono in prezzi mediamente elevati, che risultano inoltre progressivamente crescenti (al netto delle ciclicità stagionali) a causa delle continue tensioni manifestatesi sui mercati petroliferi e dei combustibili impiegati nella generazione.

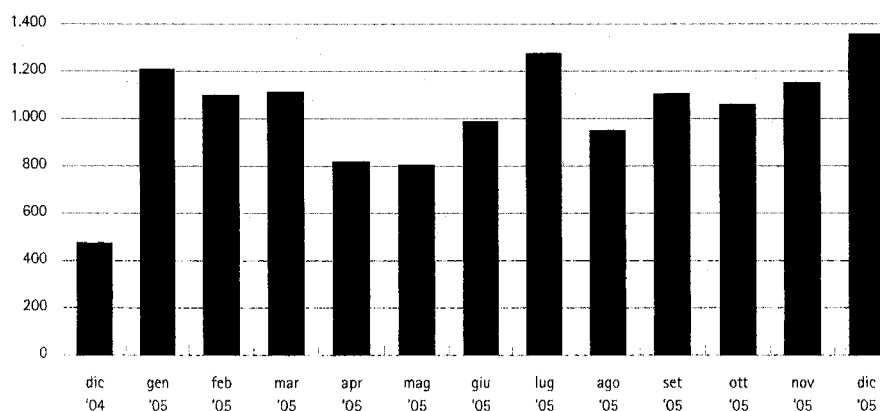
Ciò ha comportato una crescita del PUN in media aritmetica nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 pari al 13,2% e, successivamente, un incremento del valore in media aritmetica del periodo gennaio-marzo 2006 rispetto allo stesso periodo del 2005 pari addirittura al 31,3%.

Il progressivo aumento del PUN medio ha contribuito anche alla crescita del valore delle transazioni effettuate sul MGP riportato in figura 2.11.

La principale causa del consistente incremento rilevabile tra dicembre 2004 e gennaio 2005 è però da attribuire al rilevante volume di contratti per differenza (CpD) sottoscritti dagli operatori per il 2005, che consistono in coperture finanziarie sul prezzo del

FIG. 2.11

Valore delle transazioni
sul MGP
Millioni di euro

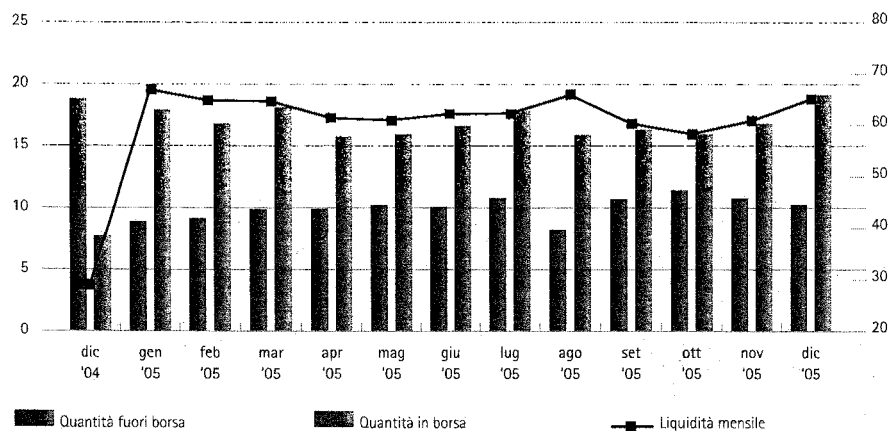


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

Liquidità e volumi scambiati sul MGP

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

MGP e sostituiscono le coperture precedentemente ottenute attraverso contratti bilaterali fisici. In particolare sono da rilevare le coperture acquistate dall'Acquirente Unico per l'approvvigionamento del mercato vincolato, diffusamente descritte nel par. *Approvvigionamento dell'Acquirente Unico*, e la diversa natura dei contratti CIP6 assegnati nel 2005, illustrati nel par. *Vendita dell'energia CIP6 al mercato*. Tale fenomeno risulta evidente anche dalla figura 2.12 che riporta l'evoluzione della liquidità mensile del MGP, unitamente ai sottostanti quantitativi scambiati sia su questo mercato sia bilateralmente.

Considerando nuovamente il livello dei prezzi sul MGP si evidenzia nel corso del 2005 una notevole riduzione del differenziale dei

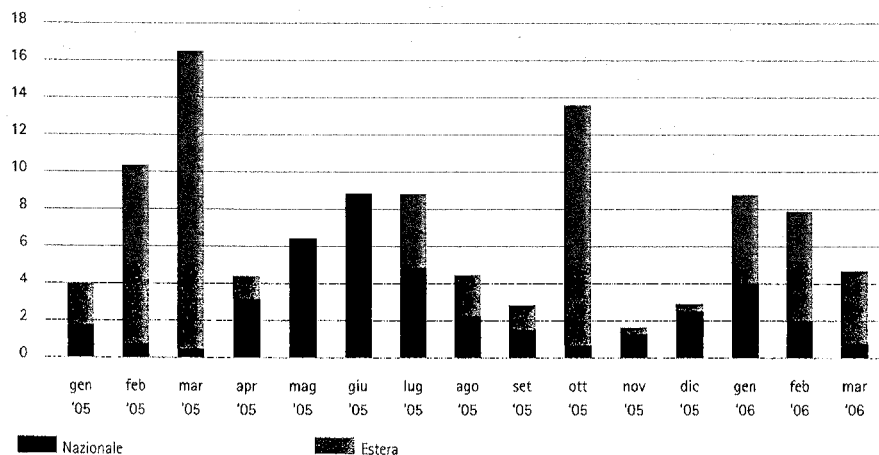
prezzi di vendita tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato elettrico. Tale fenomeno è desumibile dalla riduzione della rendita da congestione nazionale a favore del GRITN/TERNA evidenziata nella figura 2.13. Nel periodo aprile-dicembre 2005 rispetto agli stessi mesi del 2004 tale rendita si è infatti ridotta di circa 82 milioni di euro, passando dai circa 113 milioni di euro del 2004 ai circa 31 milioni di euro relativi al 2005.

La novità che si presenta nel 2005 rispetto all'anno precedente è data dalla rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del regolamento CE n. 1228/2003, descritto nel par. *Regolamentazione non tariffaria* del Capitolo 2 nel

FIG. 2.13

Rendita da congestione

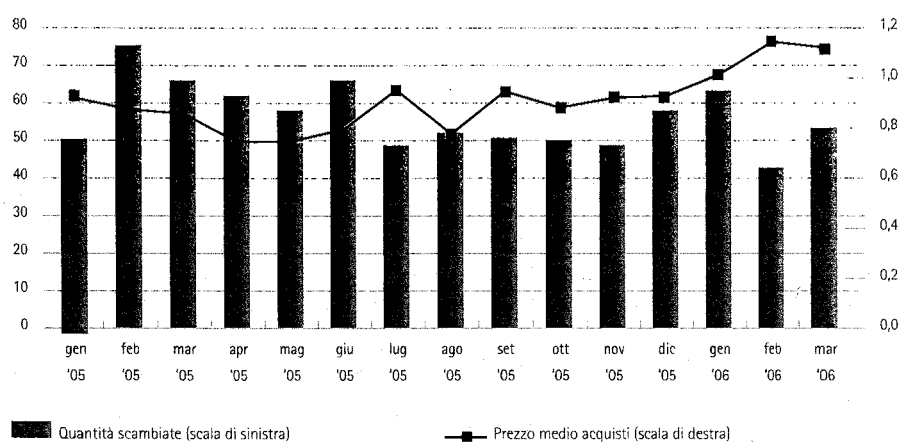
Milioni di euro



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

Andamento di prezzi
e quantità sul MA
€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

secondo volume. Tale rendita è ammontata a circa 50 milioni di euro nel corso del 2005.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Per quanto riguarda il MA nel corso del 2005 si è registrata una molto maggiore correlazione di prezzo con il MGP rispetto a quanto riscontrato nel 2004. Il prezzo in media aritmetica per il 2005 è risultato pari a circa 57 €/MWh e inferiore del 2% rispetto al PUN medio sul MGP. A tale proposito si riscontra però una progressiva divaricazione tra i prezzi medi dei due mercati a partire dal mese di novembre 2005, che continua anche nei primi mesi del 2006. I volumi di mercato riguardo ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 4,4% relativo al mese di febbraio 2005 e un minimo del 2,3% per il mese di febbraio 2006.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

I risultati rilevati sul MSD nel corso del 2005 evidenziano la natura differente di questo mercato rispetto ai mercati dell'energia (MGP e MA). I prezzi medi delle offerte a salire e a scendere si presentano infatti scarsamente correlati ai prezzi registrati sul MGP. I prezzi medi di vendita degli operatori risultano inoltre sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sul MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle

risorse in esso contrattate. Tali fattori rendono il MSD particolarmente sensibile alle problematiche di natura strutturale già evidenziate a proposito del MGP.

Dalla figura 2.15, che riporta l'andamento mensile dei prezzi nel periodo gennaio 2005 – marzo 2006, si può notare come l'andamento dei prezzi medi *ex ante* per le offerte a salire presenti forti tensioni a partire dalla seconda metà del 2005, similmente a quanto registrato anche sugli altri mercati in corrispondenza con la continua crescita dei prezzi dei combustibili. Diversamente i prezzi medi per le offerte a scendere risultano molto più stabili, comportando un sempre maggiore differenziale cui consegue un progressivo incremento dei costi di dispacciamento per il sistema elettrico.

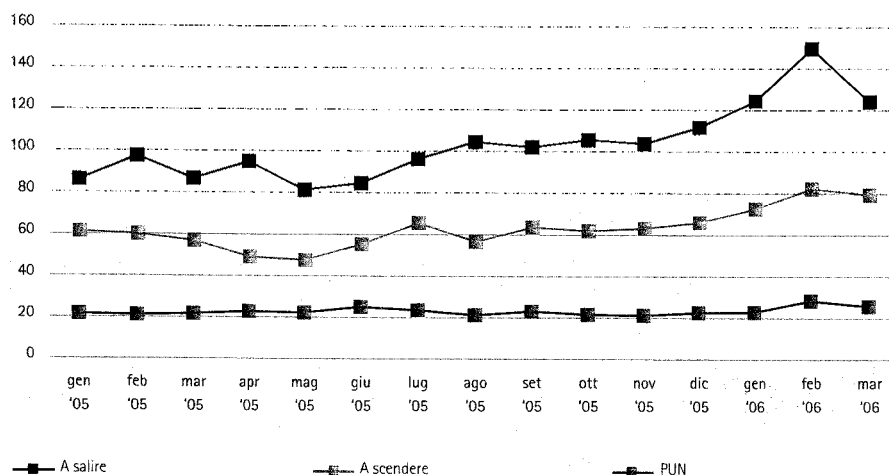
Per quanto riguarda i volumi, essi presentano un andamento irregolare ma complessivamente stazionario con un quantitativo di offerte a salire accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 che ha interessato un'energia pari al 3,6% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia. I quantitativi relativi alle offerte a scendere accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 hanno invece coinvolto un'energia pari al 4% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Fino al 2004 la disponibilità di energia elettrica ritirata dal GRTN da impianti CIP6 aveva rappresentato, per i clienti idonei, una fonte di approvvigionamento che permetteva la differenziazione dell'offerta di energia elettrica in attesa dell'apertura della borsa e di un mercato maggiormente concorrenziale sul lato dell'offerta.

FIG. 2.15

Prezzo medio sul mercato
per il servizio di
dispacciamento *ex ante*
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

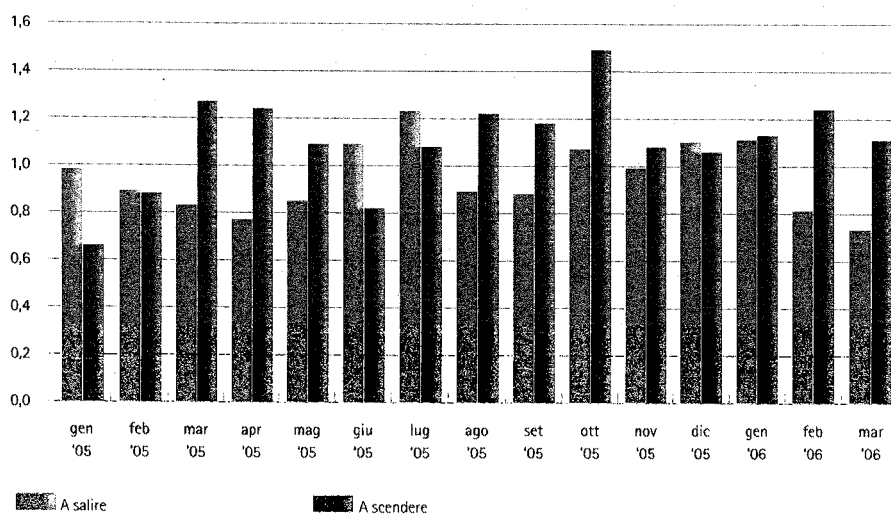
A partire dal 2005, pur permanendo elementi di continuità con la normativa del 2004, le assegnazioni di energia CIP6, così come quelle di coperture del rischio connesse con la regolazione delle importazioni, più che a una differenziazione dell'offerta mirano all'introduzione di meccanismi in grado di ridurre, per gli utenti del settore elettrico, i rischi di volatilità del prezzo di approvvigionamento che si forma in borsa. Nel caso dell'energia CIP6 gli strumenti finanziari utilizzati a tale fine sono i contratti per differenza introdotti nella vendita dell'energia CIP6 e sottoscritti tra gli asse-

gnatari delle bande e il GRTN.

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 5 dicembre 2005, confermando il meccanismo delineato l'anno precedente, ha stabilito un prezzo fisso valido per tutto l'anno 2006 che gli assegnatari delle bande si devono impegnare a riconoscere al GRTN. Il prezzo, pari a 55,5 €/MWh e costante per tutte le ore dell'anno, è superiore a quello fissato per il 2005, pari a 50 €/MWh. Si ricorda che nel 2004 il prezzo di assegnazione era invece definito dalla somma di una componente fissa stabilita in 25 €/MWh e di una

FIG. 2.16

Quantità sul mercato
per il servizio di
dispacciamento *ex ante*
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

componente variabile pari a una quota percentuale del valore del Ct sino all'1 luglio 2004, e per la parte restante dell'anno indicizzata sia al parametro Ct sia al prezzo medio di borsa.

Pertanto nel 2006 i clienti idonei titolari delle bande CIP6 si approvigionano direttamente sul mercato elettrico per i quantitativi conseguiti a seguito dell'assegnazione, ma le partite economiche sono regolate sulla base del contratto per differenze sottoscritto con il GRTN. Per le ore in cui il prezzo di borsa è superiore ai 55,5 €/MWh, il GRTN corrisponde la differenza tra questo prezzo e il prezzo orario registrato sul mercato elettrico; viceversa, in caso di prezzi di borsa inferiori ai 55,5 €/MWh, gli assegnatari riconoscono al GRTN la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo che si sono impegnati a pagare.

Per l'anno 2006, il GRTN, seguendo le indicazioni del decreto del Ministero delle attività produttive, ha definito che la quantità totale di energia elettrica da acquisire sarebbe dovuta essere pari a 49 TWh, identificando per il mercato libero 3.360 MW annuali di potenza CIP6 e assegnando all'Acquirente Unico, e dunque al

mercato vincolato, 2.240 MW di potenza annuale, pari al 40% della capacità complessiva.

Nella tavola 2.13 si riportano i totali delle assegnazioni CIP6 suddivise tra mercato idoneo e vincolato. La potenza disponibile nel 2006, pari a 5.600 MW, risulta inferiore di 200 MW rispetto all'anno precedente; come già avvenuto nel 2005, non è stata prevista alcuna assegnazione di capacità di durata trimestrale.

Le assegnazioni, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2005, sulla base di un criterio pro quota; ai clienti finali idonei che ne hanno fatto richiesta sono state attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale. Il decreto del 5 dicembre 2005 ha stabilito che in caso di richieste superiori alla disponibilità di energia CIP6 si sarebbe provveduto a una riduzione proporzionale per tutti i richiedenti. Da rilevare è che, a differenza di quanto previsto per il 2005, il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso.

TAV. 2.13

**Assegnazione di capacità
CIP6 2005-2006
MW**

	2005	2006
Capacità totale disponibile	5.800	5.600
Destinata ai clienti idonei	3.480	3.360
<i>di cui su base annuale</i>	3.480	3.360
<i>di cui su base trimestrale</i>	–	–
Destinata all'Acquirente Unico	2.320	2.240

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.14

Assegnazione dei diritti
CIP6
MW

OPERATORE ASSEGNATARIO	DIRITTI CIP6 2006	DIRITTI CIP6 2005
EniPower Trading	351	265
Edison Energia	250	352
EGL Italia	247	351
Enel Trade	221	248
Enel Energia	185	196
Energia	180	187
Asm Energy	176	153
Modula	140	152
Eneco	139	91
SIET	120	68
Alpenergie Italia	113	66
Energia e Territorio	96	101
Henergye	81	0
Energetic Source	80	75
AceaElectrabel	73	59
Green Network	59	26
Burgo Energia	58	63
Dalmine Energie	58	74
Atel Energia	52	56
Electra Italia	52	48
Dynameeting	48	32
Idroenergia	46	60
Hera Comm	45	50
Esperia	43	38
Telenergia	43	46
CVA Trading	42	13
Italgas	34	14
MPE	33	30
Multiutility	30	31
Centomilacandele	28	37
Aem Energia	27	35
E.ON Italia	24	10
EDF Energia Italia	24	126
Agsm Energia	22	19
Amga Commerciale	19	20
Consorzio Romagna Energia	18	5
Azienda Energetica Trading	16	40
Radici Energie	15	19
C.U.R.A.	14	8
Altri	58	216
TOTALE OPERATORI	3.360	3.480

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN.

Mercato finale libero

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 26 giugno 2003 (2003/54/CE), dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale nonché di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati.

Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158 e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei

termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Come si rileva dalla tavola 2.15, i clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2005 erano circa 7,7 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 223,2 TWh di energia (al netto dei consumi della Rete Ferroviaria Italiana); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è aumentato di circa 5,6 TWh. Il prelievo medio per cliente, risultato sostanzialmente stabile rispetto al 2004 attestandosi su 28.814 kWh, continua a presentare una significativa variabilità a livello regionale. In particolare, il prelievo medio passa dai quasi 48.000 kWh della Lombardia agli appena 12.141 kWh della Calabria. La Lombardia è anche la regione in cui è maggiore il quantitativo di energia elettrica prelevata dalla rete in termini assoluti, rappresentan-

TAV. 2.15

**Mercato potenziale
al 31 dicembre 2005**

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)
Val d'Aosta	265	27.836	0,8
Piemonte	9.237	601.540	19,2
Liguria	2.390	282.988	4,5
Lombardia	18.640	1.104.688	52,8
Trentino Alto Adige	2.644	160.206	4,4
Veneto	9.805	596.221	24,1
Friuli Venezia Giulia	2.263	155.956	7,3
Emilia Romagna	8.503	613.553	19,8
Toscana	6.584	564.046	14,6
Lazio	7.731	711.866	14,9
Marche	2.732	221.502	5,6
Umbria	1.370	128.959	4,6
Abruzzo	1.999	174.243	5,1
Molise	435	45.957	1,2
Campania	5.791	623.399	10,9
Puglia	4.539	544.181	9,3
Basilicata	709	84.371	1,9
Calabria	2.026	257.794	3,1
Sicilia	5.251	621.927	10,5
Sardegna	2.185	225.949	8,7
ITALIA^(B)	95.095	7.747.182	223,2

A) Numero di punti di prelievo.

B) Non sono inclusi i dati relativi alla Rete Ferroviaria Italiana.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

do, da sola, poco meno del 24% della domanda, seguita dal Veneto (10,8%) e dall'Emilia Romagna (8,9%).

I clienti che al 31 dicembre 2005 risultavano approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 330.000, con un prelievo complessivo di 136,6 TWh¹, corrispondente a una quota del 61,2% del mercato potenziale (Tav. 2.16).

Nel corso del 2005, quindi, risultano aumentati i clienti liberi, cresciuti di più di 200.000 unità, mentre l'energia prelevata è cresciuta di circa 9 TWh. Come effetto, sono molto diminuiti i prelievi *pro capite*, passati da circa 1 GWh nel 2004 a 0,41 GWh nel 2005. I prelievi *pro capite* dei clienti liberi hanno una variabilità ancor più accentuata se riferiti al mercato potenziale: da 1,15 GWh in Basilicata a 0,12 GWh in Liguria. I prelievi *pro capite* risultano ampiamente sotto la media anche in Sicilia (0,22 GWh), Calabria (0,23 GWh) e Lazio (0,26 GWh).

Le regioni in cui una quota maggiore di consumatori potenzialmente liberi ha deciso di approvvigionarsi sul mercato libero sono il Friuli Venezia Giulia, la Sardegna e l'Umbria (oltre il 70%), mentre altre regioni del Sud evidenziano quote molto inferiori, soprattutto Calabria (31,3%), Sicilia (41,2%) e Campania (42,7%). Rispetto all'anno precedente, le regioni che nel 2005 hanno registrato la maggiore espansione dei clienti liberi, tanto in termini numerici che di energia prelevata, sono state la Lombardia (+ 3 TWh), l'Emilia Romagna, il Veneto e il Lazio, ognuna con aumenti di 0,9 TWh. Un confronto tra le due tavole consente di rilevare come i circa 86,6 TWh di energia fornita a clienti idonei sul mercato vincolato siano prelievi effettuati da utenti molto piccoli con prelievi medi che si aggirano intorno a 11.700 kWh e che, almeno fino al dicembre 2005, hanno preferito continuare ad acquistare energia elettrica presso il distributore locale.

TAV. 2.16

**Mercato libero
al 31 dicembre 2005**

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	68	801	0,6	69,7
Piemonte	4.006	24.642	12,6	65,5
Liguria	725	20.865	2,5	55,7
Lombardia	6.964	49.010	35,7	67,5
Trentino Alto Adige	919	6.114	2,5	57,7
Veneto	4.270	55.818	16,7	69,4
Friuli Venezia Giulia	996	13.855	5,6	76,6
Emilia Romagna	3.153	32.825	12,5	63,3
Toscana	1.857	23.724	8,5	58,2
Lazio	1.937	27.605	7,1	47,6
Marche	811	7.691	3,2	56,5
Umbria	379	6.410	3,3	72,3
Abruzzo	583	5.601	3,2	63,5
Molise	134	1.873	0,8	67,4
Campania	898	6.859	4,7	42,7
Puglia	654	12.266	4,5	47,9
Basilicata	138	988	1,1	60,5
Calabria	195	4.297	1,0	31,3
Sicilia	635	19.667	4,3	41,2
Sardegna	377	8.953	6,3	72,4
Italia	29.700	329.864	136,6	61,2

A) Numero di punti di prelievo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

¹ Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2005 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 135,7 TWh.

La liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica secondo l'indagine Energy 2005

Nel corso del 2005 l'Autorità ha partecipato all'indagine multicliente, Energy 2005, realizzata da GfK-EURISKO sulla domanda di energia e gas nelle aziende italiane. L'indagine è stata condotta su un campione rappresentativo dell'intera clientela nazionale non domestica (2.700 unità locali delle imprese italiane a livello nazionale), stratificato per area geografica, settore merceologico e classe di addetti. Scopo dell'indagine era fornire una fotografia della conoscenza della liberalizzazione del mercato energetico ed esaminare il comportamento dei clienti di fronte a essa.

Per i clienti non domestici del settore elettrico la liberalizzazione del mercato è nota al 67% dei clienti intervistati (Tav. 2.17). Tra tutti i clienti, quelli con i consumi più elevati sono anche i maggiormente informati della liberalizzazione del settore, in quanto oggetto delle attività di comunicazione e di proposta di nuovi contratti, da parte sia del fornitore esistente sia di un nuovo fornitore; le realtà di piccole dimensioni con un consumo energetico basso e un impiego prevalente di energia per la produzione sono le più disinformate, in particolare al Sud.

TAV. 2.17

Grado di conoscenza della liberalizzazione

Percentuale di risposte alla domanda: "Lei sa che le aziende possono scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001-500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Sì, lo so	66,30	58,30	70,79	94,45	97,90	66,85
No, non lo sapevo	33,70	41,70	29,21	5,55	2,10	33,15

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

L'informazione sulla liberalizzazione in Italia è stata demandata prevalentemente ai media come stampa e pubblicità (Tav. 2.18); nel 9% dei casi invece sono stati fornitori diversi dal proprio a informare sulla liberalizzazione del mercato, attraverso un primo approccio atto a proporre un

nuovo contratto. Piuttosto contenuta è stata in generale l'attività comunicativa svolta o dal proprio fornitore (4%) o da associazioni di categoria (4%). Per quanto riguarda la conoscenza e le fonti di informazione, le aziende di medio-grandi dimensioni e quelle con elevati consumi elettrici ri-

TAV. 2.18

Metodo di conoscenza della liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "Come siete venuti a conoscenza della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001-500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Comunicazione da parte del proprio fornitore di energia	1,99	4,03	5,01	8,18	8,33	4,48
Comunicazione da parte di altri fornitori di energia	3,85	6,20	11,69	28,03	16,34	8,58
Comunicazione da parte di associazioni di categoria/associazioni industriali	2,52	1,56	7,81	21,54	48,28	4,02
Dai siti Internet dei fornitori di energia elettrica	2,08	0,55	0,73	2,97	6,18	1,38
Pubblicità	44,16	38,32	41,94	25,99	16,36	41,72
Articoli sui giornali/Riviste	48,8	42,54	44,03	26,72	22,66	43,27
Passaparola	5,83	13,35	8,34	6,34	4,72	7,3
Attraverso media TG/TV	4,06	4,06	7,42	3,02	0,81	4,71

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

velano una miglior conoscenza dello stato della liberalizzazione.

Per quanto riguarda il comportamento di fronte alla liberalizzazione (Tav. 2.19) chi ha sottoscritto un nuovo contratto rappresenta il 6% dei clienti non domestici intervistati (in maggioranza quelli con consumi elevati); il 2% circa di questi ha cambiato contratto mantenendo l'attuale fornitore. Per le circa 95.000 aziende che hanno un consumo annuo superiore ai 100.000 kWh/annui, l'apertura del mercato è più evidente: è tra queste, infatti, che si osserva l'affermarsi di fornitori alternativi all'ex monopolista del settore.

La quasi totalità dei clienti non domestici (88%) comunque dichiara che potrebbe cambiare fornitore a fronte di una proposta maggiormente conveniente, e, in particolare, a fronte di un consistente sconto (lo sconto medio atteso è del 22%); per i clienti con consumi elevati l'aspettativa è più contenuta (circa il 15% di sconto), ma pur sempre poco realistica. Più in generale, le aspettative dei clienti non domestici di energia elettrica nei confronti di nuovi contratti e/o fornitori risultano essenzialmente legate a fattori quali una maggior convenienza e personalizzazione o flessibilità.

Il principale ostacolo al cambiamento di contratto o fornitore sarebbe rappresentato dalla mancanza di informazione e di chiarezza; tra le motivazioni esplicitate c'è la percezione che non esista un vero e proprio vantaggio (19%, citata so-

prattutto dalle piccole aziende del terziario avanzato e dei settori immobiliare e finanziario) e che non sia realmente possibile cambiare nella propria zona (si pensa che sia servita da un solo fornitore nel 17% dei casi). Il 12% è poco motivato a cambiare perché ha consumi contenuti e un 10% è soddisfatto del proprio fornitore.

Nell'ultimo anno solo il 12% è stato interpellato da un fornitore diverso da quello attuale; il contatto ha interessato quasi esclusivamente le unità con consumi elevati e, di fatto, a un anno e mezzo circa dalla stipula del nuovo contratto, il 63% di coloro che ne hanno sottoscritto uno nuovo ha percepito una diminuzione della spesa energetica media dell'8%. La possibilità di avere un unico fornitore di energia elettrica e gas ha giocato un ruolo importante nella scelta di sottoscrivere un nuovo contratto.

Tra gli elementi emersi, che potrebbero costituire fattori determinanti nell'ottica di un cambiamento, ci sono: la garanzia della qualità del servizio; l'assistenza e la qualità del personale; la personalizzazione del contratto; la semplificazione burocratica; il monitoraggio dei consumi; la dilazione dei tempi di pagamento.

Più in generale le imprese mostrano una certa criticità nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico individuando problemi su vari fronti. I principali riguardano: la mancanza d'informazione (o pubblicità); la difficoltà a muoversi in un mercato che è percepito

TAV. 2.19

Comportamento di fronte alla liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "La vostra azienda come si è comportata a fronte della liberalizzazione del mercato?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					Totale
	Fino a 5.000 kWh	5.001-10.000 kWh	10.001-100.000 kWh	100.001-500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore	1,17	0,84	7,75	36,30	66,55	4,32
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore ma poi è tornato al precedente	0	0	0,05	1,12	0,24	0,05
Ha sottoscritto un nuovo contratto con il vecchio fornitore	2,21	0,57	0,9	1,25	3,30	1,46
Non ha fatto nulla ha mantenuto il vecchio fornitore	96,67	98,59	91,29	61,33	29,90	94,17

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

ancora come monopolistico; la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte; la percezione che non ci sia convenienza economica. Tutto ciò risulta ancor più importante se si osserva che anche il segmento di mercato con consumi superiori ai 100.000 kWh annui mostra lo stesso tipo e lo stesso livello di criticità.

Le imprese si aspettano che la liberalizzazione del

mercato porti vantaggi reali quali prezzi più convenienti, una personalizzazione dei servizi offerti e una flessibilità dei consumi, oltre che maggior attenzione alle esigenze della clientela e alla qualità dei servizi offerti. Queste attese accomunano tutte le tipologie di unità locali intervistate, indipendentemente dal settore in cui operano, dalle dimensioni o dal consumo di energia sviluppato.

Mercato finale vincolato

Nel corso del 2005 i consumi del mercato vincolato, sulla base dei dati di pre-consuntivo forniti dai distributori, sono diminuiti di oltre il 2% rispetto all'anno precedente.

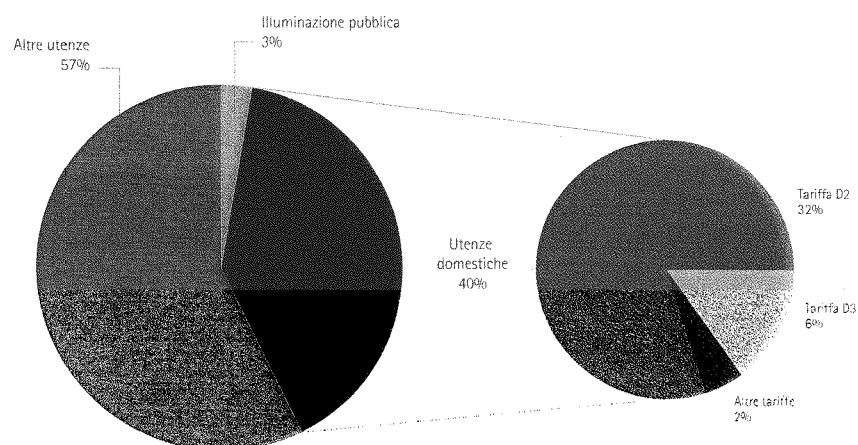
Il calo è interamente attribuibile ai consumi dei non domestici vincolati. Per questi ultimi, in prevalenza piccole aziende, artigiani, professionisti ecc., che al 1° luglio 2004 sono diventati

clienti idonei, la domanda è diminuita, infatti, del 4% circa mentre i consumi dei domestici sono rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2004.

Negli ultimi cinque anni il peso del mercato vincolato, in termini di volumi, sul mercato totale (al netto degli autoconsumi) è sceso dall'82% al 53% (Fig. 2.18).

FIG. 2.17

**Mercato vincolato
per tipologia di utente**
Dati percentuali calcolati sui
prelievi 2005

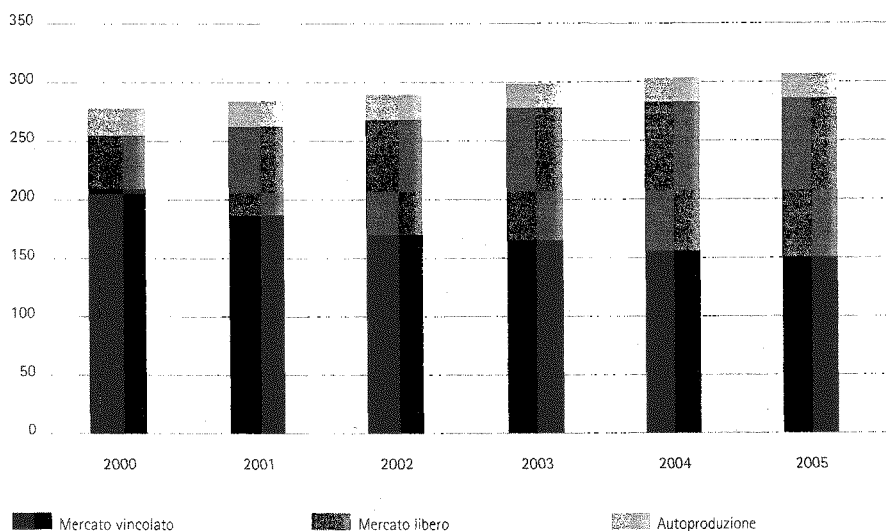


Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

FIG. 2.18

Consumi finali per tipologia
di mercato

TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti da Terna e distributori.

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Secondo quanto previsto dal Testo integrato, l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione; i corrispettivi a copertura del servizio di misura, invece, non sono sottoposti a meccanismi automatici di aggiornamento annuale.

L'aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e di distri-

buzione per l'anno 2006, effettuato con la delibera 28 settembre 2005, n. 202, ha previsto:

- l'applicazione del meccanismo del *price cap* alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;

TAV. 2.20

Confronto della tariffa
media per i servizi di
trasmissione e distribuzione
al netto delle imposte e
delle componenti A
per le diverse tipologie
contrattuali

c€/kWh

	2005 TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^{A)}	2006 TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE ^{A)}	DIFFERENZA 2006-2005
Media BT usi domestici	3,74	3,75	0,01
BT illuminazione pubblica	1,63	1,65	0,02
BT altri usi	3,10	3,15	0,05
MT illuminazione pubblica	0,95	0,97	0,02
MT altri usi	1,28	1,31	0,03
AT	0,41	0,41	-

A) Insieme le componenti UC₃ e UC₆.

- la revisione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2004.

L'aggiornamento annuale non ha comportato sostanziali variazioni sia delle componenti a copertura dei costi di trasmissione sia di quelle a copertura dei costi di distribuzione; alcuni incrementi frazionali, rispetto agli obiettivi del meccanismo di aggiornamento tariffario, sono stati determinati dall'effetto cumulato degli arrotondamenti dei corrispettivi nel corso di aggiornamenti precedenti.

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivan-

ti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dal conseguimento degli obiettivi di cui al decreto del 24 aprile 2001, a seguito cioè dell'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio (componente UC_q) sono stati aumentati di circa l'80%, passando da 50 milioni di euro nel 2005 a circa 90 milioni di euro nel 2006. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stata prevista l'invarianza della necessità di gettito rispetto al 2005 fissata pari a 50 milioni di euro.

Tariffe del mercato vincolato

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico, avvenuta l'1 aprile 2004, ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi di tale attività attraverso il ricorso a diverse modalità di approvvigionamento.

La tavola 2.21 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2005. Dalla tavola è possibile constatare come l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per una quota pari al 16% circa del suo fabbisogno, mentre la restante parte della domanda è stata coperta con contratti differenziali e con l'energia elettrica associata alla capacità produttiva di cui alla deli-

bera del CIP 29 aprile 1992, n. 6.

A partire dall'1 gennaio 2005, con l'avvio della partecipazione della domanda alla borsa elettrica, gli sbilanciamenti delle unità di consumo appartenenti al mercato vincolato sono stati quantificati e valorizzati secondo quanto previsto nella delibera 30 dicembre 2003, n. 168 e successive integrazioni e modifiche. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le suddette unità di consumo è risultata pari a circa l'1% del fabbisogno. Nella tavola 2.22 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

Con riferimento al 2006, l'incidenza prevista per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2005 per quanto riguarda l'energia CIP6 e le importazioni annuali, ma cambia sensibilmente per quanto riguarda i contratti di importazione pluriennale.

Rispetto al 2005, infatti, a seguito della sentenza della Corte di Giustizia europea del 7 giugno 2005 sul caso C-17/03, concernen-