

mercati precedenti. Tali offerte si distinguono in offerte a salire e offerte a scendere. Le prime esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo abilitate rispettivamente ad aumentare l'immissione o diminuire il prelievo. Le seconde esprimono la disponibilità delle unità di produzione o di consumo rispettivamente a diminuire l'immissione o aumentare il prelievo.

Essendo tali offerte accettate tenendo conto dei parametri tecnici delle unità di produzione o di consumo, che possono essere modificati in qualsiasi momento dagli utenti del dispacciamento, esse esprimono, di fatto, risorse differenti. La disponibilità di una unità a variare la propria produzione, entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione secondaria, con tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi, è infatti materialmente differente dalla disponibilità di un'altra unità di produzione a variare la propria produzione, entro una banda di potenza predefinita ai fini della regolazione terziaria, con un tempo di risposta dell'ordine di un'ora.

Le offerte sono presentate dagli utenti del dispacciamento entro una certa ora del giorno prima. La controparte degli utenti del dispacciamento è il GRTN che si pone come unico acquirente/venditore rispetto alle offerte presentate dagli stessi.

Il processo di accettazione delle offerte si svolge in due tempi:

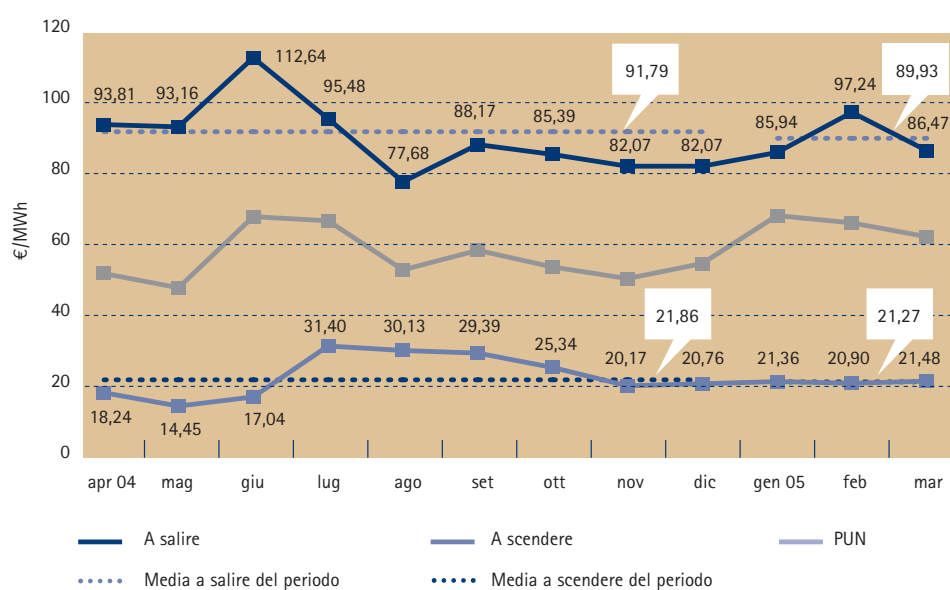
- a programma, il giorno prima, quando le offerte sono accettate per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati in esito ai mercati dell'energia (MGP e MA), onde risolvere eventuali congestioni residue non risolte su tali mercati, costituire i margini di riserva necessari alla sicurezza del sistema e bilanciare il sistema a programma;
- in tempo reale, quando le offerte sono accettate per bilanciare il sistema in tempo reale (cioè nel giorno stesso degli scambi fisici).

Diversamente da quanto ha luogo su MGP e MA le offerte non sono remunerate al prezzo di equilibrio, ma al prezzo della singola offerta (asta discriminatoria o *pay as bid*). L'adozione di una remunerazione al prezzo di equilibrio (asta non discriminatoria o *uniform price*) renderebbe necessaria l'iterazione a una frequenza assai elevata del meccanismo di equilibrio di domanda e offerta di energia elettrica in tempo reale basato sul prezzo marginale. Ciò comporterebbe significativi costi amministrativi, senza alcun evidente guadagno di efficienza, nella misura in cui, su orizzonti temporali ristretti come quelli rilevanti per i servizi di regolazione, le caratteristiche dinamiche degli impianti possono costituire le determinanti principali nella selezione delle unità.

Per quanto riguarda i risultati registrati su MSD nel primo anno di funzionamento del sistema delle offerte (aprile 2004 – marzo 2005), essi 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 relativamente più stabili e 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 risultano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate.

FIG. 3.9 PREZZO MEDIO SUL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO EX ANTE



Fonte: GME.

Contratti al di fuori del sistema delle offerte

I contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte relativi all'anno 2004 coinvolgono sia il mercato libero sia quello vincolato, come riscontrabile dal portafoglio di approvvigionamento dell'Acquirente Unico, descritto nel paragrafo a esso dedicato.

Relativamente a questa tipologia di scambi si possono considerare due diversi livelli di contrattazione. Il primo riguarda i contratti attraverso i quali i soggetti che dispongono di fonti di produzione (società di produzione nazionali ed estere, *toller*/mandatari di società di produzione, GRTN) cedono energia ad altri soggetti (tipicamente grossisti o consumatori finali). A questo livello la somma dei volumi di vendita, contrattati con diverse forme, corrispondono alla genera-

zione destinata al consumo nazionale al netto dei quantitativi autoconsumati. Agli scambi effettuati in borsa si aggiungono quindi quelli relativi alle importazioni (si veda il paragrafo dedicato alle opzioni di approvvigionamento del mercato libero), alle assegnazioni di energia CIP6, all'energia scambiata sullo STOVE precedentemente alla partenza del sistema delle offerte e alla contrattazione bilaterale fisica tra soggetti che dispongono dell'energia degli impianti di produzione nazionali con altri soggetti del mercato libero e con l'Acquirente Unico, come riportato nella tavola 3.16. Tutte le forme di approvvigionamento sopra indicate riguardano i contratti che prevedono la consegna fisica del bene in oggetto, escludendo quindi l'attività di contrattazione di tipo puramente finanziario trattata sia nei paragrafi sugli strumenti predisposti dall'Autorità per la copertura del rischio temporale e spaziale sopportato dagli operatori, sia nel paragrafo dedicato alle modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico.

TAV. 3.16 **STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA PER L'ANNO 2004**

	GWh
Fabbisogno (inclusi pompaggi)	332.282
Autoconsumi	19.500
Borsa elettrica	67.285
Importazioni nette	45.635
CIP6 e altri ritiri obbligati GRN	56.664
STOVE	50.353
Bilaterali fisici	92.845

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati GRN, GME e dichiarazioni degli operatori.

Il secondo livello della contrattazione al di fuori del sistema delle offerte si colloca a valle di quello descritto sopra e coinvolge tutta l'attività di *trading* effettuata tra operatori grossisti e tra questi e i clienti finali del mercato libero. La struttura degli approvvigionamenti e quella della vendita dei principali operatori grossisti sono riportate rispettivamente nelle tavole 3.17 e 3.18.

Remunerazione della capacità produttiva

L'introduzione di un regime di remunerazione della capacità produttiva è espressamente previsto dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, con lo scopo di incentivare gli investimenti di lungo periodo necessari a garantire l'adeguatezza della capacità produttiva rispetto al fabbisogno di energia elettrica.

XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.17 STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004

GWh

SOGGETTO	CIP6	BORSA ELETTRICA	TOLLING - MANDATO	ACQUISTI DA GROSSISTI	ACQUISTI DA PRODUTTORI NAZIONALI	IMPORTA- ZIONI	TOTALE
Enel Trade	2.572	1.419	-	980	21.645	884	27.498
Edison Trading	-	-	-	696	15.244	443	16.383
Edison Energia	1.580	-	-	13.853	-	213	15.646
EGL Italia	3.806	84	-	5.904	1.639	1.785	13.218
Endesa Italia Power & Fuel	611	-	-	527	10.625	371	12.134
AEM Trading	334	227	9.447	0	22	166	10.196
EniPower Trading	1.502	81	-	103	7.157	1.097	9.940
ATEL Energia	894	603	5.437	1.402	53	338	8.727
Enel Energia	-	20	-	8.112	-	-	8.132
Energia	2.099	414	-	140	2.592	2.150	7.395
SIET	1.061	558	2.506	387	1.332	404	6.248
NET	356	75	-	210	2.505	2.862	6.007
EDF Energia Italia	722	116	-	4.590	336	72	5.836
Eneco Trade	874	-	-	174	2.152	1.323	4.523
Dalmine Energie	947	-	-	1.581	634	490	3.652
Energia e Territorio	986	340	-	626	1.336	294	3.582
AceaElectrabel Trading	479	98	778	269	1.580	193	3.396
Ergon Energia	-	-	-	3.043	-	-	3.043
Modula Servizi ed Energia per le Imprese	-	331	-	2.124	-	269	2.724
Azienda Energetica Trading	628	62	-	1.235	292	297	2.514
Energetic Source	645	85	-	1.132	70	623	2.555
Telenergia	494	15	-	1.622	-	215	2.347
TGE	-	-	-	1.881	-	321	2.201
AceaElectrabel Energia	46	-	-	2.144	-	42	2.232
Hera Comm	448	523	-	523	397	306	2.197
Dynameeting	619	109	-	892	63	454	2.138
AEM Energia	4	-	-	1.954	-	-	1.958
Esperia	312	385	-	895	18	213	1.823
Electra Italia	690	-	-	440	169	594	1.893
ICD - Inter Commercial Dialogue	-	-	-	-	-	1.736	1.736
MPE Merloni Progetto Energia	288	-	-	167	1.244	-	1.699
TecnoEnergia	28	336	-	1.305	2	96	1.766
Assoenergia	815	34	-	491	1	310	1.650
ASSM Alpengerie	-	-	-	-	-	1.601	1.601
Centomilacandele	389	216	-	829	-	208	1.642
Multiutility	246	16	-	1.303	-	-	1.564
C.V.A. Trading	936	-	-	18	107	420	1.480

continua



XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.17 **STRUTTURA DELL'APPROVVIGIONAMENTO DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004**

SEGUE

GWh

SOGGETTO	CIP6	BORSA ELETTRICA	TOLLING - MANDATO	ACQUISTI DA GROSSISTI	ACQUISTI DA PRODUTTORI NAZIONALI	IMPORTAZIONI	TOTALE
Espansione Soluzioni per l'energia	-	-	-	1.389	-	-	1.389
ERG Power & Gas	-	-	986	407	-	-	1.392
ASM Energy	501	0	-	505	331	71	1.408
ASM Energia e Ambiente	-	3	-	430	911	86	1.430
E.ON Sales & Trading	-	-	-	1.119	229	-	1.347
Amps Energie	-	-	-	1.346	-	-	1.346
Air Liquide Italia	189	-	-	1.029	-	103	1.321
AlpEnergie Italia	599	-	-	35	319	364	1.316
Globe Trade AG	-	-	-	-	-	1.278	1.278
E.ON Italia SpA	167	-	-	951	-	105	1.223
Exergia	-	-	-	1.147	56	-	1.202
EOS - Energie Ouest Suisse	-	-	-	-	-	1.192	1.192
Trafigura Electricity Italia	296	29	-	420	110	248	1.103
LumEnergia	145	-	-	852	-	65	1.062

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 3.18 **STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI PER L'ANNO 2004**

GWh

SOGGETTO	VENDITA A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITA ALL'INGROSSO				TOTALE ^(A)
		ACQUIRENTE UNICO	BORSA ELETTRICA	SERVIZI DI DISPACCIA-MENTO	GROSSISTI E DISTRIBUTORI IDONEI	
Enel Trade	13.123	-	-	-	13.682	26.805
Edison Trading	-	1.122	396	0	14.865	16.383
Edison Energia	8.846	-	-	-	6.334	15.180
EGL Italia	13.095	-	123	-	-	13.218
Endesa Italia Power & Fuel	439	-	-	-	11.076	11.515
AEM Trading	-	3.188	2.462	237	4.522	9.935
EniPower Trading	7.723	257	509	-	904	9.394
ATEL Energia	1.683	1.878	545	-	4.621	8.727
Enel Energia	7.017	-	-	-	734	7.751
Energia	7.175	-	-	-	221	7.395
SIET	2.315	396	871	111	2.400	6.093
NET	1.397	-	-	-	4.591	5.988
EDF Energia Italia	2.854	-	146	-	2.743	5.743
Eneco Trade	2.977	-	-	-	1.252	4.230
Dalmine Energie	3.652	-	-	-	16	3.668
Energia e Territorio	3.420	-	-	-	162	3.582

continua



XIV LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI — DOCUMENTI

TAV. 3.18 **STRUTTURA DELLE VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA DEI PRINCIPALI GROSSISTI
PER L'ANNO 2004**

SEGUE

GWh

SOGGETTO	VENDITA A CLIENTI IDONEI FINALI	VENDITA ALL'INGROSSO				TOTALE ^(A)
		ACQUIRENTE UNICO	BORSA ELETTRICA	SERVIZI DI DISPACCIA- MENTO	GROSSISTI E DISTRIBUTORI IDONEI	
AceaElectrabel Trading	-	-	767	12	2.620	3.398
Ergon Energia	2.661	-	-	-	382	3.043
Modula Servizi ed Energia per le Imprese	1.507	-	316	-	901	2.724
Azienda Energetica Trading	1.179	220	-	-	1.115	2.514
Energetic Source	1.044	-	48	-	1.399	2.491
Telenergia	2.070	-	-	-	277	2.347
TGE	-	-	-	-	2.201	2.201
AceaElectrabel Energia	2.080	-	44	-	47	2.171
Hera Comm	1.980	-	-	-	42	2.022
Dynameeting	961	-	155	-	960	2.076
AEM Energia	1.842	-	-	-	-	1.842
Esperia	1.242	-	59	-	522	1.823
Electra Italia	1.723	-	-	-	78	1.801
ICD - Inter Commercial Dialogue	-	-	-	-	1.736	1.736
MPE Merloni Progetto Energia	1.143	-	450	-	106	1.699
TecnoEnergia	1.699	-	0	-	-	1.699
Assoenergia	1.564	-	44	-	-	1.608
ASSM Alpengenie	575	-	-	-	1.021	1.596
Centomilacandele	1.564	-	-	-	-	1.564
Multiutility	951	-	329	-	217	1.497
C.V.A. Trading	1.171	-	-	-	266	1.436
Espansione Soluzioni per l'energia	1.389	-	-	-	-	1.389
ERG Power Et Gas	1.348	-	-	-	17	1.365
ASM Energy	593	-	-	-	769	1.362
ASM Energia e Ambiente	1.298	-	-	-	55	1.353
E.ON Sales Et Trading	-	98	-	-	1.250	1.347
Amps Energie	1.328	-	-	-	-	1.328
Air Liquide Italia	1.321	-	-	-	-	1.321
AlpEnergie Italia	1.035	-	123	-	147	1.305
Globe Trade AG	-	-	-	-	1.278	1.278
E.ON Italia SpA	364	66	0	-	787	1.217
Exergia	1.010	-	-	-	192	1.202
EOS - Energie Ouest Suisse	-	-	-	-	1.192	1.192
Trafigura Electricity Italia	44	-	450	-	607	1.101
LumEnergia	561	-	209	-	292	1.062

(A) Eventuali differenze tra il valore degli acquisti e quello delle vendite sono da attribuire alle perdite di rete

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per adeguatezza si intende la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità: la distinzione rispetto al concetto di sicurezza attiene proprio alla dimensione temporale, con l'adeguatezza rivolta maggiormente a un'ottica di lungo periodo e la sicurezza, intesa come idoneità del sistema ad affrontare squilibri improvvisi tra domanda e offerta di energia elettrica, a un'ottica di breve.

L'art. 2, comma 1, del decreto legislativo n. 379/03, dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali il GRTN dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

Il comma 2, dell'art. 1, del decreto legislativo n. 379/03, stabilisce che, a regime, il sistema di remunerazione istituito a tal fine dovrà risultare:

- basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- volto a remunerare le unità di produzione di nuova realizzazione, nonché a mantenere in esercizio efficiente la capacità esistente;
- fondato su obiettivi di capacità produttiva del sistema elettrico indicati dal GRTN;
- in grado di remunerare altresì i consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire il servizio di riserva e che non beneficino di altre agevolazioni;
- tale da subordinare la remunerazione alla presenza di un'apposita garanzia prestata dai soggetti beneficiari.

Non essendo stati definiti termini precisi per l'introduzione di tale sistema per la remunerazione della capacità produttiva, lo stesso decreto legislativo n. 379/03 prevede l'introduzione di un regime transitorio; tale disciplina transitoria, basata su criteri in parte differenti da quanto previsto per il sistema a regime, è al momento in vigore ed è disciplinata congiuntamente dal decreto citato e dalla deliberazione n. 48/04 dell'Autorità.

Sistema attuale

Per quanto riguarda i soggetti beneficiari dell'attuale regime transitorio, la deliberazione n. 48/04 prevede che sia il GRTN a definire, insieme alle altre modalità procedurali e alla lista dei giorni critici, i criteri per l'ammissione alla remunerazione della capacità produttiva. In maniera sintetica, si possono considerare ammessi a tale sistema le unità produttive ubicate in Italia, che siano dispacciabili sulla base delle regole fornite dal GRTN e che si rendano disponibili nei giorni critici previsti. In aggiunta il decreto legislativo n. 379/03 preve-

de che siano esclusi da tale sistema di remunerazione le fonti che godono di altre forme di incentivazione e quelle non programmabili.

Il meccanismo transitorio prende a riferimento i parametri del precedente regime regolato, in cui il prezzo corrisposto all'energia conteneva una componente a remunerazione della capacità. Data la natura di questa remunerazione è stato quindi stabilito di suddividere il pagamento per la capacità in due corrispettivi: uno specifico che riflette quanto previsto nel regime amministrato e uno ulteriore inteso a coprire eventuali minori ricavi sul mercato rispetto a quanto veniva garantito nel precedente regime.

Il corrispettivo specifico di remunerazione, espresso in euro al MWh e differenziato per fasce, viene quindi calcolato dal GRTN sulla base della distinzione tra i giorni di alta e media criticità; le formule di cui all'art. 35 della deliberazione n. 48/04 prevedono che la stima, espressa in euro, del gettito annuo disponibile per il finanziamento del corrispettivo specifico venga divisa per la stima della potenza disponibile nei giorni di alta e media criticità e distribuita per fascia secondo due classi di parametri a seconda che si tratti di giorni di alta o media criticità.

Il corrispettivo ulteriore, espresso in euro, viene riconosciuto ai produttori ammessi alla remunerazione del corrispettivo specifico qualora il ricavo effettivo risulti inferiore a quello di riferimento. Entrambi i ricavi sono calcolati sulle quantità totali vendute, ivi inclusi i programmi di immissione relativi a contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte; il ricavo di riferimento valorizza dette quantità a PGn (il prezzo all'ingrosso dell'energia nel precedente regime amministrato), mentre quello effettivo considera la somma della loro valorizzazione oraria al massimo tra il prezzo di borsa medio ponderato orario e l'80 per cento del PGn. In pratica la *ratio* del corrispettivo ulteriore risiede nella volontà dell'Autorità di tutelare i produttori nel caso di prezzi di borsa troppo bassi e i consumatori nel caso di prezzi di borsa troppo alti; infatti, dato che in regime amministrato il PGn garantiva ai produttori anche la remunerazione della capacità produttiva, si è ritenuto che ai produttori spettasse un'ulteriore fonte di remunerazione per la disponibilità di capacità produttiva solo nel caso in cui il prezzo di borsa medio ponderato orario scendesse sotto una determinata soglia del PGn. La determinazione del corrispettivo ulteriore è data dal prodotto tra la quota di capacità produttiva ascrivibile a ciascun produttore nell'anno e il minimo tra la stima del gettito complessivo annuo, espresso in euro, disponibile per la remunerazione dell'ulteriore corrispettivo e la differenza tra il ricavo effettivo e quello di riferimento. Ovviamente, nel caso in cui il ricavo effettivo risulti maggiore a quello di riferimento, i produttori non riceveranno alcun ulteriore corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva.

**Proposta dell'Autorità
per il sistema a regime**

Allo scopo di sostituire al vigente regime transitorio un sistema di remunerazione della capacità produttiva che soddisfi i requisiti del decreto legislativo n. 379/03, l'Autorità ha elaborato una proposta di sistema da sottoporre a consultazione dei produttori tramite il Documento per la consultazione pubblicato sul proprio sito Internet in data 18 marzo 2005.

Alla luce delle esperienze internazionali, delle condizioni strutturali del mercato dell'energia elettrica italiano e delle indicazioni previste del decreto legislativo n. 379/03, la scelta è caduta su un modello di remunerazione della capacità produttiva denominato *capacity obligation*, in cui si prevede di contrattualizzare attraverso meccanismi concorrenziali impianti che si impegnino a rendere disponibile un livello di capacità produttiva necessario a coprire il carico di punta, più un adeguato margine di riserva. Tale modello, infatti, disciplina la determinazione per via amministrata del livello di capacità necessario a garantire l'adeguatezza del sistema e la fissazione del relativo prezzo attraverso la concorrenza tra i diversi generatori, nonché la previsione di penali per i produttori che non rendessero disponibile la capacità produttiva contrattualizzata.

In estrema sintesi, il contratto previsto dal *capacity obligation* può essere assimilato a una opzione, il cui acquirente sarebbe il GRTN. L'opzione impegna il cedente a corrispondere, in ciascuna ora del periodo di riferimento, la differenza, se positiva, tra un prezzo di mercato e un prezzo di riferimento definito dal contratto (*strike price*) per la capacità oggetto del contratto. A sua volta l'acquirente dovrà corrispondere al cedente un corrispettivo espresso in €/MW (premio), determinato in esito alle negoziazioni realizzate nel mercato in esame.

Dal lato dell'offerta si consente di partecipare al mercato della capacità produttiva agli operatori di mercato per unità di produzione rilevanti, ivi comprese le unità di produzione autorizzate e non ancora entrate in esercizio, che presentino idonee garanzie finanziarie e agli utenti del dispacciamento per unità di consumo abilitate disposti a subire interruzioni di carico, in quanto fornitori di un sostituto della disponibilità di capacità di generazione. Sono invece esclusi gli impianti rientranti in altri sistemi di incentivazione. Il GRTN potrà coprire i costi sostenuti nell'ambito di tale servizio attraverso un corrispettivo posto a carico di tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Al fine di contemperare le opposte esigenze di lungo periodo per gli investitori e di flessibilità temporale nella durata degli impianti per i produttori, si è ritenuto di proporre due diversi sistemi di determinazione della durata del contratto; uno con un orizzonte temporale di riferimento di 5 anni e uno con due orizzonti temporali, 3 e 7 anni, che permetterebbe una maggiore flessibilità di scelta ai produttori con impianti aventi vita residua differente. Per favorire l'accesso anche agli impianti di nuova realizzazione e quindi la contendibilità del mercato, si è previsto che la negoziazione e la sottoscrizione delle obbligazioni ab-

biano luogo con tre anni di anticipo rispetto all'inizio della loro esercitabilità. Tuttavia, per evitare che i nuovi impianti abbiano solamente un'occasione ogni 5 anni per poter vendere la propria capacità sul mercato, limitando così anche la frequenza dei segnali di lungo periodo che guidano le scelte di investimento, si è ritenuto preferibile proporre uno schema in cui ogni anno venga messa all'asta, a seconda dell'orizzonte temporale scelto per la durata del contratto, una corrispondente quota parte della capacità produttiva.

La determinazione della quantità di capacità da approvvigionare è rimessa al GRTN; essa dovrà essere commisurata alla punta di domanda prevista più un margine di riserva, che dovrebbe essere determinato non solo in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema, ma anche da quelle di assicurare un adeguato livello di competitività nel medesimo sistema.

Per quanto riguarda la fissazione del livello dello *strike price* delle opzioni, si sono proposte due metodologie: una con uno o più *strike price*, consentendo così ai partecipanti di formulare offerte semplici sul premio richiesto per sottoscrivere il contratto, e l'altra con offerte binomie premio – *strike price*.

Al fine di rendere il sistema di remunerazione della capacità sufficientemente flessibile da essere in grado di sostituire la capacità produttiva che, per sopravvenuti motivi, non fosse più disponibile o di adeguarsi a cambiamenti strutturali di scenario rispetto alle quantità approvvigionate dal GRTN, si è prevista la possibilità di predisporre un mercato di aggiustamento e un mercato secondario delle opzioni. Questo ridurrebbe il profilo di rischio e permetterebbe anche agli operatori di aggiustare le proprie posizioni.

Per quanto riguarda le penali si prevede l'applicazione di quelle indicate dal decreto legislativo n. 379/03; la valutazione della loro entità dovrebbe variare a seconda della causa della mancata erogazione della capacità contrattualizzata. In particolare, si prevede la mancata penalizzazione degli impianti che trasferiscano attraverso il mercato di aggiustamento o bilateralmente ad altri impianti o consumatori interrompibili l'obbligo che essi non sono in grado di soddisfare, purché ne diano tempestiva comunicazione al GRTN.

Vigilanza del mercato elettrico

Misure per la promozione della concorrenza e monitoraggio del mercato elettrico

La legge 14 novembre 1995, n. 481, attribuisce all'Autorità poteri di accertamento, controllo e direttiva sui servizi di pubblica utilità, ivi incluse le attività di produzione e vendita. Il decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003, recante *Approvazione del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico*, ha altresì previsto che l'Autorità definisca un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato e le modalità per il monito-

raggio dell'andamento dei prezzi, nonché i criteri per la costruzione, da parte del GME, di indici di prezzo dei mercati dell'energia elettrica e, da parte del GRTN, di indici del MSD.

In virtù dei poteri di vigilanza conferiti dalla legge n. 481/95 e in ottemperanza alle disposizioni del decreto del Ministero delle attività produttive del 19 dicembre 2003, l'Autorità ha provveduto con la deliberazione del 24 febbraio 2004, n. 21, a strutturare un sistema di indici di mercato volti a facilitare il monitoraggio sull'evoluzione della domanda e dell'offerta nel mercato elettrico, sugli esiti delle contrattazioni che hanno luogo nel sistema delle offerte o al di fuori di esso, nonché sulla condotta dei singoli operatori.

Gli indici di mercato sono stati definiti nel dettaglio dal GME e dal GRTN in conformità agli obiettivi e ai criteri fissati dall'Autorità con la deliberazione n. 21/04 e sono stati approvati dall'Autorità. Nell'esercizio della sua attività di monitoraggio, infatti, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione tecnica del GME e del GRTN ai fini del calcolo e della pubblicazione dei predetti indici con cadenza mensile.

Prima dell'avvio del dispacciamento di merito economico avvenuto il 1° aprile 2004, la deliberazione del 27 marzo 2004, n. 49, ha apportato modifiche e integrazioni alla deliberazione n. 21/04. Queste si sono rese necessarie per perfezionare il sistema di monitoraggio e di controllo del potere di mercato alla luce delle verifiche sull'efficacia delle misure adottate con la predetta deliberazione, effettuate durante il periodo delle prove operative che hanno preceduto l'avvio ufficiale del mercato elettrico.

La deliberazione n. 21/04, come modificata dalla deliberazione n. 49/04, conteneva altresì un meccanismo di controllo del potere di mercato. L'obiettivo perseguito era quello di applicare misure che disincentivassero lo sfruttamento del potere di mercato, qualora questo emergesse sulla base di indici in grado di identificare incrementi anomali dei prezzi in corrispondenza di riduzioni delle quantità prodotte dall'operatore marginale rispetto a una soglia concorrenziale prefissata.

Tale meccanismo prevedeva, infatti, un primo controllo giornaliero sul prezzo medio ponderato del Sistema Italia nelle ore di alto e medio carico per i trenta giorni precedenti. Se tale prezzo risultava superiore alla media dei prezzi all'ingrosso calcolata sul medesimo periodo si procedeva a un secondo controllo volto a verificare se le quantità offerte in ciascuna ora dall'operatore marginale fossero superiori a un quantitativo minimo concorrenziale calcolato sulla base del livello di domanda e della sua quota di mercato. Qualora in una data ora e in un data zona, la quantità offerta dall'operatore marginale risultasse inferiore alla suddetta quantità minima, a tale operatore veniva riconosciuto, per le offerte accettate nel MGP in qualsiasi zona e relative a unità di produzione ter-

moelettriche, un prezzo pari al prezzo specificato nella stessa offerta (*pay as bid*), in luogo del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica nel MGP (*system marginal price*).

La deliberazione n. 21/04, come modificata dalla deliberazione n. 49/04, conteneva infine la previsione di un tetto massimo pari a 500 €/MWh, relativamente ai prezzi indicati nelle offerte presentate sul MGP.

Alla luce dell'esperienza acquisita nel 2004, l'Autorità ha provveduto a integrare la deliberazione n. 21/04 con due ulteriori deliberazioni volte a disciplinare rispettivamente un nuovo meccanismo per il controllo del potere di mercato da applicarsi per il 2005 (deliberazione 30 dicembre 2004, n. 254) e un sistema potenziato di monitoraggio da attuarsi nel corso dello stesso anno (deliberazione del 24 marzo 2005, n. 50).

La disciplina di controllo del potere di mercato prevista dalla deliberazione n. 254/04 è stata oggetto di ricorso al TAR da parte di Enel ed Endesa. Con le ordinanze cautelari del TAR Lombardia n. 382/05 e n. 383/05 è stata disposta la sospensione della delibera in oggetto, confermata dall'ordinanza n. 1532/05 del Consiglio di Stato, Sezione VI, in attesa del pronunciamento definitivo sul merito, che dovrebbe avvenire in data 24 maggio 2005.

Similmente al meccanismo predisposto per il 2004, la deliberazione n. 254/04 prevede misure in grado di disincentivare l'esercizio del potere di mercato da parte di un operatore. Ciò che cambia rispetto alla precedente disciplina è la costruzione degli indici volti a rilevare l'avvenuto esercizio di potere di mercato e le conseguenti misure applicate all'operatore che ne è responsabile.

La deliberazione n. 254/04 dispone che il GME determini, per ciascun operatore rilevante e in ciascun mese, alcuni indici volti a rilevare dapprima la potenziale sussistenza di un potere di mercato in capo a tale operatore e, successivamente, l'avvenuto o meno esercizio di tale potere.

Al fine di rilevare se un operatore sia in grado di esercitare potere di mercato viene calcolato un indice che accerta:

- se l'offerta di energia elettrica relativa al detto operatore, in una determinata ora e in una specifica macrozona, risulta "indispensabile" al mercato; in altri termini, se il mercato non può rivolgersi, per soddisfare la propria domanda in quel dato contesto, ad altri operatori;
- se la media dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica sia inferiore o superiore a 300 euro.

Qualora tale indice non rispetti una soglia predeterminata, si procede a calcolare i successivi indici volti a determinare l'effettivo esercizio di potere di mercato. Il primo indice rileva, con riferimento a un dato operatore, in una determi-

nata ora e macrozona, la quantità di energia elettrica in relazione alla quale l'operatore di mercato è risultato "indispensabile".

Tramite il secondo indice, invece, è possibile accertare in quale proporzione temporale, rispetto al totale delle ore del mese considerato, un dato operatore è stato "operatore marginale" (i.e. ha presentato l'ultima offerta nel MGP, "fissando" sostanzialmente il prezzo in una data macrozona), e in quale proporzione il prezzo medio fissato nelle suddette ore si discosta dalla media complessiva mensile, nonché in quale misura il prezzo fissato in quella data macrozona si discosta dal prezzo registrato nelle macrozona risultata più concorrenziale.

Le misure comportamentali di promozione della concorrenza vengono applicate a un operatore qualora i due indici sopra richiamati facciano emergere una delle seguenti condizioni:

- l'operatore di mercato abbia ceduto una quantità di energia inferiore alla quantità minima per cui è risultato indispensabile e quindi non si sia messo in concorrenza con gli altri operatori cedendo energia a un prezzo più basso di quello che avrebbe potuto spuntare se si fosse limitato a vendere la quantità indispensabile;
- ovvero emerga un notevole scostamento del prezzo nella macrozona considerata, rispetto a quella più "competitiva".

Le misure comportamentali di promozione della concorrenza, che scattano a fronte della realizzazione di una delle due condizioni suddette, consistono in sintesi nell'apposizione di un obbligo a carico dell'operatore a offrire, nel MGP, tutta la produzione disponibile a un prezzo fisso, peraltro liberamente determinato dall'operatore, per i trenta giorni successivi al termine entro cui si effettuano i controlli (termine di chiusura della sessione del MGP relativa al dodicesimo giorno del mese successivo a quello in cui la verifica si riferisce).

Tali misure comportamentali tendono a evitare che l'operatore possa avvalersi del proprio "potere di mercato", distorcendo il corretto e trasparente funzionamento della borsa elettrica, attraverso offerte di energia a prezzi relativamente elevati nelle ore di massimo carico, in cui risulta insostituibile, e offrendo invece energia a prezzi relativamente bassi nelle ore di minimo carico, al fine di estromettere i piccoli operatori che in tali ore potrebbero sostituirlo.

Le misure comportamentali includono altresì l'obbligo a carico dell'operatore a presentare, con riferimento al MSD, un'offerta di vendita con prezzo fisso per tutte le ore dei 30 giorni successivi al termine entro cui si effettuano i controlli. Tale prezzo non deve essere superiore alla media dei prezzi delle offerte di vendita accettate, con riferimento al medesimo punto di dispacciamento, nel mercato dei servizi di dispacciamento nel mese precedente a quello cui la verifica si riferisce.

Tale disposizione è volta a impedire che l'operatore possa eludere l'obbligo di offerta nel MGP collocando la sua produzione sul MSD a un prezzo ancora maggiore.

Per quanto riguarda l'attività di monitoraggio, nel corso dell'anno 2004 e agli inizi dell'anno 2005, si sono registrati eventi tali da richiedere un'evoluzione delle modalità e dei criteri per l'esercizio delle attività a esso funzionali secondo quanto previsto dalla deliberazione n. 21/04.

In primo luogo, l'avvio della partecipazione attiva della domanda nel sistema delle offerte ha reso opportuna l'integrazione degli indici di mercato in essere con appositi indici volti a monitorare la struttura e il comportamento della domanda.

In secondo luogo, nell'ambito dell'Istruttoria conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica (deliberazione del 9 febbraio 2005, n. 19) svolta congiuntamente dall'Autorità e dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sono stati sviluppati appositi indici volti a:

- identificare la dimensione geografica dei mercati rilevanti relativamente sia al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sia all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento;
- misurare il potere di mercato dei diversi operatori, in funzione del loro grado di indispensabilità ai fini del soddisfacimento della domanda oraria in ciascuno dei suddetti mercati o loro aggregati;
- valutare la convenienza dei medesimi operatori a esercitare il potere di mercato derivante da tale condizione di indispensabilità su un singolo mercato rilevante o, in maniera congiunta, su più mercati rilevanti.

In terzo luogo, l'esperienza acquisita nel 2004 e la raccolta dei primi elementi emergenti dalle istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte, avviate con le deliberazioni 9 giugno 2004, n. 84 e 13 gennaio 2005, n. 3, hanno evidenziato l'esigenza di pervenire a una più efficace organizzazione del monitoraggio, con riferimento tra l'altro:

- alla valutazione della condotta degli operatori in relazione a possibili scenari di costo e a differenti strategie di offerta;
- alla frequenza con cui i principali operatori determinano il prezzo nei mercati rilevanti e alla rilevanza per il sistema elettrico nazionale di tale comportamento;
- alla relazione tra i ricavi dei produttori e i prezzi registrati nel MGP, anche in funzione dei volumi di energia sottesi ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte;

- alle quantità vendute dai principali operatori di mercato rispetto agli esiti di un mercato concorrenziale.

In quarto luogo, le modalità di funzionamento transitoriamente previste per il MSD, che implicano la negoziazione in un unico mercato delle varie risorse per il servizio di dispacciamento (risoluzione di congestioni, riserva di potenza reattiva, riserva di potenza attiva e bilanciamento), hanno reso problematica la definizione di indici idonei a monitorare i segmenti di mercato relativi alle suddette risorse, nonché la condotta degli utenti del dispacciamento nella fornitura delle medesime.

La deliberazione n. 50/05 ha disegnato un sistema potenziato di monitoraggio del mercato che modifica quello previsto dalla deliberazione n. 21/04, in particolare integrandolo con:

- gli indici di mercato volti al monitoraggio della domanda;
- gli indici sviluppati nell'ambito dell'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica;
- gli indici volti a rispondere alle esigenze emerse nello svolgimento delle istruttorie conoscitive sulla dinamica di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte;
- gli indici volti a consentire il monitoraggio dei segmenti di mercato relativi alle varie risorse per il servizio di dispacciamento nonché della condotta degli utenti del dispacciamento nella fornitura delle medesime.

Indagine conoscitiva congiunta Con la deliberazione n. 19/05, si è conclusa l'indagine conoscitiva sullo stato
Autorità per l'energia elettrica della liberalizzazione del settore elettrico (avviata con la deliberazione 20 feb-
e il gas – Autorità garante braio 2003, n. 13), condotta congiuntamente con l'Autorità garante della con-
della concorrenza correnza e del mercato.
e del mercato Obiettivo dell'indagine era quello di analizzare, in un'ottica di promozione e tutela della concorrenza, i mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e del connesso servizio di dispacciamento, valutando e misurando, in particolare, l'eventuale esistenza di potere di mercato.

A tal fine l'analisi si è concentrata sul funzionamento dei primi sei mesi del meccanismo di dispacciamento di merito economico. Una volta individuati i mercati rilevanti oggetto dell'indagine è stata effettuata un'analisi della loro struttura, che ha utilizzato sia i tradizionali indici di concentrazione (quota di mercato, HHI) sia indici sviluppati *ad hoc* per i mercati elettrici (indici pivotali e di indispensabilità alla copertura della domanda residuale) con particolare riferimento al potere di mercato unilaterale. Le risultanze dell'analisi sono state successivamente utilizzate per formulare le modalità di intervento dell'Autorità

e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in materia di promozione della concorrenza.

Nell'individuare i mercati rilevanti oggetto dell'indagine è stata fatta una prima distinzione tra mercato all'ingrosso e MSD. Il primo comprende i mercati organizzati per la compravendita di energia elettrica (MGP e MA) e i mercati OTC dei contratti non standardizzati (contratti bilaterali), che risultano avere come oggetto di contrattazione un bene omogeneo (energia a termine) e i cui prezzi sono tra loro connessi. Il secondo invece riguarda il MSD che, per ragioni tecnico-economiche è da considerarsi distinto dai precedenti. In esso vengono infatti contrattati beni e servizi di natura diversa rispetto al mercato all'ingrosso e con diverse relazioni di sostituibilità tra di loro (riserva terziaria, riserva secondaria, energia di bilanciamento e per la soluzione delle congestioni). Il MSD, inoltre, ha regole di funzionamento diverse rispetto agli altri mercati: la domanda è espressa unicamente dal GRTN, l'offerta è obbligatoria e limitata a unità di produzione che presentino determinate caratteristiche tecniche, la regola di formazione del prezzo è basata su un meccanismo di asta discriminatoria (*pay as bid*). All'interno di questa distinzione, l'analisi del potere di mercato si è concentrata particolarmente sul mercato all'ingrosso, il quale è stato a sua volta suddiviso in più mercati geografici rilevanti. Tale suddivisione è stata effettuata attraverso un test che valuta l'incentivo di un ipotetico monopolista ad aumentare i prezzi nell'area geografica servita, indipendentemente dall'incidenza delle massime importazioni potenziali da aree limitrofe. Su questa base i mercati geografici rilevanti sono stati individuati nelle macrozone: Nord, Macrosud (comprendente le zone di mercato Centro-Nord, Centro-Sud e Sud), Macrosicilia (Sicilia e Calabria), Sardegna.

La successiva analisi della struttura di mercato ha evidenziato come i mercati geografici rilevanti sopra definiti presentino una struttura estremamente concentrata. Il mercato Nord, sebbene sia il solo che presenti un certo pluralismo di offerta, deve considerarsi affetto da un livello di concentrazione assai elevato (HHI superiore a 2.600, nel 50 per cento delle ore del campione, quando convenzionalmente un mercato è ritenuto concentrato già per valori superiori a 1.800). Gli altri mercati presentano livelli di concentrazione "patologici", che a volte individuano situazioni di quasi monopolio (HHI in alcune ore prossimo al valore di monopolio pari a 10.000).

Un'ulteriore analisi, volta a identificare il grado di potere di mercato unilaterale detenuto dagli operatori, è basata sul cosiddetto indice di pivotalità, che individua il livello di indispensabilità dei principali operatori ai fini della copertura del fabbisogno nei mercati geografici rilevanti. Detto in altre parole, tale indice serve a identificare la capacità di fissare il prezzo nei mercati all'ingrosso ed è connotabile in tre fattispecie: