- *segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato* della sussistenza di ipotesi di violazione delle disposizioni della legge 10 ottobre 1990, n. 287, quali, per esempio, i comportamenti collusivi e gli abusi di posizione dominante. Si tratta di un ruolo di importanza crescente, in parallelo all'allargamento dell'area del mercato;
- *formulazione di osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento* sui servizi da assoggettare a regime di concessione o di autorizzazione; trasmissione di proposte al Ministero delle attività produttive sugli schemi di concessione, convenzione e autorizzazione e sul rinnovo o la modifica di quelli esistenti;
- *emanazione di direttive per la separazione contabile e amministrativa* delle diverse fasi dei servizi dell'energia elettrica e del gas. La separazione risponde agli obiettivi sia di trasparenza e omogeneità dei bilanci dei soggetti giuridici operanti nei settori regolati, sia di verifica dei costi delle singole prestazioni, così da assicurare la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta al fine di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza;
- *verifica e controllo delle condizioni di svolgimento dei servizi*, con poteri di acquisizione della documentazione, di ispezione, accesso e sanzione, determinando i casi di indennizzo da parte dei soggetti esercenti nei confronti di utenti e consumatori;
- *valutazione di reclami, istanze e segnalazioni* presentate dagli utenti e dai consumatori, singoli o associati, imponendo, ove opportuno, modifiche alle modalità di erogazione dei servizi;
- *gestione di procedure di conciliazione e arbitrato* in merito a controversie che insorgano tra utenti e soggetti esercenti;
- *diffusione e pubblicizzazione di conoscenze relative alle condizioni di erogazione dei servizi* al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali.

Sin dall'avvio della sua operatività, l'Autorità ha concentrato la propria azione sull'assolvimento dei compiti a essa assegnati dalla legge istitutiva, integrandoli e armonizzandoli con i processi di liberalizzazione avviati nel contempo in Italia su impulso delle Direttive europee per l'attuazione di un mercato unico dell'elettricità e del gas.

Nel marzo del 1999, a quasi quarant'anni dalla nazionalizzazione elettrica, il Governo, su delega parlamentare, avviava la liberalizzazione del settore sulla base dei criteri definiti dalla Direttiva europea 96/92/CE. Nel maggio del 2000 un secondo decreto legislativo trasponeva la Direttiva 98/30/CE, indicando le tappe dell'apertura del mercato del gas naturale.

Entrambi gli atti di liberalizzazione (il decreto legislativo n. 79/99 relativo al mercato elettrico e il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, per il gas naturale) attribuiscono all'Autorità compiti aggiuntivi rispetto a quelli indicati dalla legge n. 481/95, approvata prima ancora delle Direttive europee. Tali competenze, di natura tecnica ed economica, conferiscono all'Autorità in alcuni casi poteri decisionali diretti, in altri poteri di natura consultiva o propositiva rispetto a decisioni in capo al Ministero delle attività produttive. In ogni caso l'attuazione della liberalizzazione nei due settori riflette un equilibrato rapporto di collaborazione fra gli uffici delle due istituzioni.

La demarcazione tra attività più propriamente di vendita e attività di rete enfatizza l'elemento finalistico che orienta i principi dettati dai decreti di liberalizzazione governanti dette attività, ossia la tutela e la promozione della concorrenza nei settori liberalizzati.

Sotto tale prospettiva, relativamente all'accesso alle infrastrutture di rete, com'è noto, i decreti legislativi hanno optato per un sistema di accesso regolato, mediante la definizione da parte del regolatore delle relative condizioni tecnico-economiche.

Per quanto riguarda le attività di vendita, invece, i decreti di liberalizzazione, sebbene da un lato rimettano all'autonomia negoziale delle parti la libera determinazione delle condizioni economiche dei rapporti commerciali che le attività di vendita originano, dall'altro lato, tuttavia, sottopongono anche tali attività alla potestà regolamentare dell'Autorità.

Le facoltà normative riconosciute all'Autorità anche con riferimento alle attività di vendita, consentono alla medesima, allo scopo di perseguire i valori generali della promozione e della tutela della concorrenza (in considerazione delle specifiche esigenze di tutela che emergono in relazione al singolo momento storico), di incidere sulle modalità di svolgimento di dette attività, potendo a tal fine disciplinarne le condizioni minimali.

Come più dettagliatamente illustrato al Capitolo 2, il 26 giugno 2003 sono state approvate le nuove Direttive europee relative al mercato interno dell'elettricità e del gas, rispettivamente la 2003/54/CE e la 2003/55/CE.

Le nuove Direttive, complessivamente, hanno consolidato a livello comunitario (legittimandolo ulteriormente) un modello di regolazione che nei suoi tratti essenziali è già stato attuato in Italia in parte dai citati decreti di liberalizzazione e in parte dall'intensa attività normativa e provvedimentale svolta dall'Autorità. In particolare, la scelta operata sul modello di regolazione indipendente, quella adottata in favore della separazione societaria dei gestori di rete e di distribuzione, nonché della separazione contabile, e infine l'adozione di un modello di accesso regolato alle reti rispondono tutte fedelmente al dettato delle nuove Direttive. Per entrambe è stata prevista la generale distinzione tra disposizioni di natura

"quantitativa", concernenti i tempi ipotizzati per la completa apertura del mercato, e disposizioni di natura "qualitativa", relative agli obblighi di servizio pubblico e alla tutela dei consumatori, alla separazione dell'attività di trasmissione e di distribuzione, all'istituzione di Autorità nazionali di regolazione e all'accesso alla rete da parte di terzi.

Mentre le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE si limitavano a consentire l'adozione del modello di regolazione indipendente, le Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE giungono addirittura a imporlo, quanto meno nei suoi tratti essenziali.

Risultano così resi indisponibili, per effetto di una scelta consumata a livello comunitario e come tale capace di vincolare il legislatore nazionale, sia la struttura (cioè, l'Autorità nazionale indipendente di regolazione) sia le funzioni (quantomeno quelle indicate nelle nuove Direttive).

Ma le nuove Direttive si prestano a un'altra considerazione. Nelle loro previsioni, che in modo così dettagliato impongono una crescita delle funzioni del regolatore, esse rappresentano forse la prova più evidente della inconsistenza dell'assunto che pretende una riduzione della funzione della regolazione indipendente in corrispondenza della progressiva apertura dei mercati alla competizione. Se, rispettivamente a sei o otto anni dalle direttive comunitarie settoriali, anche in presenza di significativi casi di avvio dei processi di liberalizzazione, il legislatore comunitario avverte l'esigenza di attribuire alle Autorità di regolazione sempre più pervasive funzioni, che come si è visto vanno ben al di là dei poteri arbitrali o di risoluzione delle controversie, è evidente che non c'è alcuna corrispondenza tra creazione di un mercato aperto e contendibile e assottigliamento dei poteri di regolazione. A una fase in cui questi si sviluppano lungo la riscrittura delle regole di accesso e di comportamento degli operatori ("regolazione in senso stretto"), ne subentra un'altra in cui, se tale imposizione di regole è sempre necessaria, a essa si accompagna l'esigenza di tenuta e di stabilità del quadro regolatorio (funzione di "garanzia"); il regolatore settoriale agisce così con poteri di amministrazione attiva, soprattutto ispettivi e di controllo, oltre che di attivazione della leva sanzionatoria.

Complessivamente, dalla lettura delle nuove Direttive si evince facilmente che il quadro normativo nazionale di settore si colloca nella scia di una completa attuazione di tutti gli elementi fondamentali delle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE tanto da avere anticipato, almeno nei loro tratti essenziali, la gran parte delle novità introdotte dalle nuove Direttive. Infatti, la scelta operata sul modello di regolazione indipendente, quella adottata in favore della separazione societaria dei gestori di rete e di distribuzione, nonché della separazione contabile, l'adozione di un modello di accesso regolato alle reti derogato nell'ipotesi di realizzazione di nuove infrastrutture che consentano l'accesso, rispondono fedelmente al dettato delle nuove Direttive.

Sempre in data 26 giugno, con il nuovo regolamento (2003/1228/CE) relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, sono state definite le condizioni per rafforzare la concorrenza nel mercato interno tenendo conto delle caratteristiche dei mercati nazionali e regionali. Ciò implica la creazione di un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, la definizione di principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione transfrontaliera e l'assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

Altre competenze dell'Autorità vengono individuate in seguito al regolamento sui transiti transfrontalieri, in particolare per ciò che concerne l'approvazione di standard operativi e di pianificazione (inclusi gli schemi per calcolare la capacità totale di trasporto), le decisioni su esenzioni riguardanti le regole di accesso per i nuovi investimenti e la possibilità di assicurare la conformità delle *Linee guida* con le nuove Direttive.

Sezione 2

CONCORRENZA E REGOLAZIONE NEI SETTORI ENERGETICI

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE DEL GAS NATURALE

OBBLIGHI DI SERVIZIO PUBBLICO, QUALITÀ E TUTELA DEI CONSUMATORI

ATTIVITÀ DI INDAGINE, CONTROLLO E SANZIONE

PAGINA BIANCA

4. STRUTTURA DEI MERCATI E REGOLAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO

EVOLUZIONE DEL SETTORE NEL 2003

Il settore elettrico ha attraversato, lo scorso anno, il periodo più difficile da quando nel 1996 il nostro paese ha intrapreso il complesso percorso della liberalizzazione.

Tali difficoltà sono state determinate non tanto dal processo di definizione delle nuove regole, quanto dal sovrapporsi di precise circostanze eccezionali alle debolezze strutturali del settore elettrico italiano.

L'incremento della domanda di energia elettrica degli ultimi anni, particolarmente sostenuto se confrontato con l'andamento dell'attività economica e maggiormente concentrato nelle ore estive con una dinamica superiore alle previsioni, ha messo sotto pressione il settore in una fase particolarmente delicata del processo di rinnovamento del parco impianti.

Alle problematiche strutturali del settore – presenza di un operatore dominante, oneroso regime di incentivazione CIP6, dipendenza dalle importazioni – si sono andati a sommare eventi congiunturali particolarmente sfavorevoli quali: gli alti prezzi dei combustibili fossili sui mercati internazionali, l'indisponibilità di porzioni rilevanti del parco impianti impegnate nei lavori di riconversione e la scarsa idraulicità. Le alte temperature dell'estate 2003 hanno ulteriormente aggravato la situazione determinando un incremento aggiuntivo della domanda nelle ore di punta e una diminuzione della disponibilità di offerta sia da impianti idroelettrici sia da impianti termoelettrici.

La concomitanza di questi eventi ha determinato, come effetto più visibile, le interruzioni del servizio di cui il nostro paese è stato oggetto nel mese di giugno 2003.

Contestualmente a questo periodo di emergenza, il settore elettrico ha compiuto diverse tappe nel percorso di transizione da un assetto verticalmente integrato a un sistema liberalizzato, almeno per quelle attività che non presentano caratteristiche di monopolio naturale.

Una novità fondamentale ha riguardato l'avvio, per quanto in forma transitoria, della borsa elettrica quale strumento indispensabile per introdurre, a livello della produzione, un criterio di selezione degli impianti in base a meccanismi di mercato. Sino a oggi, infatti, nonostante l'attività di produzione fosse libera ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il prezzo di generazione era ancora definito in via amministrativa.

Con l'avvio del mercato elettrico dall'1 aprile 2004 è venuto meno da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di definizione del costo di generazione, ora demandato al sistema delle offerte competitive di mercato. In altre parole, è diminuita la necessità di controllo da parte dell'Autorità sul prezzo di generazione dell'energia elettrica che, grazie alla concorrenza tra gli ope-

ratori nella borsa, dovrebbe assestarsi su livelli maggiormente corrispondenti al reale costo di generazione.

Tuttavia, la piena operatività della borsa elettrica da un lato ha richiesto un periodo di transizione che ha caratterizzato il 2003 e i primi mesi del 2004, dall'altro è coincisa con una congiuntura particolarmente sfavorevole dei fondamentali del settore elettrico.

,Le interruzioni del servizio del 26 giugno e del 28 settembre 2003, descritte nel Capitolo 3, hanno evidenziato in maniera drammatica, in due momenti completamente differenti tra loro in termini di domanda, gli aspetti di maggiore fragilità del sistema elettrico nazionale e hanno imposto un'attività di regolazione del settore elettrico parallela a quella di completamento del processo di liberalizzazione, ma altrettanto urgente.

L'interruzione programmata di giugno è avvenuta in un momento di alta domanda estiva, un fenomeno resosi particolarmente evidente negli ultimi anni, con il quale la capacità produttiva nazionale non è stata in grado di tenere il passo; l'interruzione di settembre, al contrario, determinata da un evento naturale che ha interrotto gli approvvigionamenti con l'estero, ha dimostrato un'insufficiente capacità di garanzia di riserva nel territorio nazionale anche in momenti di bassa domanda. Su entrambi gli episodi, l'Autorità ha ritenuto doveroso aprire due indagini conoscitive propedeutiche all'accertamento di responsabilità dei diversi operatori del settore per definire i comportamenti che possono aver determinato, o non efficacemente contrastato, il verificarsi delle interruzioni.

In questo contesto, l'attività di regolazione ha dovuto necessariamente conciliare quelle che sono le sue funzioni istituzionali, delineate nella legge istitutiva del 14 novembre 1995, n. 481, con le necessità contingenti del sistema; perciò, nei diversi segmenti del settore elettrico, è stato opportuno introdurre, seguendo le *Linee guida* definite dal Ministero delle attività produttive, provvedimenti in grado di gestire l'emergenza nel breve termine e normalizzare il settore nel lungo termine.

In particolare, sul lato della produzione è stato introdotto un sistema provvisorio di remunerazione della capacità produttiva (*capacity payment*) cercando di non gravare sulle tariffe finali dei consumatori già sotto pressione a causa dell'incremento dei costi di approvvigionamento dei combustibili.

Sul lato della domanda si è ritenuto opportuno razionalizzare il servizio di interrompibilità. È stata individuata, su richiesta espressa della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. (GRTN) con lettera del 16 dicembre 2003, una potenza di 1 750 MW interrompibile senza preavviso e ulteriori 1 750 MW interrompibili con preavviso; è stata quindi introdotta una remunerazione per i clienti finali in grado di fornire tale servizio.

Sul lungo periodo, le criticità associate al tema della sicurezza hanno reso necessario sviluppare una regolazione in grado di favorire gli investimenti. Con la

definizione delle disposizioni per il periodo regolatorio 2004-2007 e l'approvazione del nuovo Testo integrato, sono stati introdotti incentivi agli investimenti nel settore della trasmissione e della distribuzione aumentando il tasso di remunerazione del capitale investito e introducendo, per i nuovi investimenti nella rete di trasmissione nazionale, un ulteriore incremento del 2 per cento rispetto al tasso base. Tale provvedimento, per mantenere un equilibrio tra le esigenze degli investimenti nel settore e il livello della tariffa elettrica, è stato compensato, in termini di costi, ricorrendo ai recuperi di produttività e di efficienza e adeguando la vita utile delle infrastrutture riconosciuta ai fini tariffari.

Grazie al ricorso ai contratti bilaterali, ai contratti d'importazione, alle forniture dell'energia CIP6 e ai contratti per differenze, la società Acquirente Unico S.p.A.ha affrancato oltre il 60 per cento delle proprie forniture a un livello stabilito con le modalità vigenti nel precedente periodo regolatorio. Questo provvedimento è risultato necessario in questa fase di transizione in attesa che lo sviluppo del settore elettrico, e in particolare l'entrata in servizio di nuovi impianti, permetta una dinamica di formazione del prezzo nella borsa elettrica più rispondente ai reali costi di produzione e meno influenzata dalle strategie dell'operatore dominante.

La fase di transizione sta producendo una profonda modifica dell'assetto funzionale del mercato e per comprenderne le fasi evolutive diventa fondamentale analizzare le relazioni tra i soggetti istituzionali e gli *stakeholders*. Nei grafici seguenti è rappresentata la struttura attuale del sistema elettrico italiano e sono evidenziate, nel primo, le relazioni economiche tra i diversi segmenti della filiera elettrica, nel secondo, le relazioni funzionali tra questi e gli attori istituzionali. I grafici permettono di fornire una chiave di lettura per l'intero Capitolo.

Nella prima parte del Capitolo viene esposto il dettaglio degli approvvigionamenti di energia elettrica del paese, redigendo per ciascuna voce il bilancio del 2003. Verranno in particolare indicati: i dati relativi alla generazione convenzionale specificando la struttura del mercato elettrico una volta completato il processo di dismissione degli impianti Enel S.p.A; i dati relativi alla generazione da fonti rinnovabili specificandone l'eventuale meccanismo di incentivazione; i dati relativi ai ritiri obbligati da parte del GRTN e infine i dati relativi alla struttura delle importazioni. Nella seconda parte sono descritti il mercato elettrico e le sue istituzioni evidenziando le azioni dell'Autorità finalizzate al suo funzionamento. La terza parte è dedicata alle attività regolate: trasmissione, dispacciamento, distribuzione, misura e vendita al mercato vincolato. Infine, vengono descritti l'andamento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica nel 2003 e nei primi mesi del 2004, nonché gli oneri di sistema.

Il diagramma dei flussi funzionali ed economici fornisce una schematizzazione del settore elettrico la cui legislazione rilevante è coordinata dal Ministero delle attività produttive e la cui regolazione, sulla base delle *Linee guida* pronunciate

dallo stesso ministero, è demandata all'Autorità.

Il segmento degli approvvigionamenti rifornisce il mercato libero e, tramite l'Acquirente Unico, il mercato vincolato attraverso la partecipazione alla borsa elettrica o la conclusione di contratti bilaterali. Per l'energia d'importazione e per l'energia CIP6 ritirata dal GRTN, il Ministero delle attività produttive ha previsto una modalità di cessione estranea alla borsa elettrica basata su un criterio di assegnazione di tipo pro-quota.

Nel settore della generazione è possibile identificare delle categorie che partecipano in maniera differente al mercato elettrico in termini sia di priorità di dispacciamento sia di valorizzazione dell'energia.

In particolare, il decreto legislativo n.79/99 ha previsto la garanzia di priorità di dispacciamento per gli impianti indispensabili alla sicurezza nazionale, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, per gli impianti qualificati come cogenerativi, nonché per gli impianti CIP6.

Questi ultimi cedono la propria produzione direttamente al GRTN che corrisponde loro la tariffa CIP6 annualmente aggiornata dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE). Le risorse necessarie alla remunerazione degli impianti CIP6, superiori ai ricavi della cessione della loro energia al mercato, vengono raccolte dalla CCSE grazie all'introduzione, in tariffa elettrica, della componente A3, parte degli oneri di sistema.

Per i soli impianti rinnovabili di potenza inferiore ai 10 MW e per tutti quelli non programmabili, il comma 1 dell'art. 20 e il comma 3, dell'art. 13, del decreto 29 dicembre 2003, n. 387, prevedono, provvisoriamente, una remunerazione pari al prezzo all'ingrosso definito dall'Autorità e, a regime, una remunerazione stabilita dall'Autorità facendo riferimento a condizioni di mercato.

Infine la generazione da impianti cogenerativi e da fonte rinnovabile sia nazionale sia d'importazione beneficia dell'esenzione dal pagamento dei certificati verdi. Grazie a questa prerogativa, nel nuovo assetto di mercato, tali volumi di energia percepiranno un incentivo indiretto pari al costo evitato di soddisfacimento all'obbligo. Il beneficio, per i soli impianti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999, si somma al riconoscimento dei certificati verdi.

Per quanto riguarda la struttura del mercato elettrico, questa è composta da: la società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (GME) che organizza e gestisce il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento, sui quali pervengono le offerte orarie di generazione degli operatori abilitati; il GRTN che gestisce e organizza il mercato dei servizi di dispacciamento; gli operatori del mercato libero, clienti finali o grossisiti e l'Acquirente Unico che provvede all'approvvigionamento dei clienti vincolati. I regolamenti dei mercati nonché le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico sono approvati dal Ministero delle attività produttive che demanda all'Autorità funzioni di regolazione specifica quali

FIG. 4.1 DIAGRAMMA DEI FLUSSI ECONOMICI DEL SETTORE ELETTRICO NEL 2003

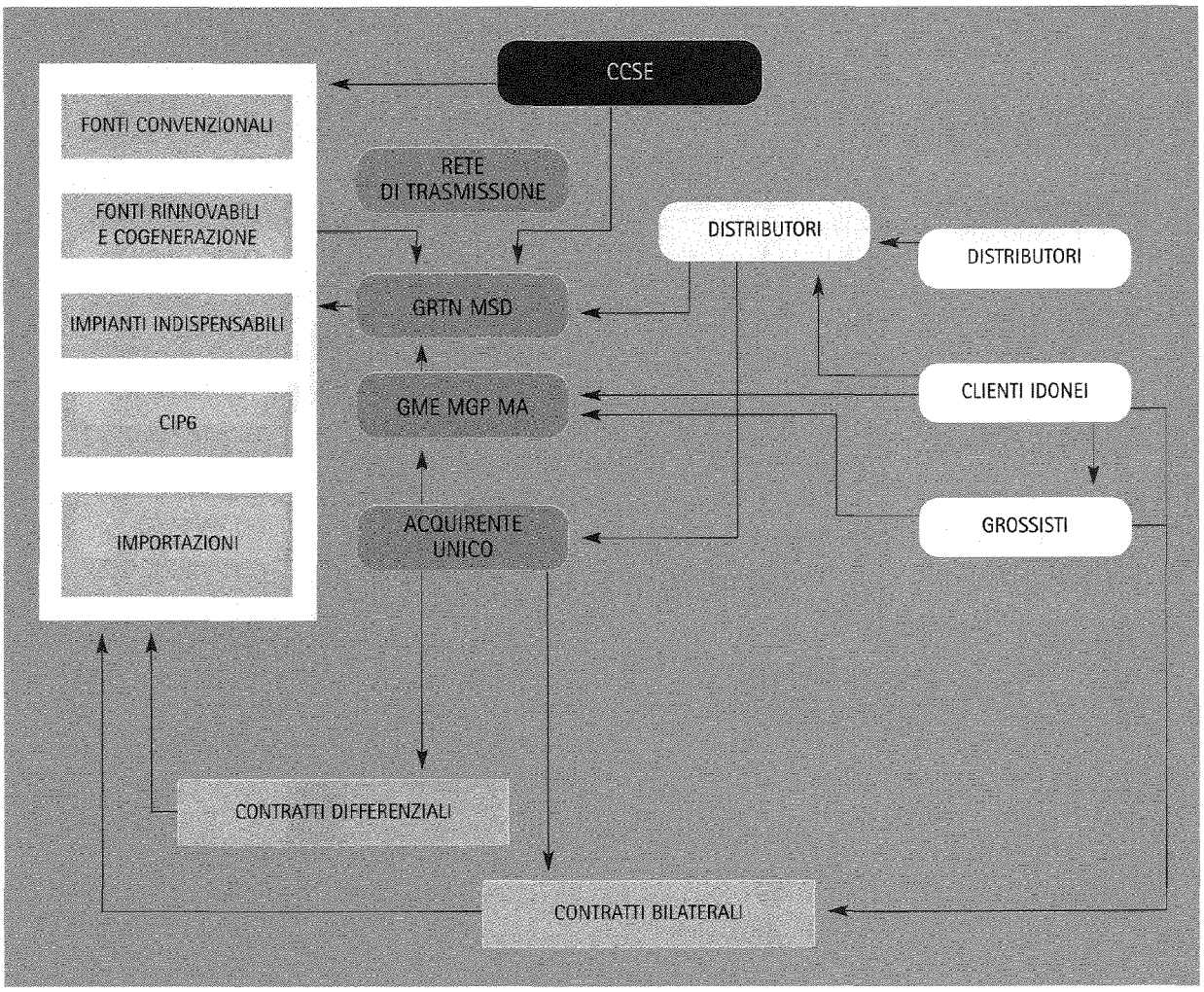
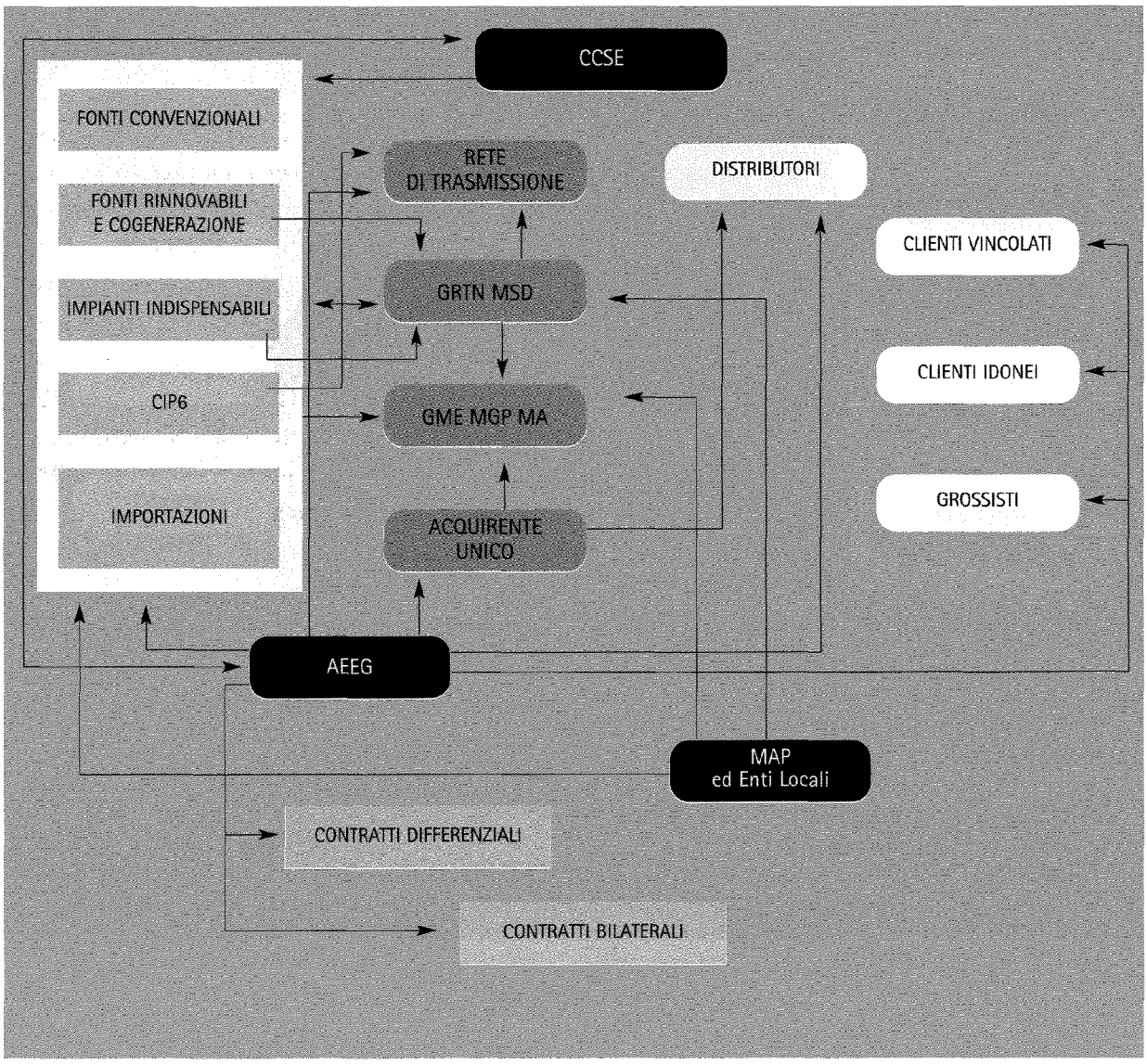


FIG. 4.1 BIS **DIAGRAMMA DEI FLUSSI FUNZIONALI DEL SETTORE ELETTRICO NEL 2003**



il monitoraggio del mercato e la definizione dei contratti dell'Acquirente Unico. I clienti finali idonei e l'Acquirente Unico, pertanto, hanno quattro principali fonti di approvvigionamento: attraverso la partecipazione diretta al mercato elettrico, attraverso la stipula di contratti bilaterali, attraverso la partecipazione alle assegnazioni di capacità CIP6 o di capacità di importazione. Il rischio della volatilità dei prezzi sulla borsa elettrica può essere attenuato attraverso il ricor-

so a contratti per differenza simili, nella sostanza, a quelli bilaterali. I contratti per differenza consistono in un accordo preliminare di prezzo tra il fornitore e l'acquirente indipendentemente dagli esiti della borsa elettrica; a seguito di un prezzo di borsa superiore a quello contrattuale, il produttore restituirà all'acquirente la differenza rispetto al prezzo concordato e viceversa in caso di prezzo di borsa inferiore a quello prestabilito.

L'Acquirente Unico presiede all'approvvigionamento dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, diventando in tal modo operatore nel mercato elettrico e controparte nei contratti bilaterali e per differenze nonché nelle assegnazioni di capacità d'importazione e CIP6. I distributori acquistano dall'Acquirente Unico l'energia elettrica al costo medio di approvvigionamento e la rivendono ai clienti vincolati sulla base delle componenti tariffarie istituite dall'Autorità. Tutti i clienti, vincolati e idonei, pagano al GRTN, attraverso componenti tariffarie apposite, i servizi di trasmissione. I clienti idonei pagano inoltre al GRTN i corrispettivi di dispacciamento (corrispettivi di sbilanciamento, corrispettivi a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, corrispettivi per la remunerazione della capacità produttiva ecc.).

All'Autorità compete il ruolo di:

- monitoraggio dei mercati liberalizzati;
- regolazione delle attività che godono di un regime di esclusiva quali la trasmissione e la distribuzione, in virtù della loro natura di monopolio naturale;
- regolazione di settori potenzialmente liberi come la misura ma che richiedono in questa fase meccanismi di tutela dei clienti finali;
- regolazione della vendita al mercato vincolato.

Inoltre l'Autorità provvede all'inclusione in tariffa elettrica degli oneri generali di sistema le cui risorse sono trasferite alla CCSE e da questa al settore di competenza.

CARATTERISTICHE STRUTTURALI DELL'OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA

Struttura della produzione nazionale di energia elettrica

Il fabbisogno di energia elettrica nel 2003 ha fatto registrare un incremento del 2,9 per cento rispetto al 2002, assestandosi a 319 TWh. Dopo anni in cui l'aumento dei consumi è stato coperto anche grazie a un maggiore ricorso alle importazioni, la produzione nazionale ha registrato un aumento del 3 per cento, dovuto in parte ai provvedimenti che, all'indomani dei distacchi programmati del 26 giugno 2003, sono stati adottati per ripristinare e garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza.

Le importazioni, per la prima volta dal 1996, hanno mostrato una leggera diminuzione (-0,1 per cento), mentre il saldo estero, a causa di una diminuzione delle esportazioni, è comunque cresciuto, se pur in maniera molto modesta (0,7 per cento).

In termini di produzione nazionale, per il secondo anno consecutivo, si è assistito a uno sviluppo marcato dalla generazione termoelettrica (4,3 per cento) e a una ulteriore riduzione della generazione idroelettrica (-6,4 per cento), che nel 2003, a causa di un andamento idrologico particolarmente negativo, ha fatto registrare il valore più basso dal 1990. In costante aumento le altri fonti rinnovabili che, pur su volumi ancora contenuti, sono cresciute del 17,6 per cento rispetto all'anno scorso.

Nello specifico della generazione termoelettrica sono aumentati i consumi di combustibili solidi (12 per cento) e di gas naturale (15 per cento) mentre si è verificato un forte calo di quelli dei prodotti petroliferi il cui aumento nel 2002, rispetto al 2001, era influenzato da situazioni contingenti legate alla disponibilità degli impianti. L'incremento della generazione a carbone è determinato sia dai favorevoli prezzi relativi di questa fonte rispetto agli altri combustibili nel 2003, sia dall'aumento della capacità produttiva conseguita dalle società di produzione a seguito di lavori di ambientalizzazione e di accordi locali per l'impiego di combustibili solidi. La salita dei consumi di gas naturale origina invece dall'entrata in esercizio di nuovi cicli combinati e dall'incremento di impiego orario degli impianti, chiamati a produrre per compensare la carente produzione idroelettrica e la crescente domanda di energia elettrica.

La stagionalità dei consumi è fortemente cambiata negli ultimi anni e nel 2003 per la prima volta la domanda alla punta nel periodo estivo (53 105 MW) ha superato quella del periodo invernale dell'anno precedente (52 590 MW). Nel dicembre 2003, tuttavia, è stato nuovamente registrato il record storico dei consumi: 53 400 MW. Le difficoltà del sistema produttivo a soddisfare le punte di domanda non sono determinate unicamente da una più forte crescita della ri-

TAV. 4.1 **PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER FONTE 1997-2003**

GWh

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003(A)
Solidi	20 518	23 311	23 812	26 272	31 730	35 446	39 671
Gas naturale	60 649	70 213	86 217	97 607	95 906	99 413	114 500
Prodotti petroliferi	113 282	107 237	91 286	85 878	75 009	76 997	66 579
Altri	5 600	5 900	5 900	8 800	14 147	15 789	16 700
Totale termoelettrico	200 049	206 661	207 215	218 557	216 792	227 645	237 450
Totale pompaggi	4 965	6 232	6 451	6 688	7 117	7 744	7511
Idroelettrico	41 599	41 213	45 358	44 204	46 810	39 519	36702
Eolico	118	232	402	563	1 178	1 404	1419
Fotovoltaico	6	6	6	6	5	4,1	4.1
Geotermico	3 905	4 214	4 403	4 705	4 506	4 662	5340
Biomassa e rifiuti	820	1 228	1 822	1 906	2 587	3 422	4400
Totale rinnovabili	46 448	46 893	51 991	51 384	55 086	49 012	47 865
Totale	251 462	259 786	265 657	276 629	278 995	284 401	292 826

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GRTN; per l'anno 2003 stime su dati degli operatori.

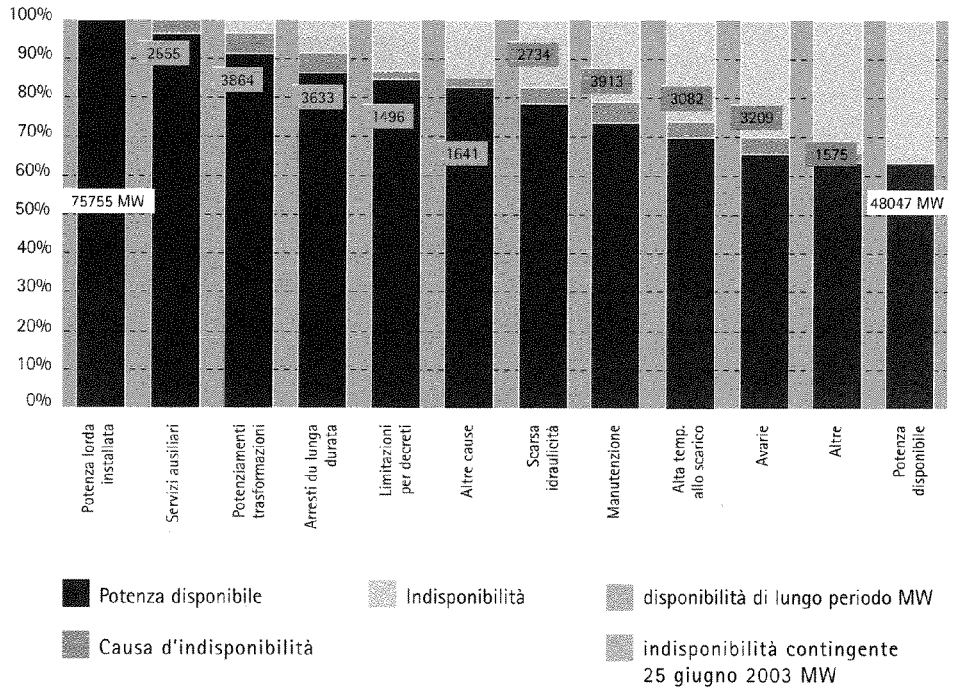
chiesta alla punta rispetto all'entrata in esercizio di nuovi impianti, ma anche dalle numerose indisponibilità di breve e lungo periodo alle quali è soggetta la capacità produttiva.

La verifica effettuata dal GRTN, ai sensi della direttiva del Ministero delle attività produttive del 26 giugno 2003, ha accertato che al giugno 2003 su una potenza installata lorda di 75 755 MW erano effettivamente disponibili solo 48 047 MW pari al 63,4 per cento del totale installato.

Con il completamento dell'assetto proprietario come disegnato dal decreto legislativo n. 79/99, le società acquirenti si sono progressivamente impegnate a realizzare il programma di *repowering* e conversione a ciclo combinato degli impianti. Nel 2003 sono stati ultimati i lavori di conversione a ciclo combinato per un'unità della Centrale di Ostigla (Endesa Italia S.p.A) e per due unità della Centrale del Sermide (Edipower S.p.A.). Enel Produzione S.p.A. ha riattivato due unità della Centrale di Priolo Gargallo, un'unità a Pietrafitta e un'altra a La Casella. Infine EniPower S.p.A. ha inaugurato due nuove centrali a Ravenna e a Ferrera Erbognone per circa 900 MW di potenza; si è inoltre concluso l'ampliamento della Centrale di Cassano d'Adda di Aem Milano S.p.A.

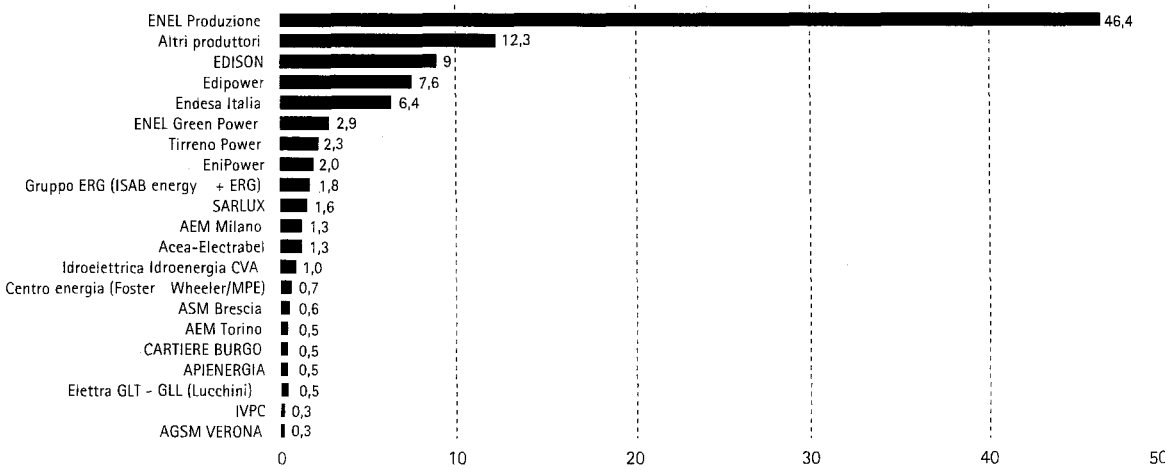
FIG. 4.2 CAPACITÀ PRODUTTIVA NEL GIUGNO 2003

C€/kWh



Fonte: GRNT.

FIG. 4.3 CONTRIBUTO PERCENTUALE DELLE MAGGIORI SOCIETÀ ALLA GENERAZIONE NETTA NEL 2003(A)



(A) Incluse l'autoproduzione e l'energia ritirata dal GRTN.

Fonte: Stime su dati degli operatori.