

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

4.14, la capacità è stata ulteriormente limitata sino a un minimo di 4 250 MW. Tale provvedimento, di natura temporanea, è reso opportuno da valutazioni riguardanti la sicurezza, in attesa della realizzazione di interventi di miglioramento concordati tra il GRTN e i gestori delle reti di trasmissione nazionali esteri.

TAV. 4.14 DISPONIBILITÀ DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NEL 2004

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	TOTALE
Inverno giorno	2 650	2 800	220	380	6 050
Inverno notte	2 450	1 600	180	320	4 550
Estate giorno	2 400	1 950	200	300	4 850
Estate notte	2 250	1 550	180	270	4 250

Fonte: GRTN.

La procedura di assegnazione delle bande d'importazione annualmente disponibili è stata modificata per effetto dell'art. 1-quinquies, comma 5, del decreto legislativo 29 agosto 2003, n. 273, convertito con modificazioni nella legge 27 ottobre 2003, n. 290. In base alla nuova normativa, infatti, le competenze per stabilire le modalità di attribuzione della capacità transfrontaliera, in precedenza attribuite all'Autorità ai sensi dell'art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, spettano al Ministero delle attività produttive che ha provveduto a tale compito con decreto 17 dicembre 2003. Tale decreto, all'art. 2, comma 3, prevede, a sua volta, che sia l'Autorità ad adottare le disposizioni necessarie per determinare le quote destinate al mercato libero e a quello vincolato, nonché le quote di capacità riservate ai clienti interrompibili. Con delibera 18 dicembre 2003, n. 157, l'Autorità completa il quadro normativo per l'assegnazione della capacità d'interconnessione.

In base alla nuova regolamentazione vengono confermati la destinazione al mercato vincolato della capacità relativa a contratti pluriennali per 2 000 MW, la potenza attribuita a San Marino, Corsica e Vaticano, gli accordi con il *Gestionnaire du Reseau de Transport de l'électricité* (GRTE) francese, riguardanti le procedure di allocazione congiunta della potenza disponibile sull'interconnessione italo-francese e la suddivisione al 50 per cento, tra GRTN e i gestori di rete esteri, della capacità disponibile sulle altre frontiere. La novità più rilevante rispetto agli anni scorsi, al di là di quanto riguarda le modalità di assegnazione trattate più avanti, sta nella possibilità, concessa ai titolari di capacità sottoposta al vincolo di interrompibilità istantanea, in tutto 1 750 MW, di liberare, dietro compenso economico, le quote di importazione loro destinate per

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

un periodo di tre anni, nel 2002 e nel 2003, pari a 1 200 MW e nel 2004 per ulteriori 550 MW. Per il 2004 infatti l'interrompibilità è stata considerata come un servizio remunerato a parte e non più unicamente riconosciuto tramite un'assegnazione privilegiata di capacità d'importazione.

Come esposto oltre, tutti i titolari di capacità interrompibile istantaneamente si sono avvalsi della possibilità di cedere le bande loro assegnate. La delibera dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151, prevede che il 40 per cento dei 1 750 MW nuovamente disponibili sia destinato all'approvvigionamento del mercato vincolato e il restante 60 per cento ai clienti idonei.

La tavola 4.15 riassume l'assegnazione della capacità di importazione per destinazione finale partendo dalla potenza massima prevista di 6 050 MW.

TAV. 4.15 ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NEL 2004

MW

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	TOTALE
Capacità complessiva	2 650	2 800	220	380	6 050
Contratti pluriennali assegnati al mercato vincolato	1 400	600			2 000
Capacità assegnata a gestori esteri		1 100	110	190	1 400
Assegnata a San Marino, Corsica e Vaticano		150		150	
Assegnata a interrompibili con delibere n. 301/01 e n. 190/02		950		250	1 200
Assegnata a interrompibili con delibera n. 157/03	550				550
Totale capacità disponibile ad assegnazione per 2004				750	
Capacità resasi disponibile con delibera n. 151/03	1 500		250		1 750
<i>di cui assegnata al mercato vincolato (40%)</i>		700			
<i>di cui assegnata al mercato libero (60%)</i>			1 050		
Totale capacità assegnata al mercato vincolato			2 700		
Totale capacità assegnabile al mercato libero				1 800	

Fonte: GRTN.

La capacità assegnata al mercato libero per clienti non interrompibili ammonta nel 2004 a 1 800 MW a fronte dei 2 700 assegnati al mercato vincolato. Tale valore tuttavia è valido solo nella fascia invernale nelle ore giornaliere; per gli altri periodi dell'anno la delibera n. 151/03 attribuisce al GRTN il compito di individuare i coefficienti di riduzione da applicare alla capacità massima di importazione, differenziati per periodo e per frontiera. I risultati delle assegnazioni sono riportati più avanti nei paragrafi dedicati ai clienti idonei.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 4.16 COEFFICIENTI DI RIDUZIONE DELLA CAPACITÀ D'IMPORTAZIONE
PER PERIODO DELL'ANNO

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA
Inverno giorno	1,00	1,00	1,00	1,00
Inverno notte	0,82	0,46	0,90	0,82
Estate giorno	0,77	0,61	0,79	0,91
Estate notte	0,64	0,43	0,71	0,82

Fonte: GRTN.

CARATTERISTICHE STRUTTURALI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

Nei paragrafi precedenti è stata descritta la struttura dell'offerta di energia elettrica nazionale, sintetizzandola in tre voci fondamentali: produzione nazionale al netto dei ritiri obbligati (67 per cento del fabbisogno nazionale), importazioni (16 per cento) e ritiri obbligati ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 (17 per cento).

Nei prossimi paragrafi si provvede a esporre come l'offerta si combini in termini quantitativi con la domanda fornendo i dati relativi al mercato vincolato e al mercato libero.

TAV. 4.17 SINTESI DI DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA NEL 2003

GWh

	PRODUZIONE NETTA	PERDITE DI TRASMISSIONE	MERCATO LIBERO	MERCATO VINCOLATO
Produzione nazionale destinata ai consumi ^(A)	214 290		65 618	128 114
Importazioni	51 486		34 786	16 700
Ritiri obbligati (CIP6)	53 882		40 296	13 586
Totale	319 658	20 558	140 700	158 400

(A) Produzione nazionale al netto dell'energia destinata ai servizi della produzione, ai pompaggi e all'esportazione.

Per quanto riguarda le modalità di approvvigionamento, tramite scambio in borsa elettrica, contratti bilaterali, assegnazioni pro-quota per l'energia d'importazione ed energia CIP6 per il mercato libero e tramite l'Acquirente Unico per il mercato vincolato, si rimanda alle sezioni successive del Capitolo.

In particolare nella sezione “mercato” verranno descritte le opzioni di approvvigionamento dei clienti idonei e nella sezione “attività regolate” le modalità di approvvigionamento dell’Acquirente Unico.

Evoluzione del mercato vincolato

Il mercato vincolato comprende due tipologie di consumatori: i clienti i cui consumi non soddisfano i requisiti di idoneità (100 000 MWh dal 29 aprile 2003) e i clienti potenzialmente idonei che decidono di restare nel mercato vincolato. Con l’1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici saranno potenzialmente idonei e potranno scegliere liberamente il proprio fornitore.

Il peso del mercato vincolato, in termini di consumi di energia elettrica, è diminuito di circa cinque punti percentuali nel corso del 2003 rispetto all’anno precedente.

TAV. 4.18 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA 2001-2003

	2001		2002		2003	
	GWh	% SU MERCATO TOTALE	GWh	% SU MERCATO TOTALE	GWh	% SU MERCATO TOTALE
Mercato vincolato	187 183	65,6	170 543	58,6	158 400	53,0
Mercato libero	75 995	26,6	98 224	33,8	119 700	40,0
Autoconsumo	22 314	7,8	22 193	7,6	21 000	7,0
Mercato totale	285 492	100	290 960	100	299 100	100

Fonte: GRTN per gli anni 2001 e 2002; stima AEEG su dichiarazioni degli operatori per il 2003.

Relativamente all’anno 2002 il GRTN ha effettuato una prima rilevazione statistica sulla mobilità della clientela che consente di quantificare sia il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero, sia i cambiamenti di fornitore all’interno del mercato libero. In particolare, nel corso del 2002 circa 13 000 clienti (misurati come punti di prelievo di energia dalla rete) sono passati dal mercato vincolato al mercato libero per un totale di 21 800 GWh, pari al 7,5 per cento del mercato totale, mentre circa 3 000 clienti hanno cambiato fornitore nell’ambito del mercato libero, per consumi pari a 18 200 GWh, ovvero il 6,3 per cento del mercato totale.

Con l’abbassamento della soglia di idoneità a consumi pari a 100 000 kWh annuali a partire dal 29 aprile 2003, i clienti idonei erano diventati 144 000 per un consumo complessivo di 191 000 GWh riferito al 2002. I dati relativi all’anno

solare 2003 evidenziano il fatto che i clienti idonei abbiano continuato ad approvvigionarsi sul mercato vincolato per circa il 20 per cento del loro fabbisogno come esposto nel paragrafo successivo.

Per effetto della completa apertura della domanda relativa ai clienti non domestici dall'1 luglio 2004 il numero di clienti idonei sarà pari a circa 5 milioni. È possibile quantificare i consumi dei clienti vincolati che a quella data diventeranno potenzialmente idonei in circa 95 000 GWh. Qualora tutti i clienti potenzialmente idonei migrassero al mercato libero, il mercato vincolato si attesterebbe quindi sui 63 000 GWh. La convenienza economica del passaggio dal mercato vincolato al mercato libero, per le piccole e medie imprese, dipenderà in larga misura dalla differenza tra la tariffa del mercato vincolato e il prezzo del mercato libero, dato che i costi di transazione legati alla ricerca di un nuovo fornitore non sembrerebbero essere particolarmente elevati rispetto al valore della transazione.

Evoluzione del mercato libero

Mercato della vendita di energia elettrica ai clienti idonei

La consistenza del settore dei clienti idonei nell'ultimo anno non ha subito significative variazioni rispetto al 29 aprile 2003, quando la soglia di idoneità è scesa a 100 MWh, in termini né di aumento del numero di siti di consumo, né di energia elettrica consumata. Infatti, il numero dei clienti idonei è cresciuto di appena 4 000 unità e l'energia consumata di 4,3 TWh.

L'incremento, inferiore al 3 per cento, è da imputarsi soprattutto al riconoscimento di idoneità ad autoproduttori, i cui prelievi non raggiungono la soglia, e a punti di prelievo i cui consumi superano i 100 000 kWh solo se aggregati in siti di consumo multipli (reti, prese multiple ecc.) e che, pertanto, non erano stati contemplati negli obblighi di dichiarazione di idoneità in capo ai gestori delle reti di distribuzione ai sensi della delibera 13 marzo 2003, n. 20. A questi si aggiungono i nuovi siti (o anche siti già esistenti) che hanno potuto dimostrare di aver superato la soglia, in base ai consumi mensili registrati nel corso del 2003. Per tali clienti il riconoscimento di idoneità è stato facilitato mediante il ricorso a una procedura di autocertificazione telematica, applicata in tempo reale.

Complessivamente, i punti di prelievo dell'energia elettrica che fanno capo ai siti idonei sono 257 992, con una media di 1,75 punti di prelievo per sito. Il Lazio, in particolare, è la regione in cui è più elevato il numero di punti di prelievo per sito (ovvero 6); infatti, tra i clienti finali localizzati in tale regione sono inclusi alcuni dei maggiori tra i siti di consumo distribuiti sul territorio. Tra questi, per esempio, ci sono clienti idonei come Consorzio Energia Gruppo Telecom Italia S.p.A., Poste Italiane S.p.A., BNL Banca nazionale del lavoro S.p.A., Radio

Dimensione Suono S.p.A., Wind Telecomunicazioni S.p.A., che hanno punti di prelievo distribuiti in tutta Italia, ma i cui siti sono stati collocati convenzionalmente in questa regione in quanto vi è ubicata la loro sede legale o il loro punto di prelievo principale.

A livello regionale e in termini relativi, l'aumento maggiore del numero dei siti dopo l'abbassamento della soglia, imputabile alle autocertificazioni effettuate dai clienti idonei, è stato registrato in Val d'Aosta e in Umbria (rispettivamente 55,6 e 13,8 per cento) mentre gli incrementi minori sono avvenuti in Sardegna e in Sicilia (0,4 e 0,7 per cento).

Come si rileva dalla tavola 4.19 il consumo di energia elettrica dei clienti idonei che si sono approvvigionati sia sul mercato libero sia su quello vincolato, da aprile 2003 ad aprile 2004, è stato pari a 195,5 TWh, di cui 177,7 corrispondono all'energia prelevata dalla rete. Il consumo medio per sito di consumo si attesta su 1,3 GWh, sostanzialmente identico al consumo medio rilevato a fine aprile 2003.

La distribuzione dei clienti finali in classi di consumo è rimasta praticamente invariata: circa un terzo dei consumi è riconducibile a siti con consumi superiori a 100 GWh (in questa classe sono inclusi, oltre ai grandi consumatori "storici", anche i siti distribuiti maggiori i cui consumi complessivi nell'ultimo anno sono aumentati in virtù dell'acquisizione dell'idoneità nel loro ambito di numerosi nuovi punti di prelievo), un terzo riguarda siti con consumi compresi tra 5 e 100 GWh, e poco più di un terzo i siti dei piccoli utilizzatori con consumi inferiori a 5 GWh. I nuovi clienti finali con consumi inferiori a 1 GWh rappresentano l'86,2 per cento dei clienti finali idonei, ma appena il 17,3 per cento dei consumi.

L'incidenza dell'energia prodotta e consumata dagli autoproduttori risulta pari al 9 per cento del consumo complessivo dei clienti finali idonei, con una diminuzione di 1,7 TWh rispetto all'anno precedente.

I dati relativi all'anno solare dall'1 gennaio al 31 dicembre 2003 indicano che i siti idonei erano circa 145 000 per un totale di 249 000 punti di prelievo; a questi siti corrisponde un prelievo dalla rete complessivamente pari a 176,2 TWh². Come evidenziato nel bilancio degli operatori elettrici (Tav. 4.1) l'energia fornita sul mercato libero ammonta, invece, a circa 140 TWh; pertanto, il 20 per cento dell'energia prelevata da clienti idonei nel 2003 è stato approvvigionato sul mercato vincolato. La differenza, pari a circa 36 TWh, corrisponde essenzialmente ai siti con consumi inferiori a 1 GWh, che in buona parte sono rimasti sul mercato vincolato.

2 La differenza rispetto al valore di 177,7 TWh rilevato al 30 aprile è attribuibile ai clienti idonei riconosciuti dopo il 31 dicembre 2003.

TAV. 4.19 EVOLUZIONE DEL MERCATO LIBERO 2003-2004

	APRILE 2003 ^(A)			APRILE 2004		
	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)	NUMERO SITI	CONSUMO (TWh)	CONSUMO PER SITO (GWh)
Per regione						
Val d'Aosta	239	0,4	1,7	372	0,6	1,6
Piemonte	11 688	19,1	1,6	11 966	19,9	1,7
Lombardia	34 245	45,9	1,3	35 066	46,3	1,3
Liguria	3 033	3,5	1,1	3 107	3,5	1,1
Veneto	15 976	20,0	1,3	16 568	19,4	1,2
Trentino Alto Adige	3 558	3,6	1,0	3 666	3,8	1,0
Friuli Venezia Giulia	3 810	7,1	1,9	3 944	7,0	1,8
Emilia Romagna	14 390	17,8	1,2	14 955	18,1	1,2
Toscana	10 301	11,0	1,1	10 555	11,2	1,1
Marche	4 498	4,0	0,9	4 679	4,0	0,8
Umbria	1 277	3,8	2,9	1 453	3,9	2,7
Lazio	8 926	9,3	1,0	9 119	10,8	1,2
Abruzzo	2 612	4,1	1,6	2 719	5,6	2,1
Molise	517	0,9	1,7	526	0,9	1,6
Campania	7 397	9,1	1,2	7 502	8,8	1,2
Puglia	6 449	7,3	1,1	6 567	7,6	1,2
Basilicata	1 056	1,5	1,4	1 067	1,5	1,4
Calabria	2 751	1,5	0,5	2 798	1,5	0,5
Sicilia	7 787	12,4	1,6	7 817	12,0	1,5
Sardegna	3 306	8,7	2,6	3 328	8,7	2,6
Per classe di consumo (GWh)						
0,1 - 0,2	67 590	9,5	0,1	69 550	9,6	0,1
0,2 - 0,5	40 474	12,6	0,3	41 756	12,9	0,3
0,5 - 1,0	14 966	10,6	0,7	16 140	11,3	0,7
1,0 - 2,0	10 105	13,4	1,3	9 448	13,1	1,4
2,0 - 5,0	6 296	19,5	3,1	6 418	19,7	3,1
5,0 - 10,0	2 276	15,8	6,9	2 326	16,0	6,9
10,0 - 20,0	1 115	15,5	13,9	1 152	16,0	13,9
20,0 - 50,0	597	18,1	30,3	589	17,8	30,3
50,0 - 100,0	208	14,3	69,0	209	14,5	69,6
> 100,0	189	61,9	327,4	186	64,1	344,7
Totale	143 816	191,1	1,3	147 774	195,1	1,32

(A) Il riferimento è al 29 aprile 2003, giorno di abbassamento della soglia. Nella tavola 4.13 della Relazione Annuale 2003 corrisponde a "Maggio 2003".

Fonte: Banca dati clienti idonei.

Dal maggio 2003, con il forte abbassamento della soglia di idoneità, non sono più previste forme associate di accesso al mercato libero (imprese costituite in forma societaria, gruppi di imprese, multisito nazionali, consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica), finalizzate ad aumentare l'apertura del mercato. Tuttavia, i consorzi e le società consortili continuano a svolgere un ruolo importante di aggregazione della domanda, soprattutto nel settore delle piccole e medie imprese, come risulta da una prima e sommaria analisi dei dati forniti nell'ambito degli obblighi di informazione previsti dalla delibera n. 20/03 per i consorzi e le società consortili. In particolare, i dati disponibili consentono di valutare in circa 43 TWh il quantitativo totale di energia elettrica prelevata da clienti finali consorziati nel corso dell'anno solare 2003.

I siti di consumo consorziati alla fine del 2003 erano oltre 15 000 (circa l'11 per cento del totale dei clienti idonei), contro il 77 per cento rilevabile appena prima dell'abbassamento della soglia a 100 000 kWh. Il prelievo medio per sito di consumo è pari a 2,7 GWh, significativamente superiore alla media del prelievo per sito idoneo (1,3 GWh) a dimostrazione della tendenza a favorire l'entrata nell'ambito consortile dei siti più consistenti i quali, presumibilmente, implicano un minore costo di gestione a parità di energia acquistata. Invece, appare verosimile da contatti informali con gli operatori che i siti minori che hanno fatto ricorso al mercato libero si siano avvalsi del supporto di associazioni di categoria o di consulenti.

Semplificazione
delle procedure
di riconoscimento
dell'idoneità

La delibera n. 20/03, *Definizione per il riconoscimento e la verifica della qualifica di cliente idoneo e altri obblighi di informazione*, ha recepito l'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57; esso stabilisce che a partire dal novantesimo giorno dalla cessione da parte di Enel della terza Genco (avvenuta il 29 aprile 2003), sono idonei i clienti finali che hanno avuto nell'anno solare precedente un consumo superiore a 0,1 GWh. In base alle precedenti disposizioni della delibera 30 giugno 1999, n. 91, per ottenere il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo i soggetti dovevano presentare all'Autorità una dichiarazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete nell'anno solare precedente, rilasciata dal gestore della rete di distribuzione e, nel caso degli autoproduttori, una dichiarazione dell'Ufficio tecnico di Finanza dell'energia autoprodotta; il rilascio di tali dichiarazioni, insieme all'intero iter burocratico per il riconoscimento dell'idoneità, spesso ha rallentato, e talvolta scoraggiato, il passaggio al mercato libero.

Con l'obiettivo di semplificare la procedura per il riconoscimento dell'idoneità, la delibera n. 20/03 ha posto in capo ai gestori delle reti il compito di identificare a priori i clienti idonei, disponendo di trasmettere all'Autorità l'elenco dei

clienti finali allacciati alle proprie reti i cui prelievi fossero stati nel 2002 superiori a 0,1 GWh. Infatti, ai sensi del sopracitato art. 10 della legge n. 57/01, tali clienti finali sono a tutti gli effetti idonei anche senza chiedere il formale riconoscimento.

Per i clienti finali con particolari tipologie di prelievo (autoproduttori, siti con più punti di prelievo che nel complesso arrivano alla soglia di consumo prevista, siti con durata dei prelievi inferiore a 365 giorni e per i quali la medesima soglia è raggiungibile solo in proporzione alla durata effettiva dei prelievi), nonché per quelli che per qualsiasi altro motivo non risultassero inseriti negli elenchi trasmessi dai gestori delle reti, nonostante avessero avuto un consumo superiore a 100 000 kWh, l'Autorità ha predisposto un sistema di autocertificazione telematica.

Alla data del 30 aprile 2004 erano stati iscritti nell'elenco, tramite tale procedura, oltre 4 000 siti (circa il 2,8 per cento di quelli presenti in elenco) per un totale di 32 115 punti di prelievo (mediamente quasi 18 punti di prelievo per ogni sito di consumo); tra i siti con più di un punto di prelievo si evidenziano soprattutto reti idriche, reti fognarie, reti comunali e reti di illuminazione pubblica. I contatti quotidiani con gli operatori del mercato hanno consentito di rilevare come la procedura telematica sia stata accolta positivamente, in particolare perché consente la pubblicazione in tempo reale degli estremi del sito di consumo idoneo.

Al fine di promuovere lo sviluppo del mercato libero, l'Autorità ha ritenuto opportuno che, contestualmente alla prima fatturazione successiva al 29 aprile 2003, i gestori delle reti di distribuzione pubblicizzassero l'avvenuto abbassamento della soglia di idoneità. Ciascun gestore di rete, infatti, aveva l'obbligo di informare tutti i propri clienti finali o, in alternativa, i soli clienti finali i cui prelievi nel 2002 fossero stati superiori a 100 000 kWh, della possibilità, per i clienti idonei, di stipulare contratti di acquisto di energia elettrica con soggetti diversi dallo stesso gestore, esercitando la facoltà di recesso unilaterale di cui alla delibera 20 ottobre 1999, n. 158.

I dati identificativi dei clienti idonei, resi disponibili dai gestori delle reti o trasmessi in sede di autocertificazione, vengono pubblicati sull'elenco dei clienti finali idonei. Esso è stato istituito con finalità informative; tuttavia, vi è la possibilità per i singoli clienti idonei di non rendere pubblici i propri dati. Complessivamente i siti autocertificati per cui è stato scelto di non pubblicare i dati sono 584 (pari al 14 per cento delle autocertificazioni), mentre tra i clienti finali che sono stati inseriti nell'elenco in base alla comunicazione trasmessa dai gestori delle reti, tale preferenza è stata espressa solo per 219 siti, quasi tutti aderenti a un unico consorzio d'acquisto. L'oscuramento non favorisce il processo di liberalizzazione e, peraltro, complica la verifica delle condizioni di idoneità

da parte dei gestori delle reti di distribuzione e del GRTN.

La delibera n. 20/03, oltre all'elenco dei clienti finali, ha predisposto la pubblicazione di elenchi per clienti esteri (al 30 aprile è presente un solo soggetto), grossisti e distributori idonei (complessivamente 351 di cui 296 grossisti), consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica (complessivamente 390) e produttori con potenza installata – riferita all'insieme degli impianti che fanno capo a uno stesso soggetto giuridico – superiore a 10 MVA.

La pubblicazione in elenco dei produttori, dei consorzi e delle società consortili per l'acquisto di energia elettrica sul sito Internet dell'Autorità garantisce la più ampia conoscenza dei soggetti che operano sul mercato elettrico al fine di favorire il processo di liberalizzazione. Fino al gennaio 2004 si erano iscritti nell'elenco dei produttori appena 31 soggetti, rispetto a un potenziale molto più elevato; l'Autorità, pertanto, ha inviato una lettera informativa sull'istituzione di tale elenco e sui requisiti necessari per esservi inseriti a oltre 600 società che risultavano disporre di impianti di produzione di energia elettrica. Nei due mesi successivi, l'elenco dei produttori è arrivato a contare 110 soggetti distinti.

Al fine di assicurare all'Autorità le informazioni necessarie per seguire lo sviluppo del mercato libero nel contesto nazionale dell'energia elettrica, la delibera n. 20/03 ha mantenuto gli obblighi di informazione previsti già dalla delibera n. 91/99 a carico di grossisti, distributori idonei, clienti esteri, gestori di rete e clienti finali autoproduttori e ha istituito quelli a carico di produttori, consorzi e società consortili per l'acquisto di energia elettrica.

Le disposizioni per l'accesso al mercato libero dovranno essere nuovamente riviste successivamente al recepimento della Direttiva europea 2003/54/CE del 26 giugno 2003; essa stabilisce (art. 21, comma 1, lettera b) che dall'1 luglio 2004 saranno idonei tutti i clienti finali non domestici.

MERCATO

Borsa elettrica

L'avvio della borsa elettrica nel nostro paese è una delle tappe fondamentali del processo di liberalizzazione del settore elettrico come delineato nel decreto legislativo n. 79/99.

Ai sensi dell'art. 5, comma 2, di detto decreto, la borsa elettrica doveva diventare operativa l'1 gennaio 2001; tuttavia, soltanto nel corso del 2003 e più estesamente nel 2004 è stato possibile, se pur in forma ancora transitoria, inaugurare un mercato di dispacciamento di merito economico.

Le modalità di vendita e remunerazione degli impianti di produzione cambiano radicalmente nella nuova cornice. Sino a oggi, sulla base di un dispacciamento detto “passante”, il GRTN predisponeva con anticipo i programmi di produzione delle singole unità in modo tale da soddisfare le previsioni di domanda garantendo, contestualmente, un servizio di riserva e di bilanciamento in tempo reale. Il GRTN agiva con l'intento di assicurare tali servizi al minimo costo e gli operatori venivano remunerati sulla base di parametri definiti dall'Autorità, ciascuno afferente a una singola fase del servizio. Per esempio, il parametro CT garantiva la copertura del costo del combustibile, così come il PGf la remunerazione dei costi fissi.

Con l'entrata in funzione della borsa elettrica a regime, i prezzi e le quantità dell'energia elettrica nonché dei servizi ancillari (approvvigionamento di risorse per la gestione delle congestioni, per la gestione della riserva e del bilanciamento) saranno determinati dall'andamento di domanda e offerta. La programmazione degli impianti, pertanto, non è determinata dal GRTN ma si svolge nella borsa elettrica dove vengono raccolte le offerte di vendita e di acquisto di energia per ogni ora del giorno successivo. Il dispacciamento della borsa elettrica è definito “di merito economico” dal momento che le offerte di vendita e di acquisto sono ordinate rispettivamente in maniera crescente e decrescente in modo tale che il sistema permetta il soddisfacimento al minimo costo chiesto dai produttori della domanda espressa dai consumatori.

In Italia il mercato è stato organizzato in tre diversi passaggi: il mercato del giorno prima (MGP), il mercato di aggiustamento (MA) e il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Al mercato del giorno prima (progettato e gestito dal GME), che si svolge nella mattinata del giorno precedente al quale verranno effettuati gli scambi, partecipano produttori, clienti idonei e Acquirente Unico; vi si presentano le offerte in termini di prezzo e quantità relative a ciascuna ora del giorno successivo.

Al mercato di aggiustamento (progettato e gestito dal GME), che si svolge una volta chiuso l'MGP, gli operatori possono modificare i programmi definiti in conseguenza dell'MGP presentando nuove offerte di acquisto e di vendita. L'MA è reso necessario dal fatto che gli esiti dell'MGP possono non essere in linea con il funzionamento ottimale delle unità di produzione; la sua esistenza quindi permette, una volta noti gli esiti dell'MGP, una loro successiva correzione.

Il mercato per il servizio di dispacciamento (progettato e gestito dal GRTN) serve a indicare al GRTN la disponibilità (in termini di quantità e prezzo) dei diversi operatori ad aumentare o diminuire la potenza immessa o prelevata in ogni ora. Il GRTN impiegherà tale disponibilità per correggere a programma gli scambi definiti dai mercati gestiti dal GME in caso di incompatibilità con i vincoli di rete e per disporre di un margine di riserva, nel tempo reale, per bilanciare il sistema.

Inoltre, come previsto dal decreto legislativo n. 79/99, lo scambio di energia elettrica può avvenire anche tramite contratti bilaterali dove prezzi e quantità sono definiti dalle parti. Per garantire che le quantità oggetto di scambio bilaterale siano armonizzate con le esigenze della rete, i programmi di immissione e prelievo sono resi noti dagli operatori al GRTN il quale li comunica al GME che li inserisce sull'MGP a prezzo nullo.

Al mercato elettrico e alla possibilità di ricorrere ai contratti bilaterali si aggiungono due altre importanti fonti di approvvigionamento di energia elettrica, delle quali si tratta estesamente in paragrafi specifici della *Relazione Annuale*:

- l'energia elettrica si cui all'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, ovvero i ritiri obbligati dell'energia, in gran parte in CIP6, da parte del GRTN;
- l'energia elettrica proveniente dalle importazioni.

Ai tre mercati a regime potranno prendere parte sia i produttori sia i consumatori, mentre per il regime a oggi in vigore il Sistema Italia 2004 è ancora una forma transitoria di mercato in cui la partecipazione è limitata ai soli produttori e la domanda è ancora definita, in base a previsione, dal GRTN.

La tempistica di adozione del mercato a regime ha previsto diverse tappe. Dal luglio 2003 è entrato in vigore il Sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (STOVE), la cui struttura è delineata dalla delibera del 26 giugno 2003, n. 67. Contemporaneamente il tavolo tecnico formato presso il Ministero delle attività produttive ha proposto l'istituzione di un mercato transitorio detto Sistema Italia 2004, le cui tappe di implementazione sono state definite con nota del Ministro delle attività produttive 11 dicembre 2003. In particolare era previsto che:

- a decorrere dall'8 gennaio 2004 veniva inaugurata una fase sperimentale di contrattazione sul mercato in parallelo al mantenimento del sistema transitorio delle offerte;
- dall'1 febbraio 2004 si procedeva a rendere operativo un mercato transitorio senza la partecipazione della domanda e in sostituzione dello STOVE;
- dall'1 aprile 2004 avrebbe dovuto compiersi il passaggio al mercato a regime.

La prima tappa è stata accompagnata dalla delibera del 23 dicembre 2003, n. 163, che ha esteso la validità dello STOVE per tutto il gennaio 2004 e ha introdotto alcune modifiche al suo funzionamento.

In previsione della seconda tappa, con la delibera 30 dicembre 2003, n. 168, l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamiento dell'energia e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di

merito economico, in modo tale da renderle compatibili agli indirizzi del Sistema Italia 2004, dopo che, con decreto 19 dicembre 2003 il Ministero delle attività produttive aveva provveduto ad approvare il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico.

L'inaugurazione della fase transitoria è stata posticipata di due mesi a seguito di una segnalazione del GRTN e del GME; questi, con lettera in data 28 gennaio 2004, comunicavano all'Autorità che i risultati delle prove per l'avvio del mercato elettrico, svoltesi nel mese di gennaio, inducevano a ritenere poco significative le indicazioni di prezzo e la funzionalità complessiva del mercato di aggiustamento e del mercato dei servizi di dispacciamento. In relazione a tale situazione, si è ritenuto opportuno procrastinare il periodo di prova per l'avvio del mercato elettrico.

Solo nel marzo 2004 il GRTN comunicava che, stanti gli esiti delle prove condotte, sussistevano le condizioni tecniche e operative per l'avvio del dispacciamento di merito economico; tuttavia, contrariamente alla tempistica identificata dal progetto originario del Sistema Italia 2004, emergeva la necessità di estendere la fase provvisoria del mercato senza la partecipazione della domanda sino al 31 dicembre 2004.

Pertanto, con la delibera 27 marzo 2004, n. 48, l'Autorità ha disposto l'avvio del dispacciamento di merito economico a far data dall'1 aprile 2004, definendo una disciplina aderente alle esigenze poste dall'operatività del Sistema Italia 2004 senza partecipazione attiva della domanda, che resterà in vigore per il solo anno 2004. Contestualmente all'avvio del regime di dispacciamento di merito economico è entrato in operatività il sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99.

Erogazione del servizio di dispacciamento

**Condizioni per
l'erogazione del servizio
di dispacciamento
(delibera n. 168/03)**

Con la delibera n. 168/03 l'Autorità ha definito le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli artt. 3 e 5 del decreto legislativo n. 79/99, adeguando le condizioni già stabilite con la delibera 30 aprile 2001, n. 95, agli indirizzi del Sistema Italia 2004. La delibera n. 95/01 è stata pertanto abrogata. L'oggetto della delibera è il completamento della regolamentazione per l'esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica conclusi nella borsa elettrica o al di fuori di essa. In altre parole con la delibera n. 168/03 vengono:

- a) definiti i diritti di utilizzo della capacità di trasporto dell'energia elettrica una volta acquistata;
- b) identificate le risorse per il servizio di dispacciamento e i suoi corrispettivi.

Per quanto riguarda il punto a), mentre in regime di monopolio la selezione delle unità di produzione è contestuale al dispacciamento sulla rete di trasmissione, in presenza di un dispacciamento di merito economico è necessario rendere compatibile il sistema di ordine di merito economico alle capacità di trasporto della rete. Diviene pertanto opportuno definire una modalità d'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'energia trattata sull'MGP, di aggiustamento e di dispacciamento. I diritti di utilizzo della capacità di trasporto sono assegnati dal GME per conto del GRTN al momento dell'accettazione delle offerte di acquisto e di vendita, selezionate in base al criterio di merito economico. I contratti bilaterali, come abbiamo già detto in precedenza, sono infatti inclusi nell'MGP dal momento che sono inseriti a prezzo nullo da parte del GME su dichiarazione del GRTN. Per l'assegnazione della capacità di trasporto è definita la priorità di dispacciamento che garantisce siano dispacciate in ordine: le offerte di vendita delle unità essenziali ai fini della sicurezza individuate dal GRTN; le offerte delle fonti rinnovabili non programmabili e programmabili; le offerte da impianti di cogenerazione; le offerte da impianti in convenzione CIP6; le offerte delle unità di produzione alimentate esclusivamente da fonti nazionali di energia combustibile primaria; le offerte dei contratti bilaterali e infine le altre offerte.

Per quanto riguarda il punto b), come abbiamo precedentemente illustrato nella schematizzazione dei tre mercati che articolano la borsa elettrica, l'MSD serve al GRTN per gestire le congestioni, il margine di riserva e, nella gestione del sistema elettrico in tempo reale, la flessibilità necessaria a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Gli operatori abilitati devono rendere disponibile al GRTN, nell'MSD, tutta la potenza dell'unità di produzione.

Le unità di produzione con caratteristiche tecniche non idonee alla fornitura di tali risorse dovranno pagare al GRTN il corrispettivo sostitutivo del servizio non fornito, da definire in seguito, su indicazione del GRTN. Quest'ultimo individua e remunerà le unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, inoltre definisce e pubblica l'indisponibilità della capacità produttiva e delle reti di trasmissione.

Gli utenti del dispacciamento sono tenuti a pagare al GRTN i corrispettivi per i servizi di dispacciamento, inclusi gli oneri derivanti da eventuali sbilanciamenti. Tra le condizioni necessarie, per l'entrata in vigore del servizio di dispacciamento di merito economico, era inclusa l'adozione, da parte del GRTN, delle regole per il dispacciamento di cui all'art. 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99. Lo

schema delle regole è stato trasmesso dal GRTN all'Autorità, con lettera in data 10 marzo 2004 e successivamente integrato con lettera in data 26 marzo 2004. Per quanto lo schema proposto contenesse alcune disposizioni non pienamente rispondenti ai contenuti della delibera n. 168/03, l'Autorità ha ritenuto opportuno approvare, con delibera 26 marzo 2004, n. 47, le regole per il dispacciamento di merito economico; questo a condizione che il GRTN recepisce entro 90 giorni le osservazioni inoltrate dall'Autorità contestualmente alla delibera n. 47/04, finalizzate a rendere le regole pienamente compatibili con l'assetto del dispacciamento disegnato dalla delibera n. 168/03.

Con la delibera n. 47/04, infine, l'Autorità ha stabilito che la validità delle regole per il dispacciamento di merito economico sia limitata alla fase transitoria del mercato e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2004. Entro il 30 settembre 2004, il GRTN dovrà pertanto trasmettere all'Autorità un nuovo schema di regole, a valere dall'1 gennaio 2005, coerente con le disposizioni di cui alla delibera n. 168/03.

Capacity payment

Il decreto legislativo del 19 dicembre 2003, n. 379, introduce nuove disposizioni in materia di remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica. La sua finalità è quella di garantire, anche a seguito delle interruzioni al servizio verificatesi a giugno e a settembre 2003, l'adeguatezza della capacità produttiva, inclusi i margini di riserva, per la copertura della domanda nazionale.

Il decreto prevede un regime incentivante, basato su meccanismi concorrenziali, teso sia a orientare i comportamenti dei produttori di energia elettrica e, nel caso, dei clienti finali dotati di idonee caratteristiche tecniche, sia ad assicurare la disponibilità di capacità produttiva nei giorni ritenuti critici dal GRTN in ordine alla copertura della domanda.

La disciplina del *capacity payment* sarà definita dal Ministero delle attività produttive e da un successivo decreto elaborato su proposta del GRTN, sentita l'Autorità. Sino ad allora è previsto che l'Autorità introduca un sistema di remunerazione provvisorio dedicato agli impianti che mettono a disposizione la propria capacità produttiva nei giorni dell'anno che risultano, su segnalazione del GRTN, critici ai fini della copertura della domanda nazionale. Sono esclusi da tale remunerazione gli impianti in regime CIP6, le fonti rinnovabili non programmabili, nonché gli impianti che producono sulla base di contratti bilaterali per la quota impegnata in tali contratti.

La disciplina transitoria del *capacity payment* è stata introdotta dall'Autorità con la delibera n. 48/04.

In particolare, al fine di minimizzare gli oneri per i consumatori e rendere il

provvedimento compatibile con i sistemi di remunerazione dell'energia elettrica e della riserva previsti dall'avvio del dispacciamento di merito economico, l'Autorità ha ipotizzato l'introduzione di un meccanismo di *capacity payment* articolato in due voci:

- il corrispettivo specifico, pagato agli impianti in base alla loro disponibilità nei giorni critici dell'anno. Il suo valore è differenziato sia per giorni critici sia per fasce orarie. Il GRTN ha identificato sia giorni a elevata criticità, ovvero quelli lavorativi compresi tra il 7 giugno e il 10 settembre con esclusione del mese di agosto, e quelli dal 6 al 23 dicembre, sia giorni a media criticità, ovvero i rimanenti dell'anno a esclusione del periodo centrale di agosto e degli intervalli 8 marzo – 8 maggio e 27 settembre – 29 ottobre;
- il corrispettivo ulteriore, definito come remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nei mercati borsistici (escluso il mercato per il servizio di dispacciamento), qualora essi, su base annua, risultino inferiori al valore dato dalla somma della produzione oraria moltiplicata per il valore massimo tra il prezzo di borsa e il prezzo dell'energia elettrica in regime amministrato (PG_n) ridotto del 20 per cento.

Le risorse relative alla copertura degli oneri derivanti dall'introduzione del *capacity payment* nella sua forma provvisoria, saranno reperite attraverso la componente tariffaria CD.

Funzioni di vigilanza del mercato elettrico

Il decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003, contestualmente all'approvazione del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, chiedeva, all'Autorità, nel suo art. 5, di definire:

- un meccanismo per il controllo dell'esercizio del potere di mercato;
- le modalità per il monitoraggio dell'andamento dei prezzi sul mercato elettrico;
- i criteri per la costruzione, da parte del GME, di indici di prezzo dei mercati dell'energia elettrica e, da parte del GRTN, del mercato del servizio di dispacciamento.

In ottemperanza a tale disposto, l'Autorità ha pubblicato il Documento per la consultazione *Misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica ai sensi dell'art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481.*