



Rapporto sulle attività  
del Gestore della rete  
di trasmissione nazionale

Aprile 2002  
Marzo 2003

## **Consiglio di amministrazione**

### **Presidente**

Salvatore Machì

### **Vice Presidente**

Matelda Grassi

### **Amministratore Delegato**

Pier Luigi Parcu

### **Consiglieri**

Tullio Fanelli

Augusto Zodda

# Indice

<b>Introduzione</b>	<b>3</b>
<b>1 Il sistema elettrico nazionale nel 2002</b>	
1.1 Introduzione	7
1.2 Sintesi del bilancio in energia nel 2002	7
1.3 Il transito sulla rete di trasmissione e di interconnessione con l'estero	13
1.4 Disponibilità di risorse alla punta di fabbisogno	16
1.5 Il parco di generazione nazionale	21
<b>2 Gestione della Rete di trasmissione nazionale</b>	
2.1 Introduzione	29
2.2 Le relazioni con i proprietari della RTN e le attività svolte nel periodo aprile 2002-marzo 2003	31
2.3 Il Programma triennale di sviluppo 2003-2005	39
2.4 Le relazioni con gli organi amministrativi e territoriali	51
2.5 Le attività di R&S	60
<b>3 Attività di mercato</b>	
3.1 Introduzione	63
3.2 Il mercato libero e l'assegnazione ai clienti idonei della capacità disponibile per le importazioni e della produzione nazionale incentivata	64
3.3 Dinamiche della domanda e dell'offerta di energia sul mercato libero	74
3.4 Contratti di bilanciamento e scambio nel periodo transitorio e attività propedeutiche al dispacciamento di merito economico	75
3.5 Altre attività	81
<b>4 Il GRTN in cifre</b>	
4.1 Introduzione	91
4.2 Analisi del bilancio del GRTN, valore della produzione e gestione economico-finanziaria	92
4.3 L'attività soggetta a regolamentazione economica e la separazione contabile e amministrativa	105

4.4	L'organizzazione delle risorse umane	112
4.5	Le infrastrutture informatiche e le applicazioni sviluppate	121
<b>5</b>	<b>Il quadro normativo</b>	
5.1	Introduzione	129
5.2	Sintesi dei principali provvedimenti legislativi e regolamentari nazionali	129
5.3	Sintesi delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	137
5.4	Evoluzione delle politiche comunitarie in materia di energia elettrica	148
<b>6</b>	<b>I transmission system operators in Europa</b>	
6.1	Introduzione	161
6.2	La struttura del settore elettrico alla luce della liberalizzazione	163
6.3	Ruolo e funzioni dei TSOs	170
6.4	Le associazioni internazionali rappresentative dei TSOs	172
6.5	L'analisi della relazione proprietà-gestione della rete di trasmissione. Alcuni casi significativi	174
	<b>Considerazioni conclusive</b>	<b>185</b>

Rapporto sulle attività  
del Gestore della rete  
di trasmissione nazionale

Aprile 2002  
Marzo 2003

## Introduzione

Il Rapporto sulle attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito GRTN o Gestore) ha l'obiettivo di illustrare annualmente una sintesi delle attività svolte dal Gestore e allo stesso tempo di costituire uno strumento di diffusione di informazioni sul sistema elettrico nazionale e un documento di analisi di tematiche di interesse per gli operatori del settore.

Il presente Rapporto si concentra sulle attività del GRTN nel periodo che va dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2003. La descrizione delle attività svolte è contenuta nei capitoli 1, 2 e 3. Il capitolo 4 è, invece, dedicato alle risorse utilizzate dal Gestore per svolgere le proprie attività e alla loro organizzazione. Il capitolo 5 presenta una sintesi dell'evoluzione della normativa e delle regole di interesse per il GRTN nel periodo considerato dal Rapporto. Il capitolo 6, infine, illustra il ruolo dei Transmission System Operators (TSOs) nei mercati elettrici dell'Unione Europea e analizza con maggior dettaglio alcuni casi nazionali.

I capitoli dedicati alle attività svolte dal Gestore sono suddivisi in relazione alle funzioni esercitate dalla società.

Il capitolo 1, che descrive il sistema elettrico nazionale, si riferisce alla funzione di garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti svolta dal GRTN attraverso l'esercizio del c.d. dispacciamento. Le operazioni finalizzate all'equilibrio tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN) consentono di dar conto del bilancio nazionale di energia elettrica e al tempo stesso di evidenziare alcune caratteristiche del sistema elettrico che condizionano le scelte del Gestore per l'ottimizzazione del bilanciamento. Il capitolo descrive, inoltre, sinteticamente la struttura della produzione nazionale di energia elettrica e riporta le caratteristiche principali dell'energia elettrica acquistata dal Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99.

Il capitolo 2 fa riferimento alla funzione di gestione della Rete di trasmissione nazionale e in particolare alle attività di manutenzio-

ne e programmazione dello sviluppo della rete. Le operazioni finalizzate a realizzare interventi sulla rete e a sviluppare l'infrastruttura esistente richiedono il rilascio di specifiche autorizzazioni da parte delle amministrazioni pubbliche e l'instaurarsi di un complesso sistema di relazioni con le amministrazioni locali nella fase antecedente l'autorizzazione finale, intesa a valutare l'impatto ambientale e territoriale delle opere. Il capitolo rende conto delle numerose iniziative di cooperazione intraprese dal GRTN con le diverse amministrazioni competenti. La separazione delle attività di gestione dalla proprietà della RTN richiede, inoltre, l'instaurarsi di specifici meccanismi di coordinamento tra i soggetti proprietari e il GRTN sia per la manutenzione della rete esistente, sia per lo sviluppo di nuove infrastrutture. Il capitolo descrive le attività intraprese in tale senso. Con riferimento alla pianificazione dello sviluppo, vengono evidenziati i principali interventi realizzati nel periodo di riferimento del presente Rapporto e viene sommariamente descritto il Piano triennale di sviluppo (PTS) 2003-2005, approvato all'inizio di quest'anno.

Il capitolo 3 si riferisce alle attività svolte dal GRTN nel periodo aprile 2002-marzo 2003, diverse dall'esercizio del dispacciamento e dalla gestione della rete. Queste attività vengono suddivise in quattro sezioni. La prima sezione è dedicata alle attività di allocazione nel mercato libero dei diritti di trasporto sulla rete di interconnessione con i paesi confinanti e dell'energia elettrica acquistata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 (c.d. CIP 6). In questa stessa sezione si descrive l'attività di vendita di energia elettrica sulla rete di interconnessione acquistata dal Gestore per fini di riconciliazione (c.d. spot). La seconda sezione è dedicata allo svolgimento delle numerose attività propedeutiche, e in regime transitorio, al sistema delle offerte (gestione dei contratti di bilanciamento e scambio, sistemi di misura, definizione delle condizioni per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento secondo il sistema delle offerte sui mercati dei servizi). La

terza sezione, intitolata “altre attività”, descrive le attività svolte dal GRTN in virtù di uno specifico mandato del legislatore seppure non rientranti nelle attività caratteristiche (qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, emissione e gestione dei certificati verdi) e le attività di cooperazione internazionale con altri TSOs in materia di tariffazione degli scambi transfrontalieri (c.d. Cross Border Tariff Agreement). La quarta e ultima sezione, intitolata “nuove attività”, illustra infine le iniziative intraprese autonomamente dal Gestore anche al fine di valorizzare le proprie competenze. Rientrano in queste attività le iniziative di cooperazione internazionale finalizzate allo sviluppo di un mercato volontario dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili attraverso sistemi di autocertificazione e le azioni di sostegno e partecipazione alla formazione di professionalità e competenze in campo energetico.

Il capitolo 4 presenta le risorse del GRTN e la loro organizzazione. Vengono dapprima illustrate le risorse economiche e finanziarie attraverso l’analisi del conto economico e dei principali indicatori patrimoniali nel periodo 2000-2003 ovvero nei primi tre anni di attività del Gestore. Il conto economico viene analizzato suddividendo le voci di ricavo e di costo relative alle attività caratteristiche del GRTN (trasmissione e dispacciamento) rispetto alle attività definite “atipiche” (acquisto e vendita di energia, altre attività). La descrizione delle diverse fasi della disciplina delle condizioni economiche di erogazione dei servizi di trasporto sulla RTN è segnalata al fine di chiarire i cambiamenti nelle voci del conto economico al modificarsi delle regole e della struttura tariffaria, nonché per evidenziare il peso della regolazione sul bilancio del GRTN. In una seconda parte del capitolo viene descritta la composizione e l’organizzazione delle risorse umane segnalando le variazioni dell’organico nel periodo 2000-2003 ed evidenziando gli obiettivi del processo di riorganizzazione delle funzioni e delle competenze attuato dal GRTN in risposta ai cambiamenti del settore. Vengono,



infine, descritte le infrastrutture informatiche e le numerose applicazioni sviluppate dal GRTN per la gestione delle relazioni e delle transazioni interne ed esterne.

Il capitolo 5 descrive i principali cambiamenti della normativa nel periodo aprile 2002-marzo 2003. In particolare vengono illustrati i principali interventi del legislatore nazionale e le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), che influenzano le attività del GRTN. Nello stesso capitolo è, inoltre, richiamata l'evoluzione delle politiche e degli interventi delle Istituzioni comunitarie in campo energetico.

Il capitolo 6, che ha una natura quasi monografica, affronta la tematica del ruolo e della natura dei TSOs nei paesi dell'Unione Europea, in seguito all'attuazione della direttiva di liberalizzazione del settore elettrico. La scelta del modello di separazione e di identificazione del ruolo del TSO non è, infatti, uniforme nei singoli Paesi membri. In particolare vengono richiamate tre caratteristiche di differenziazione: la tipologia di unbundling (contabile, amministrativo, strutturale); la struttura del capitale societario di trasmissione (pubblica, privata, mista); la relazione tra proprietà dell'infrastruttura e gestione dei servizi di trasmissione e di sistema. Il capitolo illustra brevemente anche alcuni aspetti d'interesse nelle politiche di crescita del TSO inglese e di quello spagnolo, al fine di dare evidenza delle strategie di diversificazione rispetto al core business e dell'evoluzione della struttura del capitale delle due società a partire dalla loro costituzione.

Il rapporto si conclude con l'illustrazione di alcune considerazioni di sintesi.

# 1 Il sistema elettrico nazionale nel 2002

## 1.1 Introduzione

Il presente capitolo descrive lo stato del sistema elettrico italiano, come si è presentato nel 2002, a partire dal bilancio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica sulla Rete di trasmissione nazionale. Dopo un breve cenno sull'andamento del servizio e sulle prestazioni del sistema nel 2002, il capitolo intende segnalare le peculiarità della produzione di energia elettrica per la copertura del fabbisogno, il grado d'utilizzazione della rete di interconnessione interna e con l'estero e le principali caratteristiche strutturali del parco di generazione nazionale.

La descrizione del sistema elettrico è significativa per cogliere i vincoli e le opportunità nel percorso di liberalizzazione. Le importazioni sono, infatti, vincolate dalla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione, della quale è previsto lo sviluppo, con particolare attenzione alle linee di interconnessione con le reti dei Paesi confinanti (Cfr. capitolo 2). La produzione nazionale nel contempo evolve in un quadro complesso, sia per effetto dei programmi di ambientalizzazione nel rispetto delle normative ambientali, sia per effetto delle strategie di ripotenziamento o diversificazione delle fonti di alimentazione che i produttori nazionali perseguono indotti dalle prospettive del mercato competitivo.

Al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e del sistema elettrico nazionale, il GRTN deve presidiare tutti i percorsi di sviluppo e di cambiamento per programmare le attività assegnategli in concessione di erogazione dei servizi di accesso e utilizzo della rete di trasmissione e di coordinamento delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica sulla rete.

## 1.2 Sintesi del bilancio in energia nel 2002

Nel 2002 la richiesta di energia elettrica sulla rete ha raggiunto i 310,4 miliardi di kWh con un aumento dello 1,8% rispetto al 2001 (304,8 miliardi di kWh). Tale richiesta è stata soddisfatta per

l'83,7% da produzione nazionale per un valore pari a 259,8 miliardi di kWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari, con un aumento dello 1,6% rispetto al 2001.

La quota di fabbisogno coperta dagli scambi con l'estero è aumentata del 4,6% arrivando a rappresentare nel 2002 il 16,3% della copertura del fabbisogno complessivo. Tale percentuale risulta dal saldo tra le importazioni che hanno registrato i 51,520 miliardi di kWh contro i 48,927 miliardi di kWh del 2001 (+5,3%) e le esportazioni che sono passate da 0,549 miliardi di kWh a 0,922 miliardi di kWh.

La seguente tabella riassume le voci di bilancio di energia elettrica in Italia per l'anno 2002 e le variazioni rispetto all'anno precedente.

### Bilancio dell'energia elettrica in Italia

	2001 (GWh)	2002(*) (GWh)	Var 02/01 (GWh)	Var 02/01 %
Produzione lorda	278.994	283.663	4.669	1,7
Servizi ausiliari	13.029	13.323	294	2,3
Produzione netta	265.965	270.340	4.375	1,6
Ricevuta da fornitori esteri	48.927	51.520	2.593	5,3
Ceduta a clienti esteri	549	922	373	67,9
Destinata ai pompaggi	9.511	10.569	1.058	11,1
<b>Richiesta totale Italia</b>	<b>304.832</b>	<b>310.369</b>	<b>5.537</b>	<b>1,8</b>
<b>Totale consumi</b>	<b>285.492</b>	<b>290.500</b>	<b>5.008</b>	<b>1,8</b>
Perdite	19.340	19.869	529	2,7
<b>Richiesta totale Italia</b>	<b>304.832</b>	<b>310.369</b>	<b>5.537</b>	<b>1,8</b>

(\*) Dati provvisori di esercizio

#### 1.2.1 Struttura del consumo

La scomposizione dei consumi mostra un aumento della quota destinata ai consumi dei clienti idonei rispetto all'anno precedente in seguito all'abbassamento a 9 GWh della soglia di idoneità, a partire dal 1° gennaio 2002. I consumi dei clienti idonei passano,

infatti, da 98,3 miliardi di kWh nel 2001 (34% dei consumi totali) a 115,5 miliardi di kWh nel 2002 (40% dei consumi) con un incremento del 17%. All'interno del mercato libero, a fronte di una riduzione della quota degli autoconsumi, che passa da 22,3 a 20,5<sup>1</sup> miliardi di kWh (-8,1%), l'aumento della rimanente quota (+25%) è da imputare principalmente all'aumento del numero dei clienti idonei. L'aumento del numero dei clienti idonei ha come diretta conseguenza l'abbassamento della quota dei consumi dei clienti vincolati che si riducono del 6,5% passando da 187,1 miliardi di kWh nel 2001 a 175,0 nel 2002.

<sup>1</sup> Di questi, circa il 95% rappresentano autoconsumi in loco.

### Consumi di energia elettrica in Italia

	2001 (GWh)	2002(*) (GWh)	Var 02/01 (GWh)	Var 02/01 %
Mercato vincolato	187.183	175.000	-12.183	-6,5
Mercato libero	75.995	95.000	19.005	25,0
Autoconsumi	22.314	20.500	-1.814	-8,1
<b>Totale</b>	<b>285.492</b>	<b>290.500</b>	<b>5.008</b>	<b>1,8</b>

(\*) Dati provvisori di esercizio

La distribuzione dei consumi per settore economico mostra un aumento della quota dei consumi pari a 2,7 punti percentuali nel settore agricolo, 0,9 nell'industria, 4,1 nei servizi e 1,2 nel settore domestico come illustrato nella tabella seguente.

### Consumi di energia elettrica per settore economico

	2001 (GWh)	2002(*) (GWh)	Var 02/01 (GWh)	Var 02/01 %
Agricoltura	5.163	5.300	137	2,7
Industria	150.973	152.300	1.327	0,9
Terziario	67.803	70.600	2.797	4,1
Usi domestici	61.553	62.300	747	1,2
<b>Totale</b>	<b>285.492</b>	<b>290.500</b>	<b>5.008</b>	<b>1,8</b>

(\*) Dati provvisori di esercizio

### 1.2.2 Produzione nazionale

Nel 2002 il fabbisogno di energia elettrica in Italia è stato coperto, oltre che con il già citato saldo estero, con un aumento totale di produzione netta nazionale pari allo 1,6%.

I dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, nel corso dell'anno 2002 evidenziano una diminuzione della produzione idroelettrica del 10,9% rispetto al 2001, sostanzialmente dovuta a minori apporti naturali nel primo periodo dell'anno e che non hanno consentito il normale ciclo d'invaso dei serbatoi.

L'indice di producibilità idroelettrica mensile mostra un andamento piuttosto variabile. Ai valori al di sotto della media registrati nel primo quadrimestre dell'anno 2002, conseguenti la bassa piovosità nel periodo, si contrappongono valori superiori alla media negli ultimi mesi dell'anno. L'indice di producibilità su base annua è stato pari a 0,90 a fronte del valore di 1,04 registrato nel 2001.

La produzione termoelettrica al netto dei servizi ausiliari è aumentata del 4,9%, compensando la citata riduzione della produzione idroelettrica. Le produzioni geotermica, eolica e fotovoltaica sono aumentate dello 1,5%.

I dati di produzione sono riassunti nella tabella seguente.

#### Produzione di energia elettrica in Italia

	2001 (GWh)	2002(*) (GWh)	Var 02/01 (GWh)	Var 02/01 %
Produzione idrica lorda	53.926	48.063	-5.863	-10,9
Produzione termica lorda	219.379	229.820	10.441	4,8
Produzione geo eol, fotov. lorda	5.690	5.780	90	1,6
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>278.995</b>	<b>283.663</b>	<b>4.668</b>	<b>1,7</b>
Servizi ausiliari idrici	674	613	-61	-9,1
Servizi ausiliari termici	12.104	12.449	345	2,9
Servizi ausiliari geo eol, fotov.	251	261	10	4,0
<b>Totale servizi ausiliari</b>	<b>13.029</b>	<b>13.323</b>	<b>294</b>	<b>2,3</b>
Produzione idrica netta <sup>(1)</sup>	53.252	47.450	-5.802	-10,9
Produzione termica netta	207.275	217.371	10.096	4,9
Produzione geo eol, fotov. netta	5.439	5.519	80	1,5
<b>Totale produzione netta</b>	<b>265.966</b>	<b>270.340</b>	<b>4.374</b>	<b>1,6</b>

(\*) *Dati provvisori di esercizio*

(1) *Inclusa la produzione da impianti di pompaggio.*

Per quanto riguarda i combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica si osserva nel 2002 un maggior ricorso al carbone e lignite (c.d. combustibili solidi), che registrano un aumento del 13,1%, e agli altri combustibili (RSU, biomasse, residui gassificazione TAR, ecc.) che aumentano del 18,5%. Il gas naturale (+3,0% rispetto al 2001) si conferma la fonte più utilizzata; incrementi più modesti si registrano, infine, per i prodotti petroliferi che aumentano dello 1,6%, come evidenziato dalla tabella seguente.

### Produzione termoelettrica per combustibile

	2001 (GWh)	2002(*) (GWh)	Var 02/01 (GWh)	Var 02/01 %
Combustibili solidi <sup>(1)</sup>	31.730	35.900	4.170	13,1
Gas naturale	95.906	98.800	2.894	3,0
Gas derivati <sup>(2)</sup>	5.045	5.200	155	3,1
Prodotti petroliferi <sup>(3)</sup>	75.009	76.200	1.191	1,6
Altri combustibili	10.867	12.880	2.013	18,5
Altre forme di energia	822	840	18	2,2
<b>Totale produzione termoelettrica lorda</b>	<b>219.379</b>	<b>229.820</b>	<b>10.441</b>	<b>4,8</b>

(\*) *Dati provvisori di esercizio*

<sup>(1)</sup> *Carbone, lignite.*

<sup>(2)</sup> *Gas d'altoforno, gas di cokeria, gas da acciaieria a ossigeno.*

<sup>(3)</sup> *Ceneri da olio, coke di petrolio, distillati leggeri, GPL, gas di raffineria, gasolio, olio combustibile, orimulsion, petrolio grezzo.*

### Quantità dei combustibili utilizzati per la produzione termoelettrica

	Unità di misura	2001	2002(*)	Var 02/01	Var 02/01 %
Combustibili solidi <sup>(1)</sup>	migliaia di ton.	11.445	13.000	1.555	13,6
Gas naturale	milioni di m <sup>3</sup>	21.930	22.500	570	2,6
Gas derivati <sup>(2)</sup>	milioni di m <sup>3</sup>	9.785	10.100	315	3,2
Prodotti petroliferi <sup>(3)</sup>	migliaia di ton.	17.186	17.500	314	1,8
Altri combustibili	migliaia di ton.	9.175	10.700	1.525	16,6

(\*) *Dati provvisori di esercizio*

<sup>(1)</sup> *Carbone, lignite.*

<sup>(2)</sup> *Gas d'altoforno, gas di cokeria, gas da acciaieria a ossigeno.*

<sup>(3)</sup> *Ceneri da olio, coke di petrolio, distillati leggeri, GPL, gas di raffineria, gasolio, olio combustibile, orimulsion, petrolio grezzo.*

### 1.2.3 L'andamento del servizio elettrico nel 2002

Nel 2002, la potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale ha registrato un nuovo massimo storico nel mese di dicembre, con un valore di 52.590 MW alle ore 17 di giovedì 12, segnando un incremento dello 1,2% rispetto alla punta di domanda dell'anno precedente.

Il periodo estivo è stato caratterizzato, sino alla fine di luglio, da condizioni meteorologiche particolari con elevate temperature che hanno fatto registrare crescite record della domanda di energia elettrica, con punte storiche estive di fabbisogno in quasi tutte le aree del paese. In particolare a giugno, la potenza richiesta sulla rete elettrica nazionale ha fatto segnare il valore di 50.974 MW alle ore 11 di venerdì 21, superando il massimo storico nel periodo estivo con un incremento del 4,8% rispetto alla punta registrata nell'anno precedente (48.634 MW giovedì 12 luglio 2001). Tale circostanza conferma la tendenza a un progressivo allineamento della domanda estiva a quella invernale.

Nel 2002 si è verificato un decremento sensibile di fabbisogno in potenza nei mesi di agosto (-3,3%), marzo (-1,4%) e novembre (-1,0%). Nel mese di agosto tale decremento è stato causato da temperature più basse della media del periodo, mentre a marzo e novembre i decrementi si sono verificati per motivi opposti. Tale circostanza ha inciso favorevolmente sulla copertura della domanda, nonostante la situazione di disponibilità limitata di risorse, per le motivazioni trattate al successivo punto 1.4.

Altro elemento a favore è risultato lo sforzo da parte del GRTN per coordinare i programmi di manutenzione di rete dei titolari della RTN con quelli dei produttori.

Nel corso del 2002 la RTN ha inoltre fornito complessivamente prestazioni tecniche soddisfacenti, non essendosi verificati guasti di rilievo tali da determinare degrading significativi della qualità del servizio. Tuttavia, in alcuni giorni dei mesi di giugno e luglio, l'esercizio del sistema elettrico è stato caratterizzato da condizioni operative particolarmente critiche, riconducibili principalmente agli ingenti transiti di potenza attiva e reattiva sulla rete di trasmissione con conseguen-

te degrado delle tensioni in alcuni nodi della rete. Per fronteggiare detti eventi, è stato attuato un opportuno appostamento dei variatori di rapporto sotto carico dei trasformatori AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione in alcune aree del nord e del centro Italia.

All'inizio del mese di aprile si sono registrate condizioni di esercizio significativamente critiche che hanno comportato il ricorso anche alla sospensione temporanea della fornitura di energia elettrica agli utenti titolari del contratto di interrompibilità nelle aree di Milano, Venezia, Firenze e Roma.

Tali condizioni erano riconducibili essenzialmente a:

- ingenti transiti di potenza da sud verso il nord-est del paese, determinatisi anche a causa di scarsa disponibilità di generazione in questa ultima zona;
- degrado della tensione di esercizio nei nodi a 380 kV della rete di trasmissione essenzialmente lungo la dorsale adriatica.

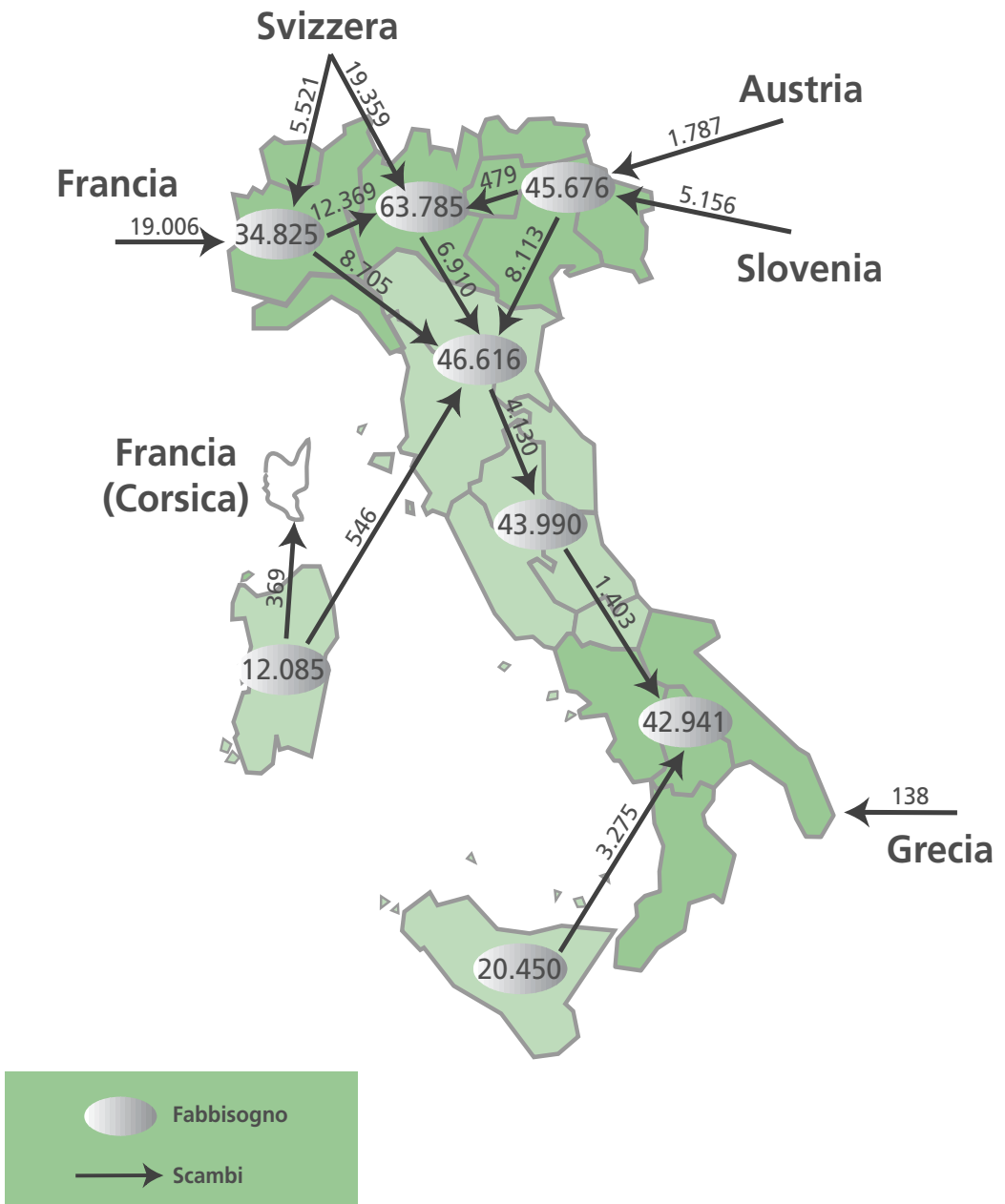
Nonostante le criticità indicate, *l'indice di disalimentazione* - definito come il rapporto fra l'energia non fornita nel corso dell'anno a causa di perturbazioni sul sistema elettrico e la punta di fabbisogno in potenza nel periodo in esame - è stato pari a 1 minuto e 43 secondi, non tenendo conto dei distacchi temporanei di carico per i clienti interrompibili. Il valore dell'indice di disalimentazione che rappresenta uno dei parametri di valutazione più significativi di qualità della fornitura del servizio elettrico è da considerare soddisfacente se confrontato con gli standard europei secondo i quali, un sistema è considerato conforme se fa registrare indici inferiori a 10 minuti primi.

### **1.3 Il transito sulla rete di trasmissione e di interconnessione con l'estero**

Nella figura seguente sono riportati i saldi degli scambi di energia registrati sulla rete per l'anno 2002 dall'estero e tra le diverse macroaree in cui è suddiviso il sistema elettrico del paese.



## Saldo dei movimenti fisici di energia (GWh)



Il saldo movimenti fisici di energia mostra transiti di energia prevalenti dalla frontiera nord-ovest, che convergono nel nord del paese e muovono verso il centro e verso il sud, dove converge anche il flusso proveniente dalla Sicilia e, per il primo anno dalla Grecia. Il flusso in esportazione dalla Sicilia è anche il risultato di una gestione in sicurezza del sistema ricadente nelle Regioni Sicilia e Calabria, che costituiscono un'area elettrica a forte integrazione.

Per l'anno 2002 il saldo di energia scambiata alla frontiera nord del paese ha rappresentato circa il 16% delle immissioni di energia in rete (riferite al fabbisogno totale) con aumento percentuale del saldo del 4,6% circa. La quota dei consumi coperta dalle importazioni si attesta in Italia a un livello superiore alla media dei principali paesi europei a motivo del differenziale di prezzo dell'energia elettrica importata rispetto a quella prodotta dagli impianti di generazione nazionali. Tale aumento trova un ovvio limite fisico nella massima capacità di trasporto in sicurezza dell'energia elettrica sulla infrastruttura di rete esistente.

L'incremento del 2002 tuttavia è stato possibile grazie a interventi d'adeguamento di elementi di rete limitanti deliberati dal GRTN e realizzati da Terna Spa in base alla convenzione firmata con la stessa società ai sensi del D.M. 22 dicembre 2000. Per aggiornare i conseguenti valori di capacità di trasporto in sicurezza sulla rete di interconnessione settentrionale con l'estero (NTC), il GRTN ha promosso con successo la formazione di una Task Force tecnica congiunta con i gestori di rete dei paesi confinanti. Tale iniziativa ha consentito di condividere, in modo trasparente, i risultati di una metodologia di valutazione congiunta con il gestore francese e con i sei gestori svizzeri. Con l'accordo anche dei gestori austriaco e sloveno, tale metodologia ha portato alla definizione dei seguenti valori di NTC per l'anno 2003: 6.300 MW nel periodo invernale (gennaio-aprile e ottobre-dicembre) e 5.400 MW nel periodo estivo (maggio-settembre).

Ulteriori 100 MW sono stati concessi sulla frontiera slovena come

capacità non garantita interrompibile senza preavviso, instaurando nel contempo una serie di incontri tecnici con il gestore sloveno per mettere a punto sistemi di controllo avanzato dell'interconnessione, strumentali alla futura stabilizzazione dello scambio incrementale concesso.

I valori della massima capacità di trasporto per il mese di agosto del 2003, periodo durante il quale si concentra la maggior parte delle attività di manutenzione delle linee di interconnessione e delle linee interne italiane prossime al confine con l'estero, sarà stabilita in via definitiva e come di consueto, in collaborazione con gli altri gestori delle reti confinanti, tenendo conto delle specifiche manutenzioni programmate che si registreranno durante il mese.

Per quanto concerne gli sviluppi futuri della rete di interconnessione, i cui elementi saranno illustrati in modo più esauriente nel successivo capitolo, il GRTN ha progettato e sta provvedendo all'installazione, presso la stazione elettrica di Rondissone, dei Phase Shifter Transformers (PSTs), in grado di regolare i flussi di potenza sull'elettrodotto a 400 kV in doppia terna Rondissone-Albertville in situazioni di emergenza. Analogamente, è allo stato finale di studio l'installazione di una serie di PSTs sulla frontiera nord-est, in corrispondenza delle linee di interconnessione con l'Austria e la Slovenia. Con tali misure il GRTN intende gestire e ridistribuire i flussi di potenza sugli elettrodotti che costituiscono la rete di interconnessione e auspicabilmente aumentare la capacità di trasmissione di energia elettrica dall'estero, preservando le condizioni di sicurezza.

#### **1.4 Disponibilità di risorse alla punta di fabbisogno**

Il GRTN è il garante della sicurezza degli approvvigionamenti, alla quale provvede stimando la domanda in energia e in potenza, gestendo la RTN in modo da assicurarne la migliore disponibilità, e controllando che la copertura della domanda in ogni istante avvenga con adeguata *riserva operativa*. La misura di tale riserva,

definita per una certa area come la differenza in un dato istante tra la potenza disponibile all'esercizio in tempi predefiniti e la domanda, è condizione principale per valutare il rischio di non coprire il fabbisogno e prendere le conseguenti misure.

In tale contesto risulta particolarmente importante disporre di potenza di generazione (nazionale e di importazione) per far fronte, istante per istante, all'andamento della domanda con margine sufficiente per fronteggiare le indisponibilità dei gruppi generatori e le aleatorietà della domanda stessa.

La tabella che segue confronta la potenza in media disponibile in Italia negli anni 2001 e 2002 con la punta di domanda registratasi rispettivamente l'11 e il 12 dicembre e indica in forma semplificata le potenzialità del sistema elettrico nazionale interconnesso a fronte della copertura della domanda in ore di punta.

### Produzione disponibile nell'anno rispetto alla punta di domanda

	2001 (MW)	2002(*) (MW)
Potenza installata (statistiche nazionali) netta	76.210	76.950
Potenza disponibile in Italia	48.900	48.950
Massima capacità di importazione dall'estero (inverno)	6.000	6.300
Totale potenza disponibile <sup>(1)</sup>	54.900	55.250
Punta di domanda nell'anno	51.980	52.590
Margine ulteriore disponibile per coprire eventi accidentali ed errori di stima della domanda	2.920 (5,6%)	2.660 (5,1%)

(\*) *Dati provvisori di esercizio*

(<sup>1</sup>) *Comprende la riserva operativa*

Negli ultimi anni agli aumenti della domanda di energia elettrica in Italia non è corrisposto un adeguato sviluppo della generazione, rendendo le importazioni indispensabili alla copertura della domanda. Tale risorsa è allo stato scarsamente modulabile e con-

tribuisce, con altri vincoli di precedenza di dispacciamento, a irrigidire il sistema in esercizio.

Come per il biennio precedente, anche nel periodo 2001-2002, si registra una riduzione del margine di potenza disponibile, per gestire eventuali indisponibilità a produrre o incrementi non previsti di fabbisogno. In particolare tali margini nel 2002, sebbene esigui se comparati con quelli di altri sistemi elettrici europei, risultano meno ridotti del previsto a causa della contrazione di domanda che, anche in potenza, è cresciuta meno del 3% ipotizzato nel 2001. La riduzione del margine, pur non essendo ancora indicativa di una crisi energetica imminente, aumenta, per un numero di ore annue crescente, il rischio di non soddisfare con adeguati livelli di continuità riprese auspicabili di fabbisogno o di mettere il servizio elettrico al riparo da fattori climatici avversi che ne favoriscono l'incremento.

Margini di riserva ridotti rendono inoltre cruciale il servizio d'interrompibilità che consente al GRTN il distacco di una quota di carico dell'utente, allocato sul mercato libero mediante apposite procedure concorsuali.

Il servizio, di fatto è un'integrazione dei piani di difesa, da attivare per contrastare situazioni di deficit di produzione prima che degenerino in perdita di controllo, piuttosto che l'integrazione del servizio di regolazione, tipica dei generatori. Per assicurare la massima efficienza di utilizzazione del servizio d'interrompibilità, il GRTN ha completato la realizzazione di un sistema di controllo, che consente oltre all'inoltro di comandi d'apertura anche il monitoraggio continuo del carico, singolo e raggruppato per zone, e il colloquio operativo tra sale del GRTN e utenze. Il servizio infatti, oltre che remunerato, è innovativo in quanto non disconnette l'intera utenza al punto di connessione con la rete, ma soltanto i carichi messi a disposizione dall'utente, che pertanto vanno continuamente misurati e monitorati.

Il sistema consente di gestire le due tipologie di interrompibilità previste dai contratti: quella in tempo reale, con tempi di attua-

zione dell'ordine di distacco inferiore a 200 ms dalla ricezione dell'ordine e quella con preavviso (in un arco di tempo compreso tra i 15 minuti e le 24 ore dall'istante di ricezione del comando di riduzione del carico).

Per quanto concerne il parco di generazione nazionale, la cui struttura è illustrata con maggiore dettaglio nel paragrafo successivo, esso seguita a essere caratterizzato da una forte differenza tra la potenza censita a fini statistici e quella effettivamente disponibile all'esercizio. L'obsolescenza del parco e la necessità di ampie manutenzioni e/o di adeguamenti ambientali, che costringono il parco censito a indisponibilità di lunga durata, e la rilevanza degli impianti la cui produzione risente degli andamenti meteorologici (in particolare la produzione idroelettrica) sono ancora le cause principali di riduzione della potenza censita.

In merito agli impianti termoelettrici, la normativa ambientale prescrive alcune condizioni, la cui attuazione richiede la fermata degli impianti costruiti ed entrati in esercizio in una fase antecedente alla nuova disciplina. In particolare per quanto concerne gli adeguamenti ambientali, il D.M. 12 luglio 1990 recante *"Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione"* stabiliva che, entro il 31 dicembre 2002, tutti gli impianti termoelettrici fossero ricondotti (c.d. processo di ambientalizzazione) al rispetto dei medesimi limiti - differenziati per taglie e tipologie impiantistiche - di emissione di anidride solforosa, ossidi d'azoto e polveri stabiliti dallo stesso D.M. per i nuovi impianti.

A tal fine fu predisposto in base alle condizioni tecnico - economiche del parco di generazione, un programma di interventi sia impiantistici (trasformazione in cicli combinati, installazione di desolficatori, modalità di combustione a bassa emissione di NOx, filtri per particolato), sia gestionali (combustibile a ridottissimo tenore di zolfo, gas naturale, riduzione delle ore di utilizzazione).

In ottemperanza al Decreto ministeriale citato, circa 15.600 MW risultavano ambientalizzati alla scadenza del 31 dicembre 1999.

Nel 2001-2002 sono state espletate le procedure per le dismissioni delle tre GenCos da parte di Enel in attuazione della riduzione della concentrazione del settore prevista all'art. 8 del D.lgs 79/99. Al mutato assetto proprietario, che ha interessato 50 gruppi termoelettrici per una potenza netta di 13.214 MW, è seguita la revisione dei piani di ambientalizzazione precedentemente decisi con riferimento a un parco più ampio.

In seguito a tali cambiamenti, alla fine del 2002 si registravano complessivamente 11.000 MW di capacità netta soggetta a ripotenziamento o a interventi di ambientalizzazione.

Il programma di esecuzione dei lavori, autorizzati o in attesa d'autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive, interessa un periodo che va dal 2003 al 2008 e delinea gli impianti che dovranno uscire o rientrare in servizio in questo periodo in seguito ai ripotenziamenti o alle ambientalizzazioni.

Con riferimento alla situazione registrata a fine 2002, a tale data erano indisponibili circa 4.370 MW per attività di ambientalizzazione o ripotenziamento degli impianti.

A completamento del quadro esposto la tabella che segue riporta la ripartizione per tipologia di impianto della potenza censita e della potenza disponibile negli anni 2001 e 2002.

### Potenza censita e potenza disponibile

	2001 (MW)		2002(*) (MW)	
	Installata	Disponibile	Installata	Disponibile
Potenza idrica netta	20.433	13.450	20.439	13.450
Potenza termica netta	54.570	34.850	55.100	34.750
Potenza geotermica netta	540	450	665	550
Potenza eolica e fotovoltaica netta	667	150	746	200
<b>Totale</b>	<b>76.210</b>	<b>48.900</b>	<b>76.950</b>	<b>48.950</b>

(\*) *Dati provvisori di esercizio*

Non tutta la capacità censita è disponibile al momento in cui si verifica la massima richiesta del sistema (punta invernale). L'esperienza di gestione mostra che è mediamente utilizzabile il 70% della potenza netta installata. La disponibilità totale del parco di generazione si riduce ulteriormente - fino al 64-65% - in conseguenza del ritiro dall'esercizio di impianti di grande taglia sottoposti a lavori di adeguamento e trasformazione.

L'indisponibilità di circa 7.000 MW da fonte idroelettrica è da ricondurre essenzialmente a motivi di carattere idrologico che si presentano sistematicamente nel periodo invernale oltre che ad avarie o limitazioni per cause esterne agli impianti. Inoltre il dato di potenza efficiente netta rappresenta il valore massimo di potenza che si raggiunge con le massime portate d'acqua. Poiché d'inverno si è normalmente in presenza di scarsa disponibilità idrica rispetto ad altri periodi dell'anno, gli impianti idroelettrici funzionanti erogano comunque una potenza netta sensibilmente inferiore a quella efficiente.

L'indisponibilità di circa 20.350 MW da fonte termoelettrica è da ripartire per circa il 15% a indisponibilità media per cause non programmabili degli impianti di sola produzione, per circa il 50% per indisponibilità media degli impianti di cogenerazione, anche dovute al fatto che non lavorano sempre in condizioni ottimali di produzione di energia elettrica e di calore. La restante quota di indisponibilità è da attribuire ad arresti di lunga durata per ripotenziamenti o ambientalizzazioni e a impianti censiti ma non più operativi.

Inoltre, l'indisponibilità all'esercizio di potenza d'impianti alimentati da fonti rinnovabili resta affetta da incertezza sia per la dispersione su molti impianti di piccola taglia, sia per l'aleatorietà dell'energia primaria (vento, sole, acqua).

### **1.5 Il parco di generazione nazionale**

La capacità installata complessiva censita dalle statistiche nazionali sul sistema elettrico ammonta a fine 2002 a 76.950 MW di potenza efficiente e fa registrare un leggero incremento (+1,0%) rispetto all'anno precedente come evidenziato nella seguente tabella.



## Potenza efficiente netta per tipologia di impianto

	2001 (MW)	2002 (MW)	Var 02/01 (MW)	Var 02/01 (%)
Idroelettrici	20.433	20.439	6	0,0
Termoelettrici	55.110	55.765	655	1,2
– di cui biogas, biomasse, RSU	(711)	(906)	(195)	(27,4)
– di cui Geotermoelettrici	(540)	(665)	(125)	(23,1)
Eolici e fotovoltaici	667	746	79	11,8
<b>Totale</b>	<b>76.210</b>	<b>76.950</b>	<b>740</b>	<b>1,0</b>

L'incremento di nuova capacità installata è ascrivibile sostanzialmente a impianti alimentati da fonti rinnovabili, anche a motivo dei meccanismi di incentivazione. È bene segnalare che il valore rilevato a fini statistici (capacità installata censita) comprende la capacità potenziale degli impianti esistenti sul territorio e non evidenzia quindi i valori di capacità effettiva di potenza disponibile dovuta a rientri in esercizio o fermate degli impianti. Per esempio nel 2002 sono rientrati in esercizio 1.472 MW dopo l'interruzione per ripotenziamento degli impianti.

La ripartizione degli impianti per fonte di alimentazione mostra la netta prevalenza degli impianti termoelettrici che rappresentano il 72,4% della capacità installata netta. Il restante 27,6% è costituito per il 26,6% da impianti idroelettrici e il residuo 1,0%, da impianti eolici e fotovoltaici come rappresentato nella seguente tabella.

## Ripartizione percentuale della potenza efficiente netta per fonte di alimentazione degli impianti

	2001 (%)	2002 (%)
Idroelettrici	26,8	26,6
Termoelettrici	72,3	72,4
– di cui biogas, biomasse, RSU	(0,9)	(1,2)
– di cui geotermoelettrici	(0,7)	(0,9)
Eolici e fotovoltaici	0,9	1,0
<b>Totale</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

La limitata disponibilità di siti sul territorio, l'assetto idro-geografico del territorio e gli iter autorizzativi, ivi inclusa la partecipazione delle collettività locali, spesso scettiche sugli impatti ambientali delle opere, possono limitare l'esecutività delle opere di potenziamento e trasformazione in cicli combinati di unità termoelettriche a vapore e di rifacimenti/potenziamenti di impianti idroelettrici e geotermici, richieste dalle imprese.

Nel seguito si riportano alcuni elementi di dettaglio relativi ad impianti termoelettrici e a impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

### 1.5.1 Gli impianti termoelettrici

Una delle caratteristiche del parco termoelettrico italiano è l'elevata flessibilità di alimentazione. Infatti, come illustrato dalla seguente tabella, il 62% degli impianti è in grado di bruciare due o più combustibili, sebbene la multicom bustibilità sia limitata per i 2/3 sostanzialmente a olio e gas.

#### Flessibilità di alimentazione degli impianti termoelettrici tradizionali (anno 2001)

	% su potenza netta totale di 54.478 MW	Taglia media (MW/sez.)
Impianti monovalenti	38	15,2
Impianti bivalenti	53	82,0
Impianti trivalenti	9	70,3
<b>Totale</b>	<b>100</b>	<b>30,4</b>

La ripartizione degli impianti termoelettrici in base alle tecnologie e alla dimensione mostra le seguenti caratteristiche: i gruppi con turbina a vapore sono prevalenti e rappresentano il 72% della capacità netta termoelettrica installata a fronte del 16% degli impianti a ciclo combinato che comunque hanno fatto registrare

un aumento negli ultimi anni. La taglia media di impianto è comunque superiore per gli impianti a ciclo combinato (92,6 MW per sezione) rispetto a quella degli impianti con turbina a vapore (65,6 MW/sezione) come evidenziato dalla tabella successiva.

### Tecnologia degli impianti termoelettrici (anno 2001)

	% su potenza netta totale di 54.478 MW	Taglia media (MW/sez.)
Combustione interna	2	1,0
Turbina a gas	10	25,3
Turbina a vapore	72	65,6
Ciclo combinato	16	92,6
<b>Totale</b>	<b>100</b>	<b>30,4</b>

Negli ultimi anni è aumentata la dimensione degli impianti di cogenerazione che nel 2002 rappresentano il 56% delle sezioni termoelettriche e il 22% della potenza netta installata. Tali impianti, attraverso la produzione combinata di calore ed elettricità, consentono di sfruttare al meglio il combustibile e di migliorarne il rendimento medio. Si tratta di impianti di piccole-medie dimensioni con una taglia media pari al 40% della taglia media dell'intero parco termoelettrico e per loro natura rispondono alla duplice domanda di elettricità e di calore degli utilizzatori.

#### 1.5.2 Gli impianti alimentati a fonti rinnovabili e assimilate

e l'energia acquistata dal GRTN ex art. 3, comma 12, D.lgs. 79/99

In anni recenti la crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata alimentata da due fattori. Il primo, di natura economica, deriva dalla risposta alla forte dipendenza del parco di generazione nazionale dalle fonti di alimentazione importate e in particolare dal peso del petrolio e dei suoi derivati. L'incidenza delle importazioni sul totale delle fonti energetiche è,

infatti, cresciuta dal 26% del 1960 al 58% nel 1970, per arrivare all'80% nel 2002. La seconda ragione è legata alle politiche di tutela dell'ambiente e agli obiettivi di contenimento dell'effetto serra generato dalle emissioni energetiche. Il perseguimento di obiettivi di politica ambientale in campo energetico comporta la valorizzazione dei costi esterni prodotti dagli impianti termoelettrici e per tale via riduce il differenziale di costo tra le tecnologie. Al tempo stesso, per far fronte ai maggiori costi delle tecnologie e dei minori rendimenti di scala degli impianti a fonti rinnovabili, sono stati introdotti, a partire dagli anni '90, diversi meccanismi di incentivazione (legge 9/91, provvedimento CIP 6/92, delibere 108/97 e 82/99 dell'AEEG; art. 11 D.lgs. 79/99).

In termini di produzione realizzata da impianti alimentati a fonti rinnovabili nel 2002 si registrano sulla RTN 48,8 TWh di energia elettrica così prodotta, valore che segna una contrazione rispetto all'anno precedente. La produzione da fonti rinnovabili rappresenta, pertanto, il 18% dell'energia elettrica prodotta dal parco impianti nazionali.

La distribuzione dei 48,8 TWh di produzione netta totale per tipologia di fonte rinnovabile mostra un forte peso della fonte idroelettrica (83,0%), seguita dalla fonte geotermica (9%), da biomasse e rifiuti (5,9%) e dalle nuove fonti vento e sole (2,1%) come evidenziato in tabella.

### Produzione netta per fonte di alimentazione

	2001 (TWh)	2002(*) (TWh)	Var 02/01 (TWh)	Var 02/01 (%)
Biomasse e RSU	2,5	2,9	0,4	14,3
Geo, eolici e fotovoltaici	5,4	5,5	0,1	1,5
Idroelettrici	46,3	40,5	-5,8	-11,9
<b>Totale produzione da fonti rinnovabili e assimilate</b>	<b>54,2</b>	<b>48,8</b>	<b>-5,4</b>	<b>-10,0</b>
<b>Totale produzione nazionale</b>	<b>266,0</b>	<b>270,3</b>	<b>4,3</b>	<b>1,6</b>

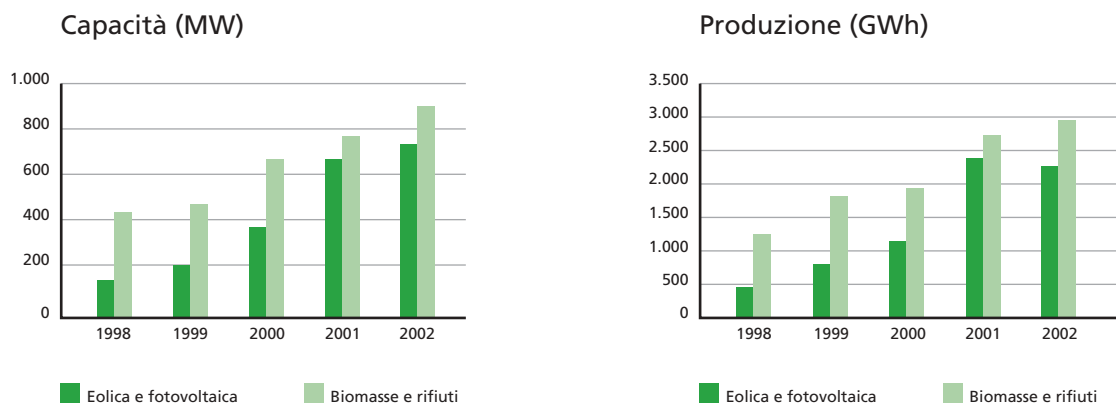
(\*) Dati provvisori di esercizio

La riduzione della produzione idroelettrica rispetto all'anno precedente (-11,9%) è riconducibile alle già citate condizioni sfavorevoli di idraulicità che hanno caratterizzato la prima metà del 2002, mentre l'incremento della produzione geotermica è ascrivibile essenzialmente al rientro in servizio di nuova capacità (circa 139 MW), soprattutto per effetto di rifacimenti e di potenziamenti.

L'incidenza delle altre fonti rinnovabili (biomasse, RSU, eolico, fotovoltaico), pur rappresentando una modesta quota del totale, mostra un andamento crescente negli ultimi anni. In particolare, nel 2002 rispetto al 2001 si registra un aumento del 14,3% della produzione netta da impianti alimentati da biomasse e rifiuti per effetto dell'ingresso di nuova potenza installata (+27%). La produzione globale da fonte geotermica, eolica e fotovoltaica registra un incremento pari a 1,5% rispetto al 2001.

L'aumento della produzione di energia elettrica e della capacità installata di impianti alimentati da biomasse e rifiuti da un lato e da vento e sole dall'altro è evidenziato dalla seguente figura.

### L'evoluzione delle nuove fonti rinnovabili



La produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili è riconducibile a una moltitudine di operatori titolari di impianti di generazione idroelettrica e da biomasse e rifiuti e a un più ridotto numero di titolari di impianti eolici, fotovoltaici e geotermici.

La nuova capacità rinnovabile entrata in servizio nel 2002, pari a circa 500 MW, è costituita per il 39% da impianti a biogas, biomasse e rifiuti (taglia media: 4,9 MW); per il 32% da geotermoelettrici (taglia media: 20,2 MW); per il 17% da impianti eolici (taglia media: 7,2 MW) e per il 12% da impianti idroelettrici (taglia media: 0,9 MW). Infine, quattro impianti fotovoltaici per 0,8 MW sono entrati in esercizio nel corso dell'anno.

L'energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate gode di una qualche forma di incentivo sulla base di quanto previsto dalla normativa (provvedimento CIP 6/92; delibere dell'AEEG 108/97 e 82/99). Il D.lgs. 79/99 ha dato avvio al nuovo meccanismo dei certificati verdi quale strumento di riconoscimento della produzione da fonti rinnovabili, certificati che saranno scambiabili su un apposito mercato al fine del raggiungimento dell'obbligo di produzione di energia elettrica "pulita" ricadente su tutti i produttori.

L'energia prodotta dagli impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate è ritirata dal GRTN sulla base di quanto stabilito all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99. La stessa energia è stata in gran parte assegnata al mercato libero in seguito alle decisioni del Ministero delle Attività Produttive e alle procedure definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Cfr. capitolo 3 con riferimento all'assegnazione per il 2003).

La tabella seguente mostra, pertanto, la quantità totale di energia elettrica acquistata dal GRTN nel 2002 ex art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99 e la ripartizione della stessa per tipologia di incentivo.

### Acquisti di energia ex art. 3, comma 12, D.lgs 79/99 per tipologia di incentivo (anno 2002)

	GWh	Milioni di Euro	€/kWh
CIP 6/92	49.751	4.651,0	0,093484
Delibera 108/97	1.450	101,4	0,069967
Delibera 62/02 (ex delibera 82/99)	2.899	175,8	0,060664
<b>Totale</b>	<b>54.100</b>	<b>4.928,3</b>	<b>0,091095</b>

Nel seguito si evidenzia la ripartizione dell'energia acquistata dal GRTN relativa agli impianti alimentati a fonti rinnovabili rispetto agli impianti a fonti assimilate e si riporta il dettaglio degli impianti per tipologia di fonte.

### Energia acquistata ex art. 3, comma 12, D.lgs. 79/99 per tipologia di impianto (anno 2002)

	GWh	%
Impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.616	3,0
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	4.079	7,5
Impianti eolici e geotermici	3.118	5,8
Impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati	2.766	5,1
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.953	33,2
Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	24.364	45,0
Impianti idroelettrici potenziati	203	0,4
<b>TOTALE</b>	<b>54.100</b>	<b>100,0</b>
- di cui da fonti assimilate	42.317	78,2
- di cui da fonti rinnovabili	11.783	21,8

## 2 Gestione della Rete di trasmissione nazionale

### 2.1 Introduzione

Il capitolo è dedicato alla descrizione delle attività di manutenzione e sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN) nel periodo aprile 2002-marzo 2003 e all'esposizione delle linee principali del piano di sviluppo elaborato dal GRTN all'inizio del 2003 e che comprende gli interventi per il triennio 2003-2005.

La descrizione delle attività sulla RTN è integrata dall'analisi delle relazioni che il Gestore intrattiene con gli operatori economici e istituzionali nell'esercizio delle proprie iniziative di intervento sulla rete. In particolare vengono riportati alcuni cambiamenti importanti, intervenuti nel corso del periodo considerato, nell'organizzazione dei rapporti con i proprietari della RTN da un lato e con le amministrazioni pubbliche dall'altro. Nel corso del 2002 è stata firmata la convenzione con Terna e sono proseguite le attività per il completamento delle convenzioni con i titolari della rete; nel corso dell'anno e nei primi mesi del 2003 è proseguita l'attività finalizzata a una maggiore cooperazione con le amministrazioni centrali e locali al fine del coordinamento delle diverse attività che vedono coinvolti, nell'esercizio delle rispettive competenze, il GRTN e le amministrazioni. Tra queste si segnalano in particolare le attività per il rilascio delle autorizzazioni alla realizzazione di interventi di sviluppo della rete intese a rispondere ai diversi bisogni del sistema elettrico e delle collettività locali e che, pertanto, richiedono uno sforzo di collaborazione per rendere complementari le politiche di sviluppo delle imprese elettriche e le politiche di sostenibilità ambientale e di tutela del territorio.

Il GRTN elabora ogni anno il programma di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale per il successivo triennio (c.d. PTS).

Prima di procedere alla descrizione delle attività svolte nell'ultimo anno, si riportano i dati generali relativi agli interventi programmati e ai costi stimati per la loro realizzazione confrontando il precedente PTS 2002-2004 con quanto realizzato nell'anno 2002 e con il nuovo PTS 2003-2005.



In particolare, il primo riquadro illustra gli incrementi di consistenza della RTN previsti dal nuovo programma di sviluppo 2003-2005 e gli interventi realizzati nel 2002 rispetto a quanto previsto nel precedente piano 2002-2004; il secondo riquadro riporta i costi stimati dal GRTN per la realizzazione dei diversi interventi.

	Nuove stazioni n°	di cui per centrali n°	Incremento potenza di trasformazione MVA	Incremento linee <sup>(1)</sup> km
Lavori programmati nel precedente PTS 2002-2004	47	27	10.297	1.360
Lavori programmati nel precedente PTS 2002-2004, relativi al solo anno 2002	9	7	3.673	530
Lavori ultimati nel corso del 2002	4	3	2.100	160
Consistenza dei lavori ultimati nell'anno 2002 rispetto ai lavori programmati nello stesso anno 2002	44%	43%	57%	30%
Consistenza dei lavori ultimati nell'anno 2002 rispetto ai lavori programmati per il triennio 2002-2004	9%	11%	20%	12%
Totale elementi che compongono la RTN al 1° gennaio 2003	267		97.736	42.650
Lavori complessivi programmati PTS 2003-2005 <sup>(2)</sup>	45	27	11.150	1.300
Incremento della consistenza della RTN previsto dalla realizzazione del PTS	17%	10%	11%	3%

(1) Escluso il cavo sottomarino "SAPEI" tra Sardegna e penisola italiana.

(2) Non sono inclusi i lavori già completati nel corso del 2002, comunque descritti nel PTS 2003.

Sulla base di quanto previsto nel PTS 2003, per il prossimo quinquennio si prevede la realizzazione di 45 nuove stazioni (di cui 27 per la connessione di nuovi impianti di produzione) e il potenziamento delle trasformazioni in 36 stazioni esistenti, per un incremento complessivo di oltre 11.000 MVA di potenza di trasformazione. Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV debba aumentare di circa 1.200 km, mentre quella a 220 kV potrà ridursi di circa 800 km, di cui buona

parte - circa 400 km - potrebbe essere riutilizzata sostanzialmente per declassamenti a 132-150 kV. Per quanto riguarda, invece, la rete a 132-150 kV di competenza del GRTN, la sua consistenza dovrebbe aumentare di circa 900 km. Complessivamente la Rete di trasmissione nazionale subirà un incremento di circa 1.300 km di nuove linee.

La stima complessiva dei costi per le attività previste nel nuovo PTS si attesta, come illustrato nel riquadro successivo, attorno a 1.130 milioni di Euro di cui circa 870 relativi a interventi pianificati per esigenze di sviluppo della RTN. La ripartizione di tali costi prevede un onere di circa 710 milioni di Euro per lo sviluppo della rete a 380 e 220 kV e i rimanenti 160 milioni per il potenziamento delle rete AT. Le stime suddette non rappresentano il reale costo ricadente sul GRTN per le proprie attività, ma esprimono un'approssimazione dei movimenti di capitale che interessano la RTN.

	Interventi su stazioni	Interventi su elettrodotti <sup>(1)</sup>	Totale
Stima dei costi complessivi per la realizzazione del PTS 2003 (milioni di Euro)	580	550	1.130
Stima dei costi effettuati per la realizzazione dei lavori completati nel 2002 (milioni di Euro)	71	29	100
Stima dei costi complessivi programmati nel precedente PTS 2002-2004 (milioni di Euro)	536	461	997
Variazione dei costi programmati nel PTS 2003 rispetto all'anno precedente	13%	6%	10%

<sup>(1)</sup> Escluso il cavo sottomarino "SAPEI" tra Sardegna e penisola italiana.

## 2.2 Le relazioni con i proprietari della RTN e le attività svolte nel periodo aprile 2002 - marzo 2003

Come più volte richiamato (Cfr. precedenti Rapporti annuali e capitolo 6 del presente Rapporto) la riforma del settore elettrico in Italia ha previsto la separazione della proprietà della RTN dalla sua

gestione, affidata al GRTN. La relazione tra i singoli proprietari degli elementi della RTN e il GRTN è regolata, sulla base di quanto previsto all'art. 3, comma 8 del D.lgs. 79/99, da specifiche convenzioni tra i due soggetti. Nel corso del 2002 è stata sottoscritta dal GRTN e da Terna Spa la convenzione che disciplina i rapporti in ordine alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo della porzione di Rete di trasmissione nazionale di cui Terna è proprietaria.

Per quanto riguarda le convenzioni da concludersi con gli altri soggetti titolari di porzioni di RTN, il GRTN e i proprietari "minori" stanno operando per definire, congiuntamente, alcuni aspetti modificando, ove necessario, il testo tipo della convenzione in ragione della specificità delle singole porzioni di rete, di volta in volta coinvolte, così da addivenire alla stipula di convenzioni "personalizzate" e complete di allegati condivisi.

Inoltre, sempre nel corso del 2002 è stato sottoscritto dal GRTN e da Terna Spa un "Accordo Quadro" che regola l'ipotesi di affidamento diretto nel caso di interventi modulari e standard (ad es. esecuzione di stalli e raccordi) da eseguire su impianti già esistenti nella disponibilità di Terna.

L'utilizzo di tale formula, che individua buona parte degli interventi da effettuare sulla specifica porzione di rete di proprietà di Terna Spa, consente a quest'ultima la pianificazione e la gestione economica delle prestazioni e al GRTN la flessibilità d'attivazione dei singoli interventi per fronteggiare le incertezze di programmazione.

Le attività svolte nel periodo aprile 2002-marzo 2003 hanno riguardato principalmente le attività di potenziamento delle linee di interconnessione e di sviluppo e razionalizzazione della rete nazionale.

#### *1) Attività per il potenziamento della rete di interconnessione*

Data la rilevanza degli scambi commerciali con l'estero, sia a motivo della spinta alla costituzione del mercato comune europeo sia per l'aumento dei flussi di energia elettrica dall'estero derivanti

dai differenziali di prezzo, il potenziamento della rete di interconnessione riveste un'importanza fondamentale nei programmi di sviluppo del GRTN. Tali decisioni si muovono in una duplice direzione: da un lato rafforzare l'utilizzazione e le capacità di trasporto delle linee esistenti attraverso interventi di breve-medio termine, dall'altro estendere l'attuale consistenza della rete e della sua capacità di trasporto attraverso investimenti a più lungo termine per la realizzazione di nuove linee di interconnessione.

Nel corso del 2002 e nei primi mesi del 2003 sono state svolte una serie di attività finalizzate al potenziamento e allo sviluppo di nuove linee. La pianificazione industriale di nuovi elettrodotti richiede, infatti, l'implementazione di una serie di attività preliminari finalizzate a diversi obiettivi: ottenere le opportune autorizzazioni da parte delle amministrazioni centrali e locali competenti; cooperare con i gestori delle reti confinanti per la realizzazione delle condizioni tecniche di interconnessione; svolgere studi e avviare le procedure per l'assegnazione a terzi dei lavori di costruzione. Le attività hanno riguardato i vari elettrodotti sulla rete di interconnessione, differenziandosi in base allo stato di avanzamento dei lavori di realizzazione e/o di messa in esercizio dell'opera.

Nel mese di giugno 2002 sono stati completati gli adempimenti tecnici propedeutici all'esercizio del collegamento a 400 kV Italia-Grecia conclusosi con la sottoscrizione di un contratto consegna all'esercizio tra GRTN e Terna. Sono state inoltre completati gli adempimenti necessari per la remunerazione dell'impianto.

Nel corso del 2002 sono proseguite le attività per l'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione dell'elettrodotto in doppia terna a 380 kV S. Fiorano-Robbia, attività che hanno riguardato, in particolare, la presentazione del progetto e dello studio di impatto ambientale dell'elettrodotto e la discussione dello stesso con la Regione Lombardia e con le amministrazioni locali. Sono tuttora in corso, sotto il patrocinio del Ministero delle Attività Produttive, incontri con la Regione Lombardia, le Province di Sondrio e Brescia, le Comunità

montane della Valtellina di Tirano e della Valle Camonica e il Parco dell'Adamello per addivenire a una soluzione sul tracciato e definire il piano di razionalizzazione della rete. A tale riguardo è stato ultimato lo studio preliminare per la razionalizzazione dei sistemi elettrici attualmente presenti in Valtellina e Valle Camonica che, mediante numerose linee a 220 e 132 kV, svolgono la funzione principale di raccogliere le produzioni idroelettriche della Lombardia settentrionale per trasmetterle nell'area di Milano. Obiettivo dello studio è definire un sistema integrato di trasmissione che, sfruttando la futura linea di interconnessione S. Fiorano-Robbia, contribuisca, a parità di sicurezza, a diminuire la superficie di territorio assoggettata a servitù di elettrodotto, nonché a ridurre i costi di esercizio e di manutenzione e per le perdite di trasmissione, con conseguenti benefici economici e ambientali. Tale studio è stato condotto attraverso una fase di confronto con il territorio al fine di giungere a una concertazione sulla localizzazione della nuova opera. Lo studio, in sintesi, prevede la possibilità di dismettere dalla RTN estesi tratti di terne a 220 e 132 kV a fronte della realizzazione di alcune nuove stazioni elettriche a 380 kV, che svolgeranno la funzione principale di raccolta della produzione delle centrali, e nuove linee a 380 kV, che trasmetteranno la produzione nell'area di carico di Milano, utilizzando tracciati in massima parte prossimi a quelli delle esistenti linee, che saranno successivamente dismesse.

Nell'ottobre 2002 il GRTN e il gestore austriaco APG hanno firmato un Memorandum of Understanding per la realizzazione dell'elettrodotto in doppia terna a 380 kV Cordignano-Lienz. Il proseguimento delle attività è legato al superamento della posizione delle amministrazioni locali che nel frattempo si sono espresse in senso contrario all'opera.

È allo studio la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo sottomarino in corrente alternata a 150 kV tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e la stazione a 150 kV di S. Teresa (SS). Al fine di mantenere un adeguato livello di sicurezza di gestione della rete

sarda, sarà inoltre realizzato un nuovo collegamento a 150 kV tra la S.E. S. Teresa e la C.P. Buddusò, sul quale collegamento verrà inserita in entra-esce la C.P. di Tempio o in alternativa, qualora i tempi necessari per la messa in servizio risultino compatibili, la futura C.P. Larus (da collocare in prossimità della C.P. Tempio, anch'essa in entra-esce sulla direttrice "Coghinas-Olbia").

In base al protocollo d'intesa firmato con la SONELGAZ, il GRTN ha avviato una gara per uno studio di fattibilità per un collegamento sottomarino in corrente continua tra l'Algeria e l'Italia. Sarà cura del GRTN supervisionare la valutazione tecnico-economica e individuare l'assetto ottimale del sistema elettrico italiano per l'inserimento di tale nuovo collegamento.

Sono state affidate alla società Terna Spa le attività per l'installazione dei Phase Shifter Transformer (PST) sulla linea in doppia terna a 380 kV "Rondissone-Albertville", presso la stazione elettrica a 380 kV di Rondissone, avendo definito gli studi di rete con particolare riguardo alla stabilità statica e dinamica, le caratteristiche tecnico-funzionali dei PST. L'affidamento è avvenuto previa verifica presso i principali costruttori e *utility* elettriche europee delle esperienze a livello internazionale su applicazioni simili e avendo analizzato l'offerta tecnica (studio di fattibilità e progetto preliminare) e la congruenza dell'offerta economica entrambe presentate dalla società Terna.

## *2) Potenziamento della rete nazionale*

Gli interventi di potenziamento della rete nazionale hanno l'obiettivo di migliorare la capacità e l'assetto della RTN tenendo conto dell'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica e delle connessioni alla rete da parte dei diversi utilizzatori, nonché dell'esigenza di ridurre l'impatto sull'ambiente della RTN stessa. Tali attività si riferiscono sostanzialmente alla:

- realizzazione di nuovi elettrodotti, potenziamento e riclassamento di linee esistenti;
- realizzazione di nuove stazioni di trasformazione/smistamento,

potenziamento di stazioni esistenti (stalli, trasformatori, smistamenti e condensatori di rifasamento) e connessione di nuove cabine primarie.

Con riferimento agli interventi del primo tipo, il GRTN ha in corso le procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari di 109 interventi di sviluppo di elettrodotti di cui 17 sulla rete a 380 kV, 32 sulla rete a 220 kV e 60 sulla rete a 150/132 kV. Si richiamano, in particolare, gli interventi di nuove linee.

La costruzione della linea a 380 kV in semplice terna Candela-Foggia (40 Km) è subordinata alla realizzazione della centrale Edison di Candela da 370 MW. La data presunta di entrata in servizio è stimata per gennaio 2005. Edison ha già avviato l'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio dell'elettrodotto di concerto con quello della centrale. Il decreto di "Valutazione di Impatto Ambientale" (di seguito VIA) per l'elettrodotto è stato ottenuto, con prescrizioni, in data 25 febbraio 2002. Il GRTN ha effettuato nel periodo settembre-dicembre 2002 la Procedura di Confronto Concorrenziale per l'assegnazione della titolarità del tratto prevalente (circa 33 km) dell'elettrodotto e posto in atto le procedure per l'affidamento al Titolare (Terna) dell'ultimo tratto dell'elettrodotto (da costruirsi in doppia terna con l'attuale elettrodotto 380 kV Foggia-Benevento).

In data 22 aprile 2002 il GRTN ha completato la procedura di gara relativa allo studio di valutazione tecnico-economica e di inserimento ottimale nel sistema elettrico italiano di un nuovo collegamento in corrente continua tra la Sardegna e la penisola italiana denominato SAPEI con l'aggiudicazione di detto studio alle società CESI/Terna Spa. È in corso la seconda fase dello studio riguardante l'analisi di dettaglio del funzionamento delle alternative selezionate e della convenienza economica. Al termine di questa seconda fase il GRTN individuerà la soluzione finale in base alla quale procedere per l'esecuzione del progetto definitivo (necessario per le autorizzazioni) e per la realizzazione dell'opera.

Nel mese di gennaio 2003 è stata avviata la procedura di gara per

l'assegnazione di uno studio di prefattibilità ambientale e progetto preliminare del nuovo elettrodotto a 380 kV Sorgente-Rizziconi.

### *3) Interventi di razionalizzazione*

Tra gli interventi che rivestono particolare importanza, oltre a quello relativo alla razionalizzazione della rete nella Regione Lombardia in seguito alla realizzazione della S. Fiorano-Robbia, si richiamano i seguenti progetti implementati nell'ultimo anno.

Nel 2002 è stato avviato lo studio per la razionalizzazione del sistema elettrico che interessa il territorio dell'*Alta Val d'Adige*. Nell'area sono infatti presenti numerosi elettrodotti a 220 e 132 kV, realizzati nel corso degli anni da proprietari diversi, destinati alcuni a trasportare l'energia idroelettrica prodotta da impianti a nord del territorio verso i carichi della Pianura Padana, altri invece a distribuire l'energia prelevata in pianura verso i carichi del Trentino Alto Adige. Lo studio servirà a valutare la possibilità di ridurre e razionalizzare tale fascio di elettrodotti, eventualmente mediante la costruzione di una nuova linea a 380 kV di trasmissione e di nuove stazioni di trasformazione che sostituiscano funzionalmente parte delle linee del fascio, garantendo l'alimentazione dei carichi locali e la connessione delle centrali di produzione. Il progetto di razionalizzazione in oggetto è anche correlato allo studio del nuovo elettrodotto di interconnessione europea attraverso il futuro tunnel ferroviario del Brennero.

Sono stati avviati gli studi di razionalizzazione nell'*Area del Bellunese*, interessata da un elevato numero di impianti a 220 e 132 kV, con l'obiettivo di combinare le esigenze di sviluppo della rete con quelle della salvaguardia del territorio. Peraltro alcuni interventi, relativi a limitate modifiche di tracciato e mirati anche a un utilizzo più efficiente degli impianti di trasporto, sono già stati predisposti.

È in fase di analisi l'inserimento di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV per gestire l'incremento dei carichi previsto nell'area compresa tra Como e Milano. È stato pertanto avviato



uno studio specifico per l'individuazione di una zona baricentrica rispetto ai carichi dell'area su cui realizzare la nuova stazione.

È infine allo studio il tracciato di un nuovo collegamento a 380 kV che, partendo dalla futura stazione a 380 kV di Abbadia, consentirà di rafforzare la dorsale a 380 kV medio-adriatica.

#### *4) Il progetto ATLARETE*

Il progetto ATLARETE, avviato dal GRTN nel 2001 e concluso nell'anno 2002, ha consentito la realizzazione di un sistema informativo geografico per la consultazione interattiva di alcune delle principali caratteristiche della rete elettrica AAT e AT nazionale a partire dalla posizione geografica degli impianti (linee, stazioni e centrali di produzione).

Il sistema geografico ATLARETE-GIS, che è stato sviluppato utilizzando programmi GIS (Geographic Information Systems), ha consentito al GRTN di sviluppare alcune applicazioni informatiche specialistiche e la pubblicazione dell'Atlante, in scala 1:200.000, e della Carta, in scala 1:1.000.000, della rete elettrica italiana AAT e AT.

Le applicazioni informatiche specialistiche sviluppate sono le seguenti:

- ATLAMANAGER che gestisce operativamente il sistema informativo geografico ATLARETE-GIS (posizioni di impianti e tracciati delle linee elettriche e il relativo database di riferimento della rete);
- POWER-LINE che consente di simulare la pianificazione della rete dal punto di vista del posizionamento geografico della stessa;
- ATLAWEB che consente, nella rete aziendale intranet, la consultazione interattiva della rete AAT e AT nazionale a partire dalla posizione geografica degli impianti (linee, stazioni e centrali di produzione).

La cartografia tecnica della rete elettrica AAT e AT, ricavata dal sistema geografico ATLARETE, è la seguente:

- carta murale della rete elettrica italiana a 380 kV, 220 kV in scala 1:1.000.000;

- atlante della rete elettrica italiana 380 kV, 220 kV, 150 kV e 132 kV in scala 1:200.000 suddiviso in due volumi (denominato ATLARETE).

L'atlante riporta i tracciati indicativi delle linee elettriche, su una base cartografica 1:200.000, e un quadro sintetico, di immediata consultazione, delle caratteristiche principali delle stesse linee elettriche, delle stazioni e delle centrali di produzione. In esso sono indicate la Rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) e gli altri impianti ad alta tensione ricadenti nel territorio italiano non appartenenti alla RTN.

L'Atlante e la carta murale sono stati realizzati coinvolgendo tutti i proprietari della RTN ed Enel Distribuzione in particolare. Copia dell'Atlante e della carta murale è stata fornita ai titolari della RTN e ai gestori delle reti in alta tensione.

### 2.3 Il Programma triennale di sviluppo 2003-2005

Il GRTN ha deliberato, in data 29 gennaio 2003, il "Programma triennale di sviluppo della Rete elettrica di trasmissione nazionale" (PTS) e lo ha successivamente trasmesso al MAP, alle Regioni e alle Province Autonome. A fine marzo, in conseguenza della prevista formula di silenzio-assenso, il PTS è diventato operativo.

Il D.lgs. 79/99 prevede che il GRTN, nel deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della RTN, persegua l'obiettivo della sicurezza e continuità degli approvvigionamenti. Tale fondamentale obiettivo si attua anche attraverso l'azione pianificatoria del GRTN volta all'ottenimento della massima efficienza del servizio di trasmissione. Ciò comporta la riduzione dei possibili vincoli rappresentati dalle congestioni di rete, che potrebbero limitare la libera circolazione dell'energia elettrica dai poli di produzione (nazionali ed esteri) ai centri di carico. In proposito l'art. 4 delle Direttiva MAP del 21 gennaio 2000, indica come obiettivi dello sviluppo della RTN:

- il miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio di trasmissione;

- la riduzione delle congestioni di rete;
- l'aumento dell'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione;
- il potenziamento della rete nel Mezzogiorno e nelle zone ove il servizio di trasmissione è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità e affidabilità;
- il rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

Vanno inoltre tenuti in evidenza ulteriori obiettivi assegnati al GRTN nei vari provvedimenti emanati successivamente al gennaio 2000: promuovere la tutela dell'ambiente (Disciplinare di concessione) e formulare i piani di risanamento della RTN (D.lgs. 22 febbraio 2001, n. 36).

Il Disciplinare di concessione (D.M. 17 luglio 2000) prevede, infine, che il PTS sia definito tenendo conto:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero, in funzione delle richieste di importazione ed esportazione di energia elettrica formulate dagli aventi diritto nell'anno corrente;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- di eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dai proprietari degli impianti che costituiscono la RTN.

Il PTS, anche alla luce dei pareri e delle osservazioni fornite dai proprietari, descrive le linee di sviluppo della RTN, individuate sulla base di specifici criteri di pianificazione che tengono conto delle previsioni sul fabbisogno di energia per i prossimi anni, delle richieste di connessione di nuovi impianti alla rete e della conseguente necessità di ridurre eventuali congestioni presenti sulla RTN.

Il GRTN quest'anno ha deciso l'avvio di un nuovo corso del processo di pianificazione. Lo scopo è di rendere più trasparente l'attività di pianificazione, in relazione al mutato quadro normativo (legge

55/02 e delibera 50/02 illustrate nel Rapporto sulle attività 2001-2002), con l'obiettivo di meglio rispondere alle nuove esigenze emerse. Ciò ha richiesto la formulazione e l'adozione di nuovi criteri per la predisposizione del programma triennale segnando, nel contempo, una discontinuità e una impronta innovativa rispetto alle passate edizioni del PTS.

In particolare, come meglio descritto più avanti, per la determinazione delle opere di sviluppo da pianificare, sono state prese in considerazione unicamente le centrali autorizzate o con VIA superata positivamente. Inoltre numerose attività, correlate tra loro, sono state accorpate in macro interventi per una più facile lettura e comprensione dei lavori previsti.

I nuovi criteri hanno pertanto comportato una sostanziale contrazione del numero di interventi descritti nel PTS, che nella versione 2003 risulta più snello e più leggibile delle precedenti edizioni, senza per questo dover rinunciare alla abituale ricchezza di informazioni.

Il PTS 2003 è stato suddiviso in tre parti:

- *Linee di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale* (parte prima), in cui sono analizzati gli aspetti caratterizzanti il processo di pianificazione, e dove sono distinti gli interventi secondo opportune categorie in base alle motivazioni per cui gli stessi sono stati pianificati (interventi di sviluppo per esigenze della RTN, interventi per la connessione di impianti di generazione e di utenti passivi, interventi derivanti da esigenze dei titolari o da richieste di terzi, interventi di risanamento o di adeguamento a prescrizioni autoritative o normative);
- *Interventi di sviluppo* (parte seconda), che fornisce la descrizione dettagliata dei singoli interventi di sviluppo suddivisi per aree regionali o multi-regionali;
- *Disegni relativi al PTS della RTN* (parte terza) per l'illustrazione grafica degli interventi di sviluppo.

Gli interventi di cui si prevede l'avvio nel triennio 2003-2005 sono in totale 270, di cui 119 necessari a rispondere alle esigenze di svi-

luppo della RTN, 135 per la connessione di impianti alla RTN e 16 per adeguamenti o per esigenze di terzi. In relazione a quanto sopra, gli interventi contenuti nel PTS sono stati distinti nelle seguenti categorie:

- interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero;
- interventi di potenziamento ed espansione della Rete di trasmissione nazionale;
- interventi di razionalizzazione;
- interventi finalizzati al rifasamento della rete;
- impianti di rete per la connessione di centrali con potenza termica maggiore di 300 MW;
- impianti di rete per la connessione di centrali termiche di piccola taglia, di centrali da fonti rinnovabili e di utenti che prelevano energia;
- impianti di rete per la connessione alla RTN di stazioni appartenenti ad altre reti interoperanti;
- interventi di sviluppo richiesti dai titolari di RTN o da terzi;
- interventi di risanamento o adeguamento derivanti da Protocolli di intesa con le Autorità locali.

### 2.3.1 Principali interventi di sviluppo della rete nazionale

Tra i principali nuovi lavori pianificati nell'edizione 2003 del PTS citiamo:

- il potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV "Benevento-Foggia", in previsione dell'entrata in servizio delle nuove iniziative di produzione di energia elettrica interessanti in particolare la Puglia e la Campania, eventualmente utilizzando conduttori ad alta capacità di trasporto;
- il già citato nuovo elettrodotto di interconnessione a 380 kV "Udine Ovest-Okroglo (Slovenia)", da realizzare in doppia terna tra Italia e Slovenia, per aumentare l'import in sicurezza dalla frontiera nord-orientale, consentendo inoltre di rimuovere le attuali

limitazioni di esercizio della linea a 380 kV "Redipuglia-Divaccia";

- la nuova stazione di smistamento a 380 kV di Ittiri (SS), da collegare in entra-esce all'elettrodotto "Fiume Santo-Selargius" e il nuovo elettrodotto a 380 kV "Ittiri-Codrongianos (SS)", interventi finalizzati ad aumentare la sicurezza e l'affidabilità della rete di trasmissione a 380 kV nel nord della Sardegna;
- il potenziamento della stazione a 220 kV di Somplago (UD) che, mediante l'installazione di un autotrasformatore da 160 MVA, realizzerà il collegamento delle sezioni 220 kV e 132 kV, garantendo una maggiore riserva e flessibilità di esercizio;
- il nuovo collegamento a 150 kV "Cagliari Sud-Rumianca", al fine di garantire maggiore sicurezza alla rete sarda di alimentazione dell'area di Cagliari;
- il nuovo elettrodotto di interconnessione a 132 kV "Prati di Vizze-Steinach (Austria)", da realizzare attraverso il valico del Brennero riutilizzando un elettrodotto in MT di distribuzione, per aumentare la capacità di scambio tra Italia e Austria;
- il raddoppio del collegamento a 132 kV fra la centrale di Pietrafitta (PG) e la relativa stazione, finalizzato a garantire maggiore sicurezza e qualità nell'alimentazione dell'area urbana di Perugia.

A queste si affiancano le attività di maggior rilievo già previste nel precedente PTS quali:

- il nuovo collegamento in corrente continua Sardegna-Continente, che consentirà anche alla Sardegna di partecipare con minori vincoli al processo di liberalizzazione del mercato elettrico;
- la nuova linea a 380 kV Trino (VC)-Lacchiarella (MI), che consentirà di rimuovere le limitazioni sui flussi di potenza tra il Piemonte e la Lombardia e di ridurre sensibilmente le perdite di trasmissione;
- la nuova linea a 380 kV Voghera (PV)-La Casella (PC), che garantirà l'esercizio in sicurezza della rete a seguito della realizzazione delle future centrali dell'area;

- la realizzazione del nuovo collegamento a 380 kV "Venezia Nord-Cordignano (TV)", essenziale per garantire maggior sicurezza e qualità nell'alimentazione del nord-est del paese;
- la nuova linea a 380 kV Redipuglia (GO) - Udine Ovest (UD), che migliorerà la sicurezza di esercizio della rete nell'estremo nord-est in previsione della costruzione di nuove centrali nell'area e al contempo permetterà di incrementare la capacità di importazione dall'estero;
- la nuova linea a 380 kV "Laino-Feroleto-Rizziconi" (Calabria), con il conseguente inserimento sulla rete a 380 kV della stazione di Feroleto;
- il potenziamento linea a 380 kV S. Fiorano-Nave (BS) per eliminare l'attuale limitazione esistente sul collegamento in oggetto;
- la costruzione delle nuove stazioni di Vedelago (TV), Montecchio (VI), Pozzuolo (UD), Carpi Fossoli (MO), Abbadia (MC) e Celano (AQ), con lo scopo di garantire il soddisfacimento del crescente fabbisogno di potenza e migliorare la qualità del locale servizio di alimentazione elettrica;
- la nuova sezione a 380 kV presso la stazione di Casellina (FI) e relativi raccordi a 380 kV, con l'obiettivo di rimuovere le attuali limitazioni di esercizio della direttrice a 380 kV Poggio a Caiano-Tavarnuzze-Calenzano;
- il potenziamento della stazione a 380 kV di Rumianca (CA), per migliorare la flessibilità e la sicurezza di esercizio sulla rete che alimenta l'area di Cagliari.

Tra gli interventi di maggior rilevanza già avviati ma attualmente bloccati si ricordano la linea a 380 kV "Matera-S. Sofia" fra Basilicata e Campania, e i raccordi a 150 kV alla stazione a 380/150 kV di Paternò (Catania). Fra gli interventi di rilevanza strategica che non risultano a tutt'oggi ancora autorizzati è necessario citare, inoltre, l'elettrodotto di interconnessione con l'estero "S. Fiorano-Robbia (Svizzera)", il tratto della futura linea a 380 kV Turbigio-Bovisio, compreso tra Turbigio e Rho (in Lombardia), i raccordi in doppia terna tra le linee a 380 kV "Pian della Speranza-

Roma Nord” e “Montalto-Suvereto” in provincia di Grosseto e la Stazione a 380/220/150 kV di Striano (Salerno).

Il GRTN è particolarmente impegnato a conciliare le proprie strategie di sviluppo della RTN con le esigenze di salvaguardia ambientale provenienti dal territorio. A tal fine sono stati sottoscritti alcuni “Protocolli di intesa” con le Amministrazioni locali per garantire il rispetto della legislazione vigente e ridurre l’impatto paesaggistico degli impianti sul territorio. Tra i “Protocolli di intesa” quelli già ratificati riguardano:

- il riassetto della rete elettrica a 132 kV nell’area del Comune di Lucca;
- l’inserimento della centrale termoelettrica di Santa Barbara sulla rete a 380 kV che prevede anche la realizzazione della nuova direttrice a 380 kV “Santa Barbara-Tavarnuzze-Casellina”, la dismissione di parte della linea in doppia terna a 380 kV in uscita da Tavarnuzze, nel tratto Tavarnuzze-Casellina e di numerose linee a 220 kV nell’area compresa tra Prato e Cavriglia;
- la razionalizzazione della rete AT nel territorio del Comune di Benevento;
- la costruzione, nell’area di Carpi, di una nuova stazione 380/130 kV e dei relativi raccordi e il piano di riassetto della rete di distribuzione dell’area;
- l’eliminazione dell’accesso nella stazione di Poggio a Caiano della linea “Marginone-Poggio a Caiano”; la rimanente parte del suddetto elettrodotto verrà collegata alla linea a 380 kV “Poggio a Caiano -Calenzano”;
- l’inserimento della centrale termoelettrica di Livorno nella rete a 380 kV attraverso la realizzazione dell’elettrodotto “Livorno-Acciaiole”.

### 2.3.2 Interventi di razionalizzazione della RTN

Le problematiche della tutela dell’ambiente hanno assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza a livello sociale e nelle competenti sedi istituzionali.



Il GRTN nello sviluppo della RTN ha tenuto in forte considerazione la tutela dell'ambiente, pianificando alcuni interventi di razionalizzazione con un approccio organico e razionale, rendendo così possibile un recupero della risorsa ambiente.

Nel seguito sono descritti alcuni interventi di razionalizzazione già pianificati, che consentiranno, in occasione della costruzione di nuovi impianti o ricostruzione di vecchi impianti, di demolire linee o tratti di linee obsolete, non più funzionali ai nuovi assetti previsti per la rete. Le azioni di razionalizzazione previste nell'*Area della Val D'Ossola* riguardano una porzione della RTN composta da collegamenti fortemente impegnati sia dall'energia in importazione dalla Svizzera sia da una consistente produzione idroelettrica. Sono pertanto previsti interventi di ammodernamento e miglioramento della capacità di trasporto della rete, al termine dei quali si potrà procedere alla dismissione dalla RTN di estesi tratti di linea non più utilizzati, a seguito del diverso assetto di rete ottenuto.

La razionalizzazione della rete a 132 kV nel *territorio tra Val d'Aosta e Piemonte*, prevede la ristrutturazione della rete a 132 kV dell'area, mediante il potenziamento dei conduttori delle linee di collegamento tra la centrale di Pont Saint Martin e i nodi di Montestrutto e Quincinetto, e la conseguente demolizione di alcuni tratti di linee obsolete e non più utilizzate.

Gli interventi inseriti nella razionalizzazione della rete a 220 kV nel *territorio del Medio Adige*, in parte in corso di completamento, sono mirati a incrementare la sicurezza di alimentazione dei carichi e la qualità del servizio sulla locale rete di trasmissione, oltre che a migliorare la modalità di connessione di alcune stazioni a 220 kV. Essi comprendono le attività di razionalizzazione della rete a 220 kV nell'area di Sorio e di quella a 132 kV nell'area di Bussolengo.

Gli interventi previsti nell'*Area tra Rotonda e Laino*, conseguenti all'entrata in servizio della nuova linea a 380 kV "Laino-Feroletto-Rizziconi", prevedono, conformemente alle prescrizioni del Ministero dell'Ambiente, la razionalizzazione di parte della rete

affidente alle stazioni elettriche di Rotonda e Laino. In particolare, la realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV sarà in semplice terna, tranne che per un tratto di circa 33 km in ingresso a Laino, realizzato in doppia terna con accorpamento di uno degli attuali elettrodotti a 380 kV "Laino-Rossano", che verrà demolito per una lunghezza equivalente. Verranno inoltre demoliti i tratti interessanti il territorio del Parco Nazionale del Pollino delle due linee a 150 kV "Rotonda-Castrovillari" e "Rotonda-C.le Agri".

Al fine di garantire un'adeguata riserva di alimentazione per l'Area di Reggio Emilia e al contempo ridurre l'impatto sul territorio delle esistenti linee a 132 kV, è prevista la costruzione del nuovo elettrodotto a 132 kV "Rubiera-Reggio Nord", mediante la ricostruzione di parte dell'attuale linea "Rubiera-Reggio Sud" e la costruzione ex novo del rimanente tratto lungo un percorso che corre a nord-est della città di Reggio Emilia. Contestualmente saranno dismessi i tratti non più utilizzati della stessa linea "Rubiera-Reggio Sud" e della linea a 132 kV "Reggio Nord-Reggio Via Gorizia".

### 2.3.3 Interventi per la connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

Le connessioni alla RTN di nuovi impianti di generazione rappresentano una condizione necessaria per aumentare la capacità produttiva del sistema elettrico nazionale.

Il GRTN, in attuazione della delibera 50/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha inviato, in data 14 giugno 2002, alla stessa Autorità:

- la proposta del GRTN per la determinazione dei parametri economici per il calcolo dell'ammontare della fidejussione a garanzia della richiesta di connessione;
- il rapporto dei costi degli impianti di connessione.

A completamento, il GRTN ha inviato, in data 7 agosto 2002, alla stessa Autorità:

- il regolamento contenente le modalità e le condizioni contrat-

tuali per l'erogazione del servizio di connessione alla Rete di trasmissione nazionale;

- il documento recante la proposta per la determinazione dei parametri economici per il calcolo del corrispettivo dovuto al Gestore a copertura delle attività di gestione delle richieste di connessione di cui all'art. 7, comma 7.1 della delibera stessa.

A tale proposito occorre precisare che il Gestore è in attesa dei provvedimenti dell'AEEG per il completamento delle condizioni tecnico-economiche di connessione alla RTN. In particolare, in assenza delle regole inerenti ai parametri economici che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas avrebbe dovuto fissare in base alla propria delibera 50/02, il GRTN manifesta ai soggetti richiedenti la connessione l'esigenza di costituire un deposito fidejussorio provvisorio, a garanzia di copertura dei costi da sostenersi o già sostenuti e degli impegni assunti o da assumersi da parte del Gestore nei confronti dei terzi, relativamente agli interventi di sviluppo della RTN funzionali alla connessione specifica. Ovviamente, a seguito della fissazione dei parametri economici da parte dell'AEEG, le società interessate e il GRTN s'incontreranno per valutare eventuali modifiche alla garanzia di cui sopra che dovessero rendersi necessarie a seguito dell'emanazione stessa, da apportare previa approvazione della Banca, ivi inclusi lo svincolo e/o la riduzione della garanzia stessa.

Con tali modalità e, coerentemente con il proprio citato regolamento, il Gestore ha avviato, nel periodo considerato, le attività per la verifica di fattibilità delle connessioni di alcuni impianti di generazione<sup>1</sup>.

Per la realizzazione delle nuove stazioni elettriche di consegna dell'energia per le centrali di Altomonte, Sa Turrina Manna di Tula, Nurri e Tirso, il GRTN ha fatto ricorso alla procedura di confronto concorrenziale sulla base di quanto previsto dall'art. 10 del Disciplinare di concessione. Per la C.le di Chivasso e il parco eolico di Andretta Bisaccia, essendo le opere di connessione interventi di

<sup>1</sup> In particolare si tratta degli impianti: Enel Greenpower (25 MW) a 150 kV - parco eolico di Sa Turrina Manna di Tula; Enel Greenpower (22 MW) a 220 kV - c.le idroelettrica del Tirso; FRI-EL (22 MW) a 150 kV - parco eolico di Nurri; FRI-EL (70 MW) a 150 kV - parco eolico di Andretta Bisaccia; Edipower (370 MW) a 220 kV - c.le a ciclo combinato di Chivasso; Edipower (750 MW) a 380 kV - c.le a ciclo combinato di Chivasso; Edison (760 MW) a 380 kV - c.le termoelettrica di Altomonte.

sviluppo su impianti esistenti, l'incarico è stato affidato direttamente a Terna, titolare degli impianti stessi.

Sono state pertanto definite dal GRTN tutte le specifiche tecniche necessarie alla realizzazione delle opere elettriche suddette, le procedure e i disciplinari relativi al confronto concorrenziale e all'affidamento diretto ai titolari di rete.

Sono stati poi esaminati i progetti preliminari degli impianti di rete per la connessione (opere elettriche connesse) relativi agli impianti di generazione la cui autorizzazione alla costruzione è sottoposta alla legge 9 aprile 2002, n. 55, di cui al precedente *sub* paragrafo 2.4.1.

Allo stesso modo sono in corso le verifiche di rispondenza del Gestore ai progetti relativi agli impianti di rete per la connessione (nuove stazioni) presentati dagli aggiudicatari delle procedure di gara o dal titolare della porzione di RTN interessata. In particolare gli impianti interessati sono:

- Enipower (1.040 MW) di Ferrera Erbognone;
- Enipower (720 MW) di Mantova;
- Enipower (800 MW) di Ravenna;
- Enipower (1.200 MW) di Brindisi;
- Voghera Energia (400 MW) di Voghera.

Il PTS tiene conto, in una specifica sezione, della programmazione delle attività correlate alle future connessioni di impianti di generazione alla RTN. Le connessioni vengono, a tal fine, suddivise, sulla base della capacità degli impianti, in:

- connessioni di centrali termoelettriche di grossa taglia (con potenza termica maggiore di 300 MW);
- connessioni di centrali di piccola taglia termoelettriche o da fonte rinnovabile (per lo più centrali eoliche) e connessioni di utenti che prelevano energia elettrica;
- interconnessioni fra la RTN e altre reti interoperanti con essa.

In particolare, per la determinazione delle opere di connessione da pianificare, sono stati presi in considerazione unicamente gli impianti di produzione o prelievo di energia elettrica per i quali

<sup>2</sup> A riguardo si segnala che il criterio adottato di separazione delle fasi di "connessione" e "pianificazione dei rinforzi di rete", condiviso dallo stesso MAP con riferimento agli impianti sottoposti a procedura autorizzativa di cui alla legge 55/02, potrebbe dar luogo a temporanee criticità di esercizio nel caso in cui l'entrata in servizio dei rinforzi programmati sia successiva alla realizzazione dei nuovi impianti di generazione e dei relativi impianti di connessione. Si ritiene tuttavia che il rischio di problemi di rete correlati al fenomeno appena descritto, comunque mitigato dai naturali effetti di riequilibrio derivanti dalla competizione nel libero mercato, possa essere gestito ricorrendo a strumenti di risoluzione delle congestioni di rete in fase di esercizio.

siano state definite e accettate le modalità di connessione alla RTN e rispondenti ai seguenti requisiti:

- impianti per i quali i proponenti hanno costituito un deposito fidejussorio in favore del GRTN come previsto dalla deliberazione AEEG 50/02;
- centrali termoelettriche con potenza termica maggiore di 300 MW che al 31 dicembre 2002 risultavano autorizzate alla costruzione e all'esercizio in base a quanto in merito disposto dalla legge 55/02 o secondo la procedura definita nell'Allegato IV al D.P.C.M. 27 dicembre 1988;
- impianti di produzione di energia elettrica che al 31 dicembre 2002 avevano superato positivamente la procedura di VIA (nazionale o locale) o che ne risultavano esentate;
- impianti di produzione di piccola taglia per i quali i proponenti avevano ottenuto dal GRTN il nulla osta a progettare per proprio conto le opere di rete relative alla connessione al fine di richiedere le relative autorizzazioni.

Con tali criteri si è inteso dare al PTS una veste più rispondente a quella che è la reale situazione autorizzativa dei nuovi impianti di produzione e, al contempo, evidenziare le attività finalizzate alla realizzazione della connessione alla RTN.

Nell'ambito del complessivo processo di pianificazione, le due fasi di individuazione delle soluzioni di connessione di nuove centrali alla RTN e di pianificazione dei relativi rinforzi di rete, sono state considerate necessariamente svincolate tra loro, sia in relazione ai tempi, sia nelle modalità<sup>2</sup>:

- in relazione ai tempi, si evidenzia infatti che il processo di analisi delle connessioni alla RTN è un processo continuo; mentre quello di pianificazione è un processo con ciclicità annuale che viene comunque effettuato in una fase successiva alla scelta della soluzione di allacciamento, al fine di ottenere un quadro maggiormente attendibile degli interventi da realizzare;
- per quanto attiene le modalità, sia per la definizione delle soluzioni di connessione, sia per la formulazione dei relativi pareri

richiesti dagli enti responsabili dei procedimenti autorizzativi, il GRTN analizza singolarmente ogni iniziativa rinviando alla fase successiva di sviluppo della RTN la soluzione degli eventuali problemi di rete legati alla eccessiva concentrazione di iniziative nella stessa area.

#### **2.4 Le relazioni con gli organi amministrativi e territoriali**

Il rapporto con le istituzioni e le amministrazioni locali rappresenta un'attività di primaria importanza per il GRTN che, nello svolgimento delle proprie funzioni, si trova spesso a dover contemperare esigenze diverse quali, ad esempio, la necessità di garantire un adeguato sviluppo delle Rete elettrica di trasmissione nazionale per rispondere al processo di liberalizzazione del settore elettrico e, nel contempo, a perseguire gli obiettivi di tutela ambientale e territoriale previsti dalla normativa.

Peraltro, alcune di queste funzioni, sono svolte anche in attuazione di espliciti provvedimenti normativi che prevedono il coordinamento degli operatori del sistema elettrico e in particolare del GRTN con diversi organismi amministrativi sia a livello centrale (Ministero delle Attività Produttive, Autorità per l'energia elettrica e il gas), sia periferico (Regioni, Province, Comuni).

Un esempio di tale coordinamento è rappresentato dall'espletamento delle procedure che accompagnano l'iter amministrativo per il rilascio dei titoli abilitativi alla costruzione di impianti di produzione, nonché alla realizzazione di interventi di manutenzione e sviluppo della RTN.

In generale, le relazioni con gli enti locali e una loro partecipazione fin dalle prime fasi di programmazione degli investimenti sono funzionali a una equilibrata pianificazione dello sviluppo del sistema elettrico, compatibilmente con le esigenze di sostenibilità ambientale e di tutela del territorio. Nel seguito sono analizzate in dettaglio le relazioni del GRTN con le amministrazioni locali nell'ambito delle due attività delineate: a) il coordinamento delle

decisioni tra i diversi soggetti nell'ambito dei processi di autorizzazione alla costruzione di nuovi impianti e di interventi sulla RTN; b) le azioni del GRTN verso una maggiore collaborazione con le amministrazioni locali finalizzate alla ricerca del consenso alle proprie iniziative.

#### 2.4.1 Localizzazione degli impianti e procedure autorizzative

Nel corso del 2002 sono stati approvati alcuni provvedimenti normativi (Cfr. capitolo 5) che semplificano le procedure di autorizzazione alla costruzione di impianti di generazione e alla realizzazione di interventi di sviluppo della RTN ritenuti prioritari. Al tempo stesso, le amministrazioni locali, strettamente interessate all'insediamento degli impianti e delle opere sul proprio territorio, rivestono specifiche competenze e partecipano attivamente al processo di autorizzazione. La legge 9 aprile 2002, n. 55 di conversione del Decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7 recante le "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per la tutela della concorrenza nel mercato elettrico", si è prefissa l'obiettivo di velocizzare, in via transitoria e comunque non oltre il 31 dicembre 2003, le procedure di autorizzazione:

- dei nuovi impianti di generazione di energia elettrica con potenza superiore a 300 MW termici;
- degli interventi di modifica e di potenziamento di impianti di generazione esistenti;
- delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio degli impianti,

al fine esplicito "[...] di evitare il pericolo di interruzione della fornitura di energia sul territorio nazionale e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno nazionale [...]" (art. 1, comma 1).

L'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di tali impianti e delle opere connesse, dichiarati opere di pubblica utilità, viene rilasciata dal MAP a seguito di un procedimento unico da concludersi in 180 giorni e sostituisce tutti gli atti di assenso previsti dalle

norme vigenti, a eccezione della VIA emessa dal Ministero dell'Ambiente.

In pratica, le nuove opere comprese nelle procedure previste dalla legge in esame, oltre all'autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive, necessitano:

- dell'assenso della Regione interessata,
- del parere dell'Ente locale competente,
- del rilascio della VIA da parte del Ministero dell'Ambiente.

Il suddetto procedimento viene espletato tramite la convocazione di opportune Conferenze dei Servizi, che vedono il GRTN direttamente coinvolto fin dalle fasi preliminari delle conferenze stesse, con il compito di:

- definire e illustrare le modalità di connessione alla RTN dei nuovi impianti, consentendo così alle società proponenti di presentare tutta la documentazione richiesta nel procedimento di autorizzazione, incluso il progetto delle opere elettriche;
- individuare gli impianti elettrici per la connessione che rientrano fra gli impianti di rete per la connessione<sup>3</sup> e quelli compresi nell'ambito degli impianti d'utenza per la connessione<sup>4</sup>, ai sensi degli artt. 1 e 4 della deliberazione 50/02 dell'AEEG;
- verificare la rispondenza alle Regole Tecniche di Connessione dei progetti delle infrastrutture elettriche.

Tale attività, parallela a quella di elaborazione delle soluzioni di connessione per impianti che seguono iter autorizzativi diversi (ad esempio l'iter del D.P.R. 53/98, ovvero l'iter a livello locale per impianti di taglia medio piccola quali quelli da fonte rinnovabile), ha richiesto la riduzione dei tempi tecnici di elaborazione delle soluzioni da parte del GRTN, in modo da renderli pienamente compatibili con quelli previsti dalla legge 55/02.

A marzo 2003 erano state effettuate le prime Conferenze dei Servizi per circa 65 impianti di produzione (inclusi i ripotenziamenti di impianti esistenti), per una potenza complessiva pari a circa 38.000 MW, alcuni dei quali sono giunti a effettuare le conferenze conclusive. Sempre al mese di febbraio 2003, erano stati autorizza-

<sup>3</sup> Impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi.

<sup>4</sup> Impianto d'utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione sono di competenza del soggetto richiedente la connessione.



ti circa 1.350 MW di potenza sulla base del nuovo iter procedurale. Procedure simili sono state previste per la realizzazione di interventi di sviluppo della RTN di maggior rilievo. Anche in questo caso, il D.lgs. 190/02 prevede procedure semplificate e allo stesso tempo ribadisce la ripartizione delle competenze tra amministrazione centrale e amministrazioni locali. Il GRTN, inoltre, anticipa i contenuti degli interventi inviando, prima della definitiva approvazione, il proprio Piano triennale di sviluppo alle Regioni e alle Province Autonome per il previsto parere in ordine agli aspetti di localizzazione degli interventi di sviluppo delle reti elettriche.

In tale contesto, il GRTN ha inteso non soltanto richiedere il parere regionale in merito alle problematiche ambientali, ma anche instaurare un proficuo scambio di informazioni relativamente allo stato delle procedure autorizzative di competenza locale per impianti di produzione di potenza minore ai 300 MW termici o alimentati da fonti rinnovabili.

Tali informazioni costituiscono un elemento estremamente importante per l'attività di pianificazione del Gestore, in quanto contribuiscono a delineare, con maggiore precisione, lo scenario produttivo futuro del paese, consentendo di pianificare correttamente e tempestivamente i necessari sviluppi della RTN.

È stato, inoltre, formalizzato un Protocollo di Intesa tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e il Gestore, nell'ambito del quale il Ministero consente alla nostra Società l'utilizzazione della propria Base cartografica del Sistema Cartografico di Riferimento, chiedendone al Gestore l'implementazione con i dati in proprio possesso, con particolare riferimento all'Atlante della Rete Elettrica Italiana (cfr. par. 2.2).

Il Protocollo di Intesa prevede, dunque, l'utilizzo di un sistema di cartografia integrato, sviluppato nell'ambito del Progetto sul Sistema Cartografico di Riferimento, idoneo a realizzare le attività di analisi e sintesi territoriali, che si avvale delle banche dati disponibili e agisce in sinergia con i sistemi informativi che già operano nel comparto della gestione del territorio.

#### 2.4.2 La gestione dei rapporti con le amministrazioni locali e le nuove iniziative

Il GRTN ritiene la relazione con le amministrazioni locali di fondamentale importanza. A tal fine il Gestore ha individuato nelle Regioni (e, tramite queste, nelle Province e i Comuni) alcuni tra gli interlocutori preferenziali per risolvere le problematiche connesse alla localizzazione degli impianti della RTN.

Tale orientamento trova riscontro nella normativa di riferimento in base alla quale il Gestore, nel predisporre il Programma triennale di sviluppo, chiede il parere alle Regioni interessate sugli aspetti di localizzazione di nuovi tratti di rete elettrica e di razionalizzazione dei percorsi o di eventuale dismissione dei tratti in esercizio, trasmettendo a ciascuna Regione il pertinente stralcio del programma. Inoltre, i recenti sviluppi della normativa in merito alle competenze dello Stato e delle Regioni portano ad affermare, seppure in modo sommario, che, per quanto riguarda il trasporto dell'energia elettrica e dunque la RTN, le linee strategiche e i criteri generali siano individuati a livello centrale, mentre le Regioni rivestano un ruolo rilevante per gli aspetti localizzativi. Anche il Disegno di legge AC 3297, attualmente (febbraio 2003) all'esame della Commissione Attività Produttive della Camera, attribuisce alla competenza statale la programmazione e l'approvazione dei piani di grandi reti infrastrutturali energetiche di interesse nazionale, la loro valutazione di impatto ambientale e la determinazione dei criteri generali tecnico-costruttivi e delle norme tecniche essenziali degli impianti di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'energia. Lo stesso Disegno di legge prevede che l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli elettrodotti, degli oleodotti e dei gasdotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto dell'energia, sia rilasciata dalla Regione competente.

Come possibile risposta alle problematiche dello sviluppo della RTN il Gestore ha individuato uno strumento, la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), utile a integrare le proprie esigenze di pianificazio-

ne elettrica con quelle di pianificazione territoriale a livello locale. Negli ultimi anni gli impianti elettrici, come gran parte delle altre opere, sono andati incontro a numerose difficoltà autorizzative, essenzialmente derivanti da:

- la mancata integrazione, a oggi, tra la pianificazione elettrica e quella territoriale/ambientale;
- la problematicità della individuazione - dati gli spazi territoriali ristretti - di appositi tracciati idonei a rispettare gli standard di qualità per la tutela della salute della popolazione e i criteri di tutela del paesaggio;
- le limitazioni allo sviluppo urbanistico legate alle fasce di rispetto degli elettrodotti;
- un senso di rifiuto da parte della popolazione per l'accresciuta e "forse eccessiva" sensibilità ambientale, spesso correlata ai campi elettromagnetici;
- gli scarsi risultati conseguiti dagli strumenti autorizzativi a carattere preventivo, quali la VIA, ai quali si chiedono spesso risposte che vanno oltre quelle di loro competenza.

L'aspetto che può contribuire in maggior misura a superare tali problematiche è quello relativo alla integrazione tra la pianificazione elettrica e quella territoriale.

Infatti, se uno sviluppo del sistema elettrico è contemplato anche negli strumenti di pianificazione territoriale/urbanistica, significa che il territorio (inteso anche come istituzioni rappresentative dei cittadini), a valle di numerose verifiche e confronti, lo ha ritenuto complessivamente compatibile con le proprie esigenze e aspettative. Il processo metodologico che può permettere il confronto e l'armonizzazione tra tali pianificazioni è rappresentato dalla VAS, introdotta a livello comunitario dalla Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001, "concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente", nell'ambito della quale si prevede vengano assoggettati alla VAS piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente, tra i quali quelli relativi al settore energetico.

La Direttiva, che dovrà essere recepita dagli Stati membri entro il luglio del 2004, prescrive la predisposizione di un Rapporto ambientale con la valutazione degli effetti significativi che l'attuazione del piano o programma potrebbe avere sull'ambiente.

Peraltro alcune Regioni hanno anticipato tale direttiva, introducendo la VAS, seppur in modo parziale, nell'ambito delle loro leggi sulla VIA o in altre leggi riguardanti la pianificazione territoriale e l'urbanistica.

La VAS, sia per i suoi contenuti, sia per il suo iter decisionale che prevede la partecipazione di soggetti rappresentativi delle collettività locali, rappresenta lo strumento che può favorire la soluzione di numerosi aspetti oggi problematici. Tramite essa sarà infatti possibile:

- affrontare numerose problematiche in una fase anticipata e quindi prima che possano divenire "difficilmente gestibili";
- intervenire su "ipotesi di progetti" che si trovano in una fase a elevata flessibilità e in cui le scelte localizzative non siano ancora definite;
- creare i presupposti per l'accettazione di un'opera.

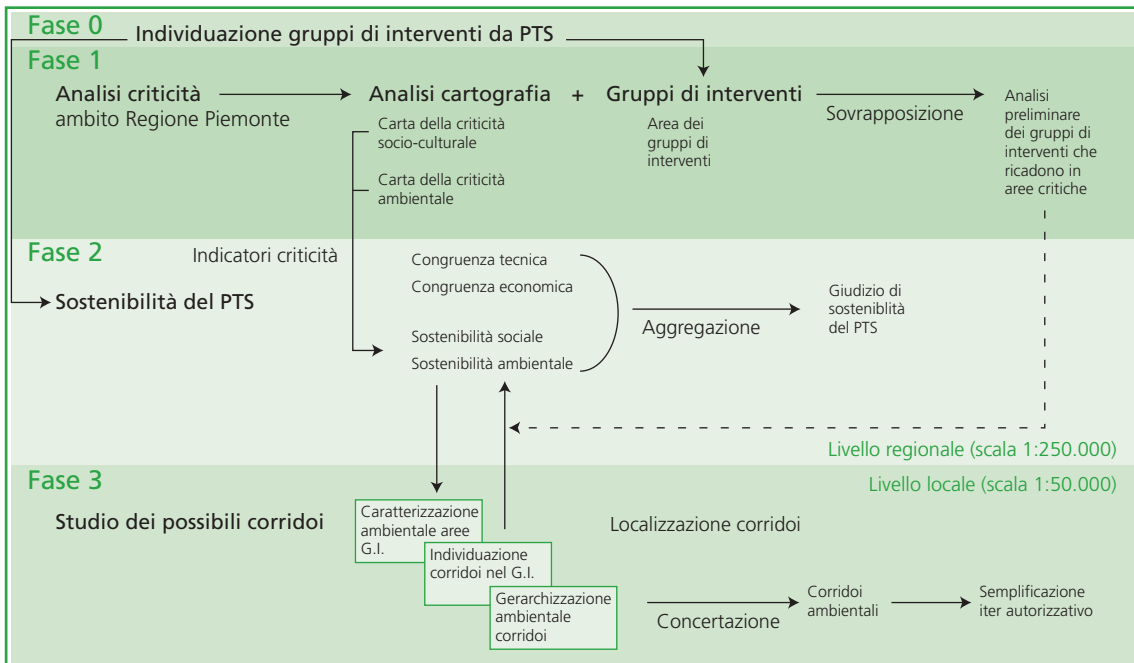
In ultima analisi, la VAS può anche rappresentare un modo per far confluire e "canalizzare" all'interno di una metodologia, inquadrata istituzionalmente, le istanze locali che non sempre sono considerate o spesso lo sono tardivamente.

In data 17 gennaio 2002 il Gestore ha siglato con la Regione Piemonte un Protocollo di Intesa per l'applicazione graduale e volontaria della VAS alla pianificazione elettrica nel territorio piemontese a partire dal PTS 2002-2004, definendo un modello di collaborazione con le realtà territoriali per l'ottimizzazione dello sviluppo del sistema elettrico in relazione alle esigenze sociali e ambientali. La scelta della Regione Piemonte come partner per l'applicazione della VAS al Programma triennale di sviluppo della RTN è dovuta a diverse considerazioni. In particolare la Regione Piemonte: è capofila per l'ambiente nella Conferenza Stato/Regioni ed è dunque il riferimento

ambientale per le altre Amministrazioni Regionali; ha fissato tra le prime i criteri per rendere coerente l'attività di pianificazione agli obiettivi di tutela ambientale (si veda l'art. 20, recante "Compatibilità ambientale di piani e programmi" della legge regionale 14 dicembre 1998, n. 40 in materia di "Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione"); ha applicato la VAS in relazione alle opere da realizzare per i Giochi Olimpici invernali "Torino 2006" (si veda la legge regionale 9 ottobre 2000, n. 285), rappresentando così un significativo esempio di applicazione della VAS a un programma specifico e, infine, dispone di un database cartografico altamente informatizzato ed evoluto nel quale è confluita la massima parte dei dati disponibili a livello regionale.

Il Protocollo stabilisce ruoli e attività del Gestore e della Regione nell'applicazione della VAS al Programma triennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale relativamente al territorio piemontese, secondo un piano di attività per fasi illustrato nella seguente figura.

### Fasi della VAS in Piemonte



A seguito dei risultati raggiunti nell'ambito di questa sperimentazione e alla luce della rilevanza dell'organizzazione e della gestione delle relazioni con le amministrazioni locali per l'attuazione del programma di sviluppo della rete, il Gestore ha deciso di estendere a tutte le altre Regioni interessate l'applicazione della VAS, relativamente al programma territoriale di competenza.

Oltre agli sviluppi in materia di VAS, il GRTN ha ulteriormente implementato l'attività di collaborazione con le amministrazioni locali, valorizzando la presenza e il ruolo delle proprie sedi territoriali. Sono stati avviati contatti regolari con tutte le Regioni alle quali è stato illustrato il PTS per le parti di loro competenza territoriale e sono stati attivati canali per lo scambio di dati relativi agli impianti di generazione di energia elettrica in fase di autorizzazione.

Le Regioni sono, inoltre, depositarie di numerosissime informazioni e dati di natura territoriale e ambientale; a tal fine, sono stati messi a punto degli schemi di convenzione con alcune di queste (tra le quali ad es. la Lombardia, il Friuli Venezia Giulia, la Calabria e l'Emilia Romagna), che prevedono l'attivazione di uno scambio di dati di reciproco interesse e la possibilità di un elevato grado di collaborazione su diversi temi, tra i quali, lo sviluppo e la razionalizzazione della RTN, l'inserimento territoriale e paesaggistico delle linee elettriche, le azioni di risanamento previste dalla normativa di settore la definizione della pianificazione energetica ambientale regionale.

Con un'ottica mirante a definire un quadro omogeneo e in linea con i contenuti della strategia aziendale, il Gestore si sta confrontando con la Conferenza dei Presidenti delle Regioni per la definizione di un Accordo di programma in merito alla necessaria collaborazione su tutti i punti di comune interesse.

In tale ottica di collaborazione il Gestore ha fornito il proprio contributo, anche in termini di osservazioni, a Regioni e Province nel corso della predisposizione di strumenti di loro competenza, tra cui: Piani Energetici e Ambientali Regionali, Piani Territoriali di

Coordinamento Provinciale, proposte di legge regionali. In questo ambito è stato di particolare rilievo il confronto con la Provincia di Bologna alla quale sono stati forniti contributi nel corso della Valutazione di Sostenibilità Ambientale e Territoriale (VALSAT) del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale.

## 2.5 Le attività di R&S

Il processo di ristrutturazione del mercato elettrico impone al Gestore, per il ruolo istituzionale che svolge, una rilettura profonda delle tradizionali attività di gestione del sistema elettrico. In particolare, è suo compito:

- rivedere e ridisegnare nel contesto del nuovo scenario di mercato competitivo tutti i processi fin qui utilizzati per la pianificazione, la progettazione e l'esercizio del sistema elettrico, anche con l'obiettivo di aumentarne lo sfruttamento per migliorare la competitività, senza degrado per la sicurezza;
- introdurre le innovazioni tecnologiche disponibili per gli impianti e per i relativi sistemi di controllo e comunicazione, in modo da raggiungere gli standard di qualità e sicurezza imposti dalla competizione.

L'impegno del GRTN nella ricerca in campo elettrico nel corso dell'anno 2002/2003 si è sviluppato prevalentemente sui seguenti tre filoni preferenziali:

- gestione dei flussi di potenza;
- affidabilità e sicurezza del sistema elettrico;
- introduzione di nuove tecnologie e componenti.

Per quanto la riguarda la gestione dei flussi, sono proseguite le attività relative all'introduzione di più complessi sistemi di regolazione automatica della tensione e della frequenza del sistema elettrico.

Sul tema dell'affidabilità e della sicurezza, sono proseguite le attività di revisione dei Piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico, atti i primi a garantire il mantenimento del sistema elettrico

in condizioni di sicurezza di funzionamento anche a fronte di gravi perturbazioni e/o eventi incontrollabili, i secondi a ripristinare, nel più breve tempo possibile, le normali condizioni di funzionamento a seguito di gravi disservizi.

Queste attività hanno riguardato sia l'ammmodernamento tecnologico delle apparecchiature dei sistemi predisposti a tali compiti, sia lo sviluppo di metodologie per nuovi sistemi di supervisione del sistema elettrico in condizioni di funzionamento perturbate.

Attività riconducibili a entrambi i temi di cui sopra sono state svolte nel campo della qualità del prodotto energia, con la identificazione dei disturbi, della loro propagazione e degli effetti. Punto di approdo di tali ricerche dovrebbe essere la progettazione e la realizzazione di un sistema di monitoraggio dei disturbi in rete.

In relazione all'introduzione di nuove tecnologie e componenti, ferma restando l'attuale separazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione che rende certamente meno incisivo il ruolo del Gestore in tale ambito, sono stati principalmente esaminati gli effetti attesi a seguito dell'installazione di nuovi apparati FACTS sulla RTN e/o della diffusione di tecnologie alternative per la realizzazione dei nuovi elettrodotti (HVDC, GIL).

In generale, le attività di ricerca hanno tratto grande beneficio dalla possibilità di attingere in maniera sempre più consistente a finanziamenti comunitari nel campo della R&S delle infrastrutture. Si segnala, infine, che alla fine dell'anno 2002 è iniziata un'attività di coordinamento delle attività di ricerca, con l'obiettivo di perseguire in maniera più organica:

- lo sviluppo interno e/o la committenza diretta delle attività di R&S di interesse per il Gestore;
- la promozione e il supporto di quelle iniziative innovative, indirizzate alla soluzione di problemi di lungo termine e di carattere generale per il sistema elettrico, che vengono comunemente indicate come *Ricerca di Sistema (RdS)*<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, facendo seguito a quanto previsto dal Decreto legislativo 79/99, ha istituito, con decreto del 26 gennaio 2000, un fondo per il finanziamento della Ricerca di Sistema (RdS). Tale decreto stabilisce che la RdS, oltre che finalizzata all'innovazione tecnica e tecnologica, debba rispondere ai seguenti requisiti:

- essere attinente al settore elettrico o a settori collegati;
- essere indirizzata alla soluzione di problemi di lungo termine che abbiano carattere generale per il sistema elettrico;
- non sia configurabile come servizio prestato alle imprese o sostitutiva di attività direttamente svolte da singoli soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica nell'ambito della loro gestione caratteristica di impresa.



## 3 Attività di mercato

### 3.1 Introduzione

Il capitolo descrive le attività di mercato svolte dal GRTN nel corso del periodo di riferimento del presente Rapporto. In particolare, si descrivono le attività di assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione e le procedure concorsuali di assegnazione ai clienti idonei dell'energia ritirata dallo stesso Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99.

In qualità di operatore del sistema di trasmissione, inoltre, il GRTN ha continuato l'attività per l'implementazione delle condizioni transitorie di regolazione del servizio di dispacciamento sulla base della nuova disciplina emanata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibere 228/01 e 317/01, Cfr. Rapporto sulle attività 2001-2002). In particolare, nel corso del periodo considerato dal presente Rapporto, si è dato corso alle attività propedeutiche alla stipula e alla gestione dei contratti di bilanciamento e scambio con i clienti idonei, i produttori di energia e gli autoproduttori al fine dell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

La nuova disciplina si fonda su criteri di regolazione delle transazioni tra operatori complementari con i principi della delibera 95/01 intesa a disciplinare le condizioni di approvvigionamento e di erogazione del servizio di dispacciamento nella situazione a regime, attraverso il sistema delle offerte sui mercati delle risorse per il dispacciamento di merito economico. Anche in tale direzione è proseguita l'attività del GRTN per l'attuazione di quanto previsto nella delibera 95/01 e, in particolare, per la determinazione delle regole per il dispacciamento di merito economico e per la predisposizione dell'organizzazione delle transazioni nel mercato (registro delle unità di produzione e consumo, procedure di gestione dei contratti, settlement).

Tra le altre attività svolte per l'avvio del mercato dell'elettricità si richiamano nel presente paragrafo quelle riguardanti il sistema di metering, condizione indispensabile per la corretta imputazione dei flussi orari di energia elettrica e delle relative partite economiche. Sono, infine, richiamate altre attività per il mercato svolte dal GRTN nel periodo considerato: quelle relative alla qualificazione

degli impianti alimentati a fonte rinnovabile e la gestione dei certificati verdi; l'accordo raggiunto in sede ETSO per la definizione della tariffa sugli scambi transfrontalieri e, infine, altre attività non sottoposte a regolamentazione.

### **3.2 Il mercato libero e l'assegnazione ai clienti idonei della capacità disponibile per le importazioni e della produzione nazionale incentivata**

Il mercato libero dell'energia, nel corso del 2002, è stato caratterizzato da una domanda complessiva di circa 115 TWh, di cui 21 TWh da autoproduzione. Alla copertura dei 94 TWh di domanda esplicita dei clienti idonei al netto dell'autoproduzione, hanno contribuito le importazioni per circa 29 TWh (su un totale importazioni, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 50,6 TWh), la produzione ritirata dal GRTN ai sensi del comma 12, dell'art. 3 del D.lgs. 79/99 (c.d. produzione CIP 6) per circa 39 TWh (su una produzione totale di 54,1 TWh) e altra produzione nazionale direttamente venduta dai produttori a clienti idonei per 26 TWh.

La domanda di energia del mercato libero, nel corso del 2003, è stimata pari a 130 TWh di cui circa 20 TWh da autoproduzione. Le importazioni dovrebbero contribuire a soddisfare la richiesta per circa 37 TWh (su un totale importazioni, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di circa 53 TWh), mentre l'energia prodotta da impianti CIP 6 per circa 40 TWh (per una produzione complessiva stimata di circa 55 TWh).

Come per il 2002, anche per il 2003 è stata assegnata ai clienti idonei la capacità disponibile per le importazioni e dagli impianti di produzione nazionale a prezzi incentivati ceduta alla rete e ritirata dal GRTN, ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99 sulla base delle regole definite dalle Istituzioni competenti.

Per quanto riguarda l'attività relativa al bilanciamento e lo scam-

bio l'attività di stipula dei contratti, avviata nel mese di maggio una volta completato il quadro regolamentare (approvazione da parte dell'Autorità dei contratti standard per il bilanciamento e lo scambio - deliberazioni 66/02 e 81/02) ha presentato una particolare complessità. L'attività gestionale, come anticipato nel precedente Rapporto annuale sulle attività 2001-2002, ha richiesto una serie di azioni per l'impostazione delle apparecchiature di metering e dei sistemi di gestione del settlement da parte degli operatori la cui messa a punto sconta i ritardi della definizione del quadro regolamentare avvenuta solo nel corso dell'anno 2002.

### 3.2.1 Le importazioni e l'allocazione al mercato libero della capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione

Per l'anno 2002, come descritto nel precedente Rapporto sulle attività 2001-2002, la capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione è stata assegnata su base annuale dal GRTN in applicazione della delibera dell'Autorità 301/01.

Nel corso dell'anno 2002, in applicazione della medesima delibera il Gestore della rete e il gestore della rete francese (Gestione de Transport de l'Electricité - RTE) hanno raggiunto un accordo per l'allocazione su base settimanale e giornaliera della capacità di trasporto non assegnata, non utilizzata e la capacità aggiuntiva che l'esercizio in tempo reale della rete rende disponibile nel corso dell'anno sulla frontiera italo-francese. Tale accordo, approvato dall'Autorità con la delibera 167/02, limitatamente al solo meccanismo giornaliero, è stato avviato a partire dall'ottobre 2002. Il meccanismo, gestito da RTE per conto dei due gestori di rete, prevede l'assegnazione pro-quota ai soggetti richiedenti della capacità di trasporto che si rende disponibile sulle linee di interconnessione dell'Italia con la Francia il giorno prima per il giorno dopo. Nonostante le ridotte quantità di capacità di trasporto disponibili su base giornaliera il meccanismo di allocazione giornaliera ha visto una larga partecipazione da parte degli operatori.

Nel corso dell'anno 2002 è entrato in esercizio il collegamento in corrente continua tra Italia e Grecia realizzando così la connessione tra la rete elettrica balcanica e la rete dell'Europa centro-occidentale, sino a oggi separate a causa dei danni riportati dai componenti di rete in seguito alla guerra del 1992.

Il GRTN, congiuntamente con il gestore di rete greco HTSO (Hellenic Transmission System Operator) ha provveduto ad allocare, sulla base di un accordo sottoscritto dai due gestori di rete e approvato dai rispettivi regolatori di settore, la capacità di trasporto disponibile sul nuovo collegamento in corrente continua pari a 150 MW in importazione dalla Grecia in Italia e 500 MW in esportazione dall'Italia verso la Grecia.

Detta capacità di trasporto è stata assegnata per due periodi distinti, dal 23 settembre al 31 novembre e dal 1° al 31 Dicembre 2002 mediante distinte procedure di assegnazione svoltesi rispettivamente nel mese di agosto e di novembre del 2002.

Nelle procedure di assegnazione la capacità di trasporto è stata assegnata ai soggetti richiedenti applicando un meccanismo di ripartizione pro-quota.

Per l'anno 2003 l'esecuzione di lavori per l'installazione di fibre ottiche ha comportato la parziale indisponibilità tecnica del collegamento nel periodo 1° gennaio-31 marzo 2003. Considerata la disponibilità del collegamento nelle sole ore notturne, nel mese di gennaio i due gestori di rete hanno utilizzato il cavo in corrente continua per esigenze di riserva e soccorso. Nel mese di febbraio l'Autorità ha autorizzato il GRTN ad assegnare, ai sensi della delibera 147/02, la capacità di trasporto disponibile nelle ore notturne. Detta capacità di trasporto è stata assegnata agli operatori per il periodo 24 febbraio-31 marzo 2003, utilizzando anche in questo caso un meccanismo di ripartizione pro-quota.

Per quanto riguarda la frontiera settentrionale, è continuata, nell'anno 2002, la proficua cooperazione tra il GRTN e i gestori di rete confinanti che ha consentito, grazie all'adeguamento di compo-

nenti limitanti localizzati internamente alla Rete di trasmissione nazionale e alla ridefinizione dei limiti invernali ed estivi di corrente degli elettrodotti, di aumentare il valore di NTC rispetto a quello dell'anno 2002.

Tale valore, pari a 6.300 MW nel periodo invernale (6.000 MW nel 2002) e 5.400 MW nel periodo estivo (5.300 MW nel 2002) consente di aumentare la consistenza di energia importabile in Italia a circa 53 miliardi di kWh (rispetto a 50,6 miliardi di kWh nel 2002) per un valore pari a circa il 16,6% del fabbisogno nazionale di energia elettrica. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera 190/02 ha disciplinato, alla fine dell'anno 2003, le modalità per l'allocazione dei diritti di capacità di trasporto disponibile sulla frontiera settentrionale per l'anno 2003, riservandosi di stabilire con successivo provvedimento le modalità di assegnazione per la capacità di trasporto disponibile sulla linea di interconnessione con la Grecia.

La delibera stabilisce che dei 6.300 MW di capacità di trasporto disponibili sull'interconnessione 2.100 MW (1.450 MW sulla frontiera francese e 650 MW sulla frontiera svizzera) sono destinati al mercato vincolato. Tale valore è costituito dalla potenza contrattuale dei contratti pluriennali di importazione precedentemente stipulati da Enel e da ulteriori 100 MW (50 MW sulla frontiera francese e 50 MW sulla frontiera svizzera) corrispondenti alla capacità di trasporto resasi disponibile sull'interconnessione per la scadenza, nell'anno 2002, di alcuni contratti pluriennali di importazione. Con la stessa delibera 190/02, l'Autorità conferma la capacità di trasporto riservata sull'interconnessione alla Corsica, la Repubblica di S. Marino e lo Stato Città del Vaticano; riserva, per il biennio 2003-2004, 500 MW a clienti interrompibili istantaneamente, in aggiunta rispetto ai 600 MW assegnati nel 2002 per il triennio 2002-2004; e prevede, infine, la possibilità che il Gestore della rete assegni, sulla frontiera slovena e per il solo anno 2003, ulteriore capacità di trasporto a clienti interrompibili istantaneamente. Si tratta di capacità di trasporto non garantita nella continuità di uti-

lizzo la cui determinazione viene demandata al GRTN. Quest'ultimo, mediante opportune simulazioni di rete, ha valutato in 100 MW la massima capacità di trasporto che, sperimentalmente per l'anno 2003, può essere incrementata sulla frontiera slovena ricevendo il mandato da parte dell'Autorità ad assegnare tale ulteriore capacità di trasporto.

La seguente tabella evidenzia, per gli anni 2002 e 2003, la massima capacità di trasporto ripartita per frontiera elettrica, la quota di capacità destinata ai clienti interrompibili e non e la quota le cui procedure di assegnazione sono state curate separatamente dai gestori confinanti.

	ANNO 2002					ANNO 2003				
	F	CH	A	SLO	Totale	F	CH	A	SLO	Totale
Frontiere elettriche										
Capacità complessiva	5400		220	380	<b>6000</b>	5700		220	380+100	<b>6300+100</b>
Di cui: al mercato libero	2653		220	380	<b>3253</b>	3453		220	380+100	<b>4053+100</b>
di cui										
Interrompibili	500		100		<b>600</b>	950		150+100		<b>1100+100</b>
Allocati dai gestori esteri	-	1000	110	190	<b>1300</b>	-	1200	110	190	<b>1500</b>
Non interrompibili	1153		10	190	<b>1353</b>	1303		10	140	<b>1453</b>

Circa le modalità di assegnazione della capacità disponibile l'indirizzo, ormai stabilizzato, dell'Autorità di regolazione prevede che ciascun Gestore di rete estero confinante assegni autonomamente, sulla frontiera di pertinenza, il 50% della capacità di trasporto disponibile per il mercato libero e che il GRTN, a sua volta, assegni il restante 50%. Tale modalità è stata seguita per tutte le frontiere a eccezione di quella francese. Difatti, la più stretta collaborazione tra gli organismi nazionali di regolazione settoriale, ha reso possibile un primo accordo quadro tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Commission de Régulation de l'Electricité (di seguito CRE) (delibera dell'AEEG 189/02). L'accordo prevede che la

massima capacità di trasporto disponibile sulla frontiera nord-ovest, il cui valore è riconosciuto reciprocamente, venga assegnata congiuntamente dal GRTN e da RTE. In seguito all'accordo tra i due regolatori, la delibera dell'Autorità 190/02 prevede che GRTN e RTE assegnino congiuntamente, per il 2003, la capacità di trasporto disponibile sulla frontiera franco-svizzera di loro diritto per il mercato libero, al netto delle quote di capacità riservate dall'Autorità di settore alla Corsica (55 MW), alla Città del Vaticano (50 MW), alla Repubblica di S. Marino (42 MW) e di 100 MW destinati al mercato vincolato. In definitiva viene ampliata da 1.653 MW nel 2002, a 2.245 MW per il 2003 l'area di libero scambio reciproco sulla frontiera nord-ovest.

Le procedure concorsuali per l'assegnazione si sono svolte nel mese di dicembre 2002 ed è stata assegnata prima la capacità produttiva riservata a clienti interrompibili istantanei corrispondenti a 500 MW sulla frontiera nord-ovest (Francia + Svizzera), 50 MW sulla frontiera slovena e 100 MW di ulteriore capacità non garantita sempre sulla frontiera slovena.

Successivamente sono stati assegnati a clienti idonei con due procedure concorsuali distinte: 1.303 MW sulla frontiera nord-ovest e 150 MW sulla frontiera nord-est (Austria + Slovenia).

Il 2003 dovrebbe classificarsi come l'anno che farà registrare la punta storica di importazioni di energia elettrica in Italia, attestandosi a quota 53 TWh (16,6% della richiesta nazionale prevista per il 2003, di cui 16 TWh da contratti pluriennali esistenti e da nuova riassegnazione ai contratti per il mercato vincolato di ulteriori 100 MW).

Il GRTN, anche se in quantità sempre più contenuta nel corso dell'anno, ha proseguito nella sua attività di acquisto giornaliero (spot) all'estero sulla base di una manifestazione di offerta e di domanda mensile a priori con indicazione di prezzo da parte di operatori del mercato libero nazionale e di vendita per assegnazione mensile a consuntivo.

Per l'importazione di energia elettrica c.d. spot il GRTN ha impiegato la capacità di interconnessione che, nel corso dell'anno, si è resa utilizzabile sulle varie frontiere in maniera non prevedibile e discontinua e in eccesso rispetto alla capacità utilizzata dagli assegnatari.

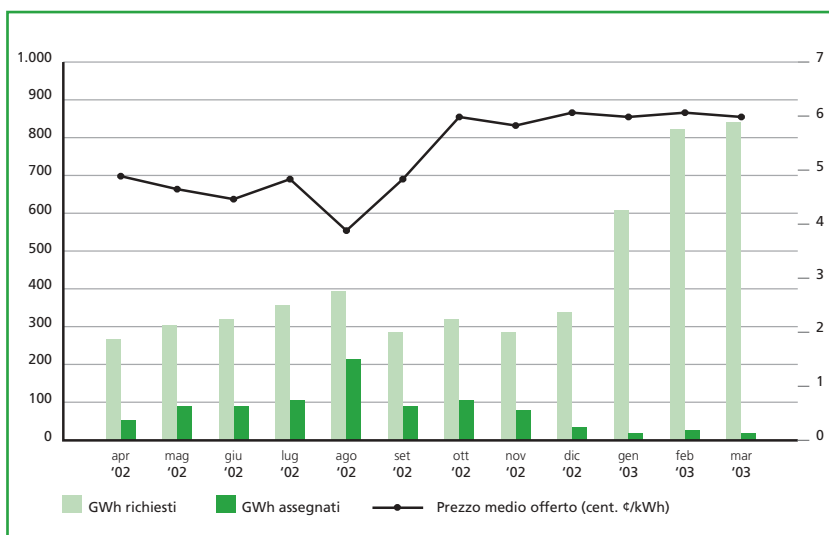
L'assegnazione sul mercato libero dell'energia così importata senza garanzia di fornitura è stata riservata ai titolari di contratti di bilanciamento al fine di compensare gli eventuali deficit di energia sui contratti di scambio.

A fronte di una richiesta per 3.995 GWh nell'anno 2002, sono stati acquistati e quindi collocati solo 1.034 GWh, a un prezzo medio annuo di 4,9 centesimi di Euro/kWh.

L'attività sta proseguendo nel corso del 2003 e nei mesi di gennaio, febbraio e marzo sono state effettuate ulteriori assegnazioni in cui, a fronte di 2.200 GWh richiesti, si sono resi disponibili da acquisti spot dall'estero e riposizionati sul mercato libero soltanto 56 GWh, soddisfacendo solo in minima parte le richieste ricevute.

Il seguente grafico illustra l'andamento dei prezzi e delle quantità delle assegnazioni mensili di energia acquistata dall'estero per fini di riconciliazione nel periodo aprile 2002-marzo 2003.

### Assegnazione mensile di energia acquistata sul mercato spot





### 3.2.2 L'energia prodotta da impianti CIP 6 acquistata dal Gestore e ceduta al mercato libero

La disponibilità dell'energia elettrica prodotta da impianti a prezzi incentivati (c.d. impianti CIP 6) e a prezzi regolati dall'AEEG ceduta alla rete e acquistata dal GRTN ha raggiunto, a fine 2002, i 54,1 TWh, di cui 39 TWh sono stati collocati dal GRTN sul mercato libero in base alle modalità previste dal D.M. 10 dicembre 2001 e alle procedure concorsuali fissate dall'AEEG con la delibera 308/01. Questa quota insieme a quella relativa all'import dall'estero di 31 TWh ha superato la soglia del 75% dell'offerta trattata sul libero; la produzione nazionale ha inciso solo per il restante 25%, se si escludono gli altri 21 TWh prodotti per l'autoconsumo, che quindi non hanno influito direttamente sulla formazione del prezzo dei contratti bilaterali nel mercato libero.

Per l'anno 2003 modalità e condizioni per la cessione al mercato libero della capacità produttiva, fermo restando quanto previsto dal D.M. 21 novembre 2000, sono stabilite dal decreto del Ministro delle Attività Produttive del 22 novembre 2002. Quest'ultimo stabilisce che una quota della capacità produttiva, pari a 1.000 MW, venga assegnata, mediante procedure concorsuali, a clienti idonei disposti a interruzioni della fornitura dell'energia elettrica con un preavviso che va dai 15 minuti alle 24 ore e stabilisce l'assegnazione, in via sperimentale, di 400 MW a clienti idonei il cui consumo è per almeno il 50% del totale nelle cosiddette ore vuote (ore di Fascia F4 ai sensi del Provv. CIP 45/90) e che si impegnino ad aumentare tale percentuale nel 2003 almeno sino al 55%.

Le procedure di assegnazione per le tre distinte tipologie di clienti idonei (interrompibili con preavviso, con consumi prevalenti in fascia F4 e idonei) sono svolte dal Gestore della rete in base al rialzo su un prezzo base d'asta fissato dal medesimo D.M. 22 novembre 2002.

L'allegato A alla delibera dell'Autorità 204/02 disciplina le modalità per lo svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione dell'energia c.d. CIP 6 al mercato libero per l'anno 2003.

La delibera stabilisce che il Gestore della rete, dopo aver definito la capacità produttiva assegnabile per l'anno 2003, provveda ad assegnare una quota pari a 200 MW su base mensile a clienti idonei e il resto della capacità produttiva su base annuale riservando, seguendo le disposizioni del Decreto ministeriale, 1.000 MW a clienti interrompibili con preavviso, 400 MW a clienti idonei con consumi prevalenti in fascia F4.

La capacità produttiva disponibile è assegnata sulla base dell'ordine decrescente dei prezzi offerti da parte dei soggetti ammessi alla procedura mediante una o più proposte irrevocabili di acquisto ai sensi dell'art. 1329 del codice civile.

Contrariamente a quanto disciplinato nelle procedure di assegnazione svoltesi negli anni precedenti, l'Autorità non ha introdotto tetti antitrust ma ha previsto che la capacità produttiva richiesta per ciascuna proposta irrevocabile d'acquisto non debba essere superiore al 10% della capacità disponibile per l'assegnazione e che, in tal caso, il prezzo esposto per ciascuna proposta irrevocabile di acquisto debba differire di almeno 0,025 centesimi di Euro/kWh.

Le procedure di assegnazione della capacità produttiva, come previsti dall'Allegato A alla delibera 204/02, hanno avuto luogo in sequenza nel mese di gennaio 2003.

Dalla prima asta (1.000 MW), quella per la clientela interrompibile con preavviso, sono risultati 47 assegnatari con una massimo di concentrazione del 12% (2,6% sul totale CIP 6 collocato) sul volume totale. Dalla seconda asta (400 MW), riservata agli operatori con onda di carico giornaliero praticamente piatta, ne sono risultati 35 con una quota massima di concentrazione del 13,5% (1,2% sul totale CIP 6 collocato). Infine dalla terza asta (3.000 MW), aperta a tutta la clientela idonea, sono stati soddisfatti 43 operatori con un aggregato massimo del 20% (13% sul totale CIP 6 collocato).

Si sono svolte, invece, nei mesi di gennaio e febbraio 2003 le prime quattro aste mensili (200 MW) che si sono concluse, nella maggior parte dei casi, a favore di un unico grossista.

La seguente tabella sintetizza i risultati delle diverse procedure di assegnazione, riportando le quantità assegnate e i prezzi di assegnazione.

### Riepilogo dei prezzi di assegnazione della capacità disponibile prodotta da impianti "incentivati" di cui all'art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per l'anno 2003

Procedure concorsuali	Potenza assegnata (MW)	Prezzo base di assegnazione				Prezzo medio ponderato di assegnazione		Prezzo minimo di assegnazione		Prezzo massimo di assegnazione	
		Prezzo base	Comp. variab.	Comp. Am	Totale	Totale	Var %	Totale	Var %	Totale	Var %
		d'asta (0,659*Ct)									
		cts €/kWh	cts €/kWh	cts €/kWh	cts €/kWh	cts €/kWh	%	cts €/kWh	%	cts €/kWh	%
Clienti interrompibili con preavviso	1.000	1,8000	2,7059	1,0000	4,5059	4,8927	8,6%	4,7561	5,6%	5,1140	13,5%
Clienti con consumi prevalenti in fascia F4	400	1,9800	2,7059	1,0000	4,6859	5,2539	12,1%	5,1959	10,9%	5,4228	15,7%
Clienti idonei non disponibili a distacchi di carico (bande annuali)	3.000	2,4300	2,7059	1,0000	5,1359	5,2715	2,6%	5,2314	1,9%	5,4458	6,0%
Clienti idonei non disponibili a distacchi di carico (bande mensili - gen. 2003)	200	2,4300	2,7059	1,2750	5,8041	6,1909	6,7%	6,1552	6,0%	6,2669	8,0%
Clienti idonei non disponibili a distacchi di carico (bande mensili - feb. 2003)	200	2,4300	2,7059	1,2444	5,7297	6,1018	6,5%	6,0725	6,0%	6,1220	6,8%
Clienti idonei non disponibili a distacchi di carico (bande mensili - mar. 2003)	200	2,4300	2,7059	1,2031	5,6294	6,0438	7,4%	6,0423	7,3%	6,0513	7,5%
Clienti idonei non disponibili a distacchi di carico (bande mensili - apr. 2003)	200	2,4300	2,7059	0,8257	4,7123	5,1575	9,4%	5,1575	9,4%	5,1575	9,4%

Nota: la previsione è effettuata utilizzando il valore del Ct valido per i primi tre mesi dell'anno 2003 (4,106 cts\_/kWh).

L'energia non allocata mediante le procedure concorsuali, pari alla differenza tra l'energia prodotta stimata per il 2003 (circa 55 TWh) e l'energia allocata al mercato libero (40 TWh) viene ceduta

dal GRTN all'Enel Distribuzione Spa, che acquista per conto di Enel Spa, in qualità di soggetto responsabile per la copertura del mercato vincolato (art. 4, comma 8 del D.lgs. 79/99) ai prezzi riconosciuti per il mercato vincolato.

Il differenziale tra costi sostenuti dal GRTN per il ritiro (a prezzi "incentivati") dell'energia prodotta dagli impianti di cui all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99 e i ricavi derivanti dalla cessione al mercato libero (ai prezzi di assegnazione derivanti dalle procedure concorsuali) e al mercato vincolato (a prezzo amministrato dell'energia) saranno coperti dalla componente A3 della tariffa elettrica.

### **3.3 Dinamiche della domanda e dell'offerta di energia sul mercato libero**

La domanda trattata sul mercato libero nazionale è andata espandendosi progressivamente nel triennio 2001-2003 con una crescita media del 13,5% annuo, a seguito del progressivo abbassamento della soglia di idoneità per l'accesso, che a partire dai 30 GWh di consumo annuo del 1999 si è ridotta ai 9 GWh del 2002 e dal 2003 scenderà a 0,1 GWh, aprendo non solo tutto il segmento delle PMI, ma soprattutto la grande massa del terziario avanzato e del commercio e buona parte del domestico con impegno di potenza medio-alto (sopra 10 kW). L'analisi retrospettiva evidenzia il costante allargamento del perimetro della quota dei consumi dei clienti idonei passata da 46,1 TWh nel 2000, a 75,5 TWh nel 2001, fino a raggiungere i 95 TWh nel 2002. Il 2003 potrebbe rappresentare l'anno cruciale per il completamento del processo di apertura del mercato, per il momento la stima più probabile del volume d'offerta di domanda sul libero con soglia a 0,1 GWh/a porta a circa 110 TWh, scontando un margine di inerzia fisiologica al passaggio nel libero, in corso d'anno, da parte dei nuovi entranti.

Un'analisi comparata sullo stato di avanzamento della liberalizzazione nell'UE (sulla base del 2° benchmarking elaborato dalla Commissione a fine 2002) mostra l'Italia in una posizione avanzata nel percorso di recepimento e implementazione della liberalizzazione. Sulla carta, quindi, il mercato elettrico italiano risulta in una fase avanzata di apertura. Questo risultato, tuttavia, contrasta con un ulteriore indicatore del grado di concorrenza, quello del livello dei prezzi che risultano sul mercato italiano più alti della media europea e in crescita da un anno all'altro sia per i clienti idonei, sia per quelli vincolati. Buona parte della clientela idonea (più del 50% nell'industria e il 100% nel terziario) ha cambiato più di una volta il fornitore con la speranza di abbattere i costi della fornitura, ma i risultati sono stati effimeri in termini di abbattimento dei prezzi, pur se con gli anni certe posizioni dominanti sul libero sono andate scemando.

La riflessione finale della Commissione su questa fase del processo di apertura dei mercati energetici si concentra sulla considerazione generale che il grado di apertura (soglia di idoneità) non risulta sufficiente ad abbattere i prezzi, se non si crea un quadro di regole stringente e certo al fine sia di determinare la separazione strutturale e contabile delle fasi salienti del processo (approvvigionamento primario, produzione, trasmissione e distribuzione, vendita), sia di garantire il corretto formarsi dei prezzi attraverso il sistema delle offerte. Un ulteriore aspetto di interesse nell'analisi sul grado di liberalizzazione della Commissione è quello sulla sicurezza e sulla integrazione fisica delle reti europee per la sicurezza della fornitura nell'UE.

### **3.4 Contratti di bilanciamento e scambio nel periodo transitorio e attività propedeutiche al dispacciamento di merito economico**

Il 2002 avrebbe dovuto essere l'anno di preludio e di preparazione degli operatori al meccanismo del sistema delle offerte, previsto dal modello della borsa dell'energia elettrica. A tal fine l'Autorità

ha individuato un periodo transitorio per la regolazione delle transazioni e il funzionamento del mercato libero nel sistema elettrico nazionale (delibera 317/01 modificata e integrata dalla delibera 36/02). Inoltre è stato semplificato il complesso problema del calcolo dei corrispettivi di trasporto introdotto dalla delibera 13/99 riportandolo a uno schema tariffario semplificato e armonizzato per i clienti del mercato libero e del mercato vincolato (Testo Integrato allegato alla delibera 228/01). Le condizioni di regolazione dei servizi per l'erogazione del dispacciamento nel periodo transitorio, inoltre, demandano al GRTN le competenze di gestione delle attività di bilanciamento per punti di immissione e prelievo, cioè la gestione delle risorse necessarie a mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel sistema (inclusa la riserva) e di scambio dell'energia elettrica, cioè l'attività di compensazione, su base bimestrale, delle differenze tra l'energia immessa e prelevata dai soggetti che hanno stipulato contratti bilaterali.

Nel corso dell'anno 2002 il Gestore della rete ha provveduto a stipulare con gli operatori del mercato libero i contratti di bilanciamento per punti di immissione e prelievo e i contratti di scambio dell'energia elettrica.

I contratti tipo sono stati messi a punto dal GRTN e approvati dall'Autorità con le delibere 66/02 e 81/02 pubblicate rispettivamente il 18 aprile e il 2 maggio 2002. Di conseguenza la stipula dei contratti (con valenza retroattiva primo gennaio 2002) è stata avviata dal GRTN nel mese di maggio, invitando gli operatori, mediante avviso pubblicato sul sito internet, a formulare le richieste di sottoscrizione dei contratti di bilanciamento e di scambio.

Per quanto riguarda l'attività relativa alla gestione dei contratti di bilanciamento e scambio il Gestore della rete ha messo a punto, nel corso dell'anno 2002, le procedure informatiche necessarie per la contabilizzazione e la fatturazione dei corrispettivi. Come riportato nelle premesse dette procedure sono state messe a

punto solo alla fine dell'anno 2002 a valle del completamento del quadro regolamentare relativo ai contratti di bilanciamento e scambio.

Parallelamente all'attuazione dei meccanismi di gestione delle risorse per il dispacciamento nel periodo transitorio, attraverso i contratti di bilanciamento e scambio è proseguita l'attività per la predisposizione delle procedure informatiche necessarie per l'attività del dispacciamento nel periodo a regime, ovvero con l'operatività del sistema delle offerte nei mercati dei servizi per il dispacciamento. Detta attività è descritta nei paragrafi che seguono.

#### 3.4.1 Registro delle unità di produzione e consumo

Al fine di assicurare agli utenti una maggiore sicurezza nella fase di accesso al mercato e una gestione più efficace delle procedure disponibili via Web, il GRTN ha messo a punto un procedimento ad hoc di qualificazione degli operatori elettrici italiani ed esteri, al termine del quale ogni soggetto richiedente viene catalogato all'interno del "Data Base Sistema Dati Comune" e abilitato ad accedere alle procedure informatiche, affini alle sue possibili azioni sul mercato, tramite il rilascio di un "Certificato Digitale".

Il processo prevede la compilazione di una scheda-richiesta (direttamente da parte dell'operatore interessato, o da un soggetto da questi delegato) e la presentazione della documentazione conforme alle procedure per le quali è richiesto l'accesso.

Dopo avere accertato l'idoneità del soggetto richiedente, il GRTN lo inserisce nel "Registro Operatori", ne esporta i dati nel sistema di dati comune, che assegna un codice identificativo unico per tutto il sistema e gli rilascia un certificato digitale, che permetterà di identificarlo in modo certo e sicuro, limitandogli l'accesso ai soli archivi per i quali è stato riconosciuto idoneo a operare.

Il richiedente può verificare, consultando via Web il registro degli operatori: il suo stato di qualificazione; i suoi dati anagrafici; le procedure a cui ha accesso; gli operatori per i quali è stato delegato a operare.

Il GRTN è responsabile della costruzione e della gestione degli archivi delle unità di produzione e di consumo che partecipano ai mercati dell'energia e dei servizi.

In questi archivi sono contenute tutte le informazioni di carattere tecnico-commerciale degli impianti associati alle singole unità necessari al GRTN, per valutare la loro idoneità a partecipare ai diversi mercati.

Per l'acquisizione e la gestione dei dati degli operatori elettrici, il GRTN ha messo a punto una procedura informatica, costituita da maschere accessibili agli utenti via web, che è capace di acquisire tutte le informazioni esogene necessarie e, dopo che il GRTN le ha validate, le condivide con la piattaforma informatica del GME, ai fini della verifica di congruità tecnico-finanziaria delle offerte presentate sui mercati.

Inoltre nella procedura informatica sono stati implementati tutti i moduli necessari per supportare gli operatori del GRTN, responsabili del rilascio dell'idoneità alle unità.

È importante sottolineare l'elevato valore aggiunto della procedura, in termini di raccolta delle informazioni indispensabili per garantire il buon funzionamento del mercato e la loro fruibilità per tutte le attività di sostegno agli operatori e ai gestori. L'utilizzo del sistema informatizzato da parte degli operatori elettrici è stato anticipato rispetto alla data di effettivo avvio del mercato elettrico, per la parte riguardante il caricamento dei registri delle unità di produzione con potenza installata >10 MVA. La predisposizione di un archivio generale, che contenga informazioni complete e attendibili di tutti i punti di prelievo e di immissione da parte degli operatori e delle unità di produzione e di consumo



nel mercato libero italiano, è una condizione essenziale per l'avvio del mercato elettrico.

### 3.4.2 Metering

Un altro elemento di estrema importanza per la gestione tecnico-commerciale dei contratti è la disponibilità di un sistema di misura e la sua flessibilità di risposta all'evoluzione delle regole tecniche e ai criteri di fissazione dei prezzi che governano il sistema degli scambi.

Nel corso dell'anno 2002, è entrato in esercizio il SAPR (Sistema di Acquisizione Principale), sistema che permette di acquisire, convalidare, elaborare e mettere a disposizione sul portale internet tutte le misure dell'energia elettrica scambiata sulla RTN di competenza GRTN.

L'acquisizione delle misure avviene:

- in maniera diretta per quanto riguarda l'energia immessa in rete dagli impianti di produzione allacciati alla Rete di trasmissione nazionale, attraverso la telelettura dei contatori di proprietà del produttore stesso. Le misure "grezze" vengono poi convalidate ed elaborate dal SAPR. È possibile ricostruire eventuali "buchi" di energia e applicare formule complesse che permettono di aggregare le misure e compensare le perdite in maniera tale da riportare tali misure al punto di scambio (energia netta immessa in rete). Nel corso dell'anno sono stati fatti molteplici incontri con i maggiori produttori per concordare i dati anagrafici necessari per l'acquisizione delle curve di carico, le formule e le perdite da applicare per il calcolo delle energie nette scambiate al punto di scambio (concetto di Punti di Scambio Virtuale);
- in maniera indiretta per le misure gestite dai distributori, con acquisizione delle misure via internet tramite file XML, garantendo la sicurezza dei dati grazie al pacchetto BDE. Questa seconda modalità di acquisizione delle misure mette in collo-

quio il SAPR con i SAS (Sistemi di Acquisizione Secondari) dei distributori; le curve di carico vengono acquisite dal SAPR già convalidate ed eventualmente elaborate dal Distributore, che ne è il responsabile in base a quanto previsto dal Testo Integrato allegato alla delibera dell'Autorità 228/01. Nel corso dell'anno 2002 sono stati fatti molteplici incontri con i distributori per concordare i dati anagrafici necessari per l'acquisizione delle curve di carico e per concordare l'esatta modalità di acquisizione delle misure.

### 3.4.3 Procedure per la gestione dei contratti

Nel corso dell'anno 2002 il Gestore della rete ha messo a punto le procedure informatiche per la gestione dei contratti di bilanciamento e scambio.

Nello stesso periodo sono state implementate le procedure informatiche per la fatturazione del corrispettivo di trasporto a carico dei distributori direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale e a carico dei produttori di energia elettrica.

I dati necessari per la fatturazione sono forniti dagli operatori (distributori e produttori di energia elettrica) mediante delle opportune maschere predisposte sul sito web del GRTN.

Per l'energia acquistata dal GRTN ai sensi dell'articolo 3.12 del D.lgs. 79/99 la fatturazione del corrispettivo di trasporto ai produttori avviene contestualmente all'emissione del benestare al pagamento dell'energia acquistata dal GRTN.

Nel corso dell'anno 2002 il Gestore della rete ha, infine, messo a punto, in previsione dell'avvio del sistema delle offerte previsto dall'art. 5 del D.lgs. 79/99, le procedure informatiche per il calcolo delle partite economiche relative alla risoluzione delle congestioni, al servizio di bilanciamento e all'acquisizione dei servizi di riserva.

### 3.5 Altre attività

Di seguito vengono illustrate altre attività svolte dal GRTN, funzionali alla liberalizzazione del mercato elettrico e, in particolare, le attività di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili, la gestione dei certificati verdi e l'attività, svolta congiuntamente a gestori di rete europei in sede all'ETSO, per il raggiungimento di un accordo sui corrispettivi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti transfrontaliere. Vengono, infine, segnalate alcune nuove attività intraprese dal GRTN nel corso del periodo di riferimento del Rapporto.

#### 3.5.1 Qualificazione degli impianti e procedura per la gestione del mercato dei certificati verdi

Il Ministero dell'Industria ha emesso, in data 11 novembre 1999, il Decreto recante " Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili", e successivamente, il MAP ha emesso, in data 18 marzo 2002, il Decreto "Modifiche e integrazioni al Decreto 11 novembre 1999 del MICA".

In particolare i due suddetti Decreti assegnano al GRTN il compito tecnico di qualificare gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, dopo il 1° aprile 1999, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, rifacimento parziale e riattivazione, e il successivo compito commerciale di rilasciare i certificati verdi, in proporzione all'energia prodotta. Sulla base delle novità introdotte dal Decreto MAP 18 marzo 2002, è stata rivista e aggiornata la precedente procedura tecnica di qualificazione del GRTN. La nuova procedura è stata pubblicata sul sito internet del GRTN, nel mese di novembre 2002, sotto la voce "Impianti alimentati da fonti rinnovabili".

In particolare la nuova procedura riporta in modo articolato le modalità tecniche per individuare la producibilità che ha diritto al rilascio dei certificati verdi per impianti idroelettrici e geotermoelettrici parzialmente rifatti e per impianti di co-combustione,

insieme ad altre indicazioni per la verifica di specifici interventi progettuali.

La procedura prevede la formulazione al GRTN della domanda di qualifica di Impianto Alimentato a Fonte Rinnovabile (IAFR), alla quale devono essere allegati i principali dati tecnici e documentali caratteristici dell'intervento.

Nel dettaglio l'attività operativa di qualifica IAFR, nel corso dell'anno 2002, ha comportato:

- l'aggiornamento del sistema informativo per la gestione del processo di qualificazione IAFR, necessario per alimentare la successiva procedura utilizzata per l'emissione e la gestione dei CV, per tenere conto delle importanti novità introdotte dal Decreto MAP 18 marzo 2002;
- l'esame di 253 domande di qualifica;
- decine di incontri presso la sede del GRTN, richiesti dai proprietari degli impianti, per fornire chiarimenti in merito all'istruttoria di qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili IAFR;
- alcune decine di sopralluoghi, ritenuti necessari per il riscontro in sito degli interventi presentati nelle domande di qualifica.

La situazione complessiva degli impianti qualificati IAFR dal GRTN, al 31 dicembre 2002, è la seguente:

- sono stati qualificati IAFR in totale 340 impianti alimentati da fonti rinnovabili IAFR di cui 215 in esercizio e 125 in progetto;
- i 215 impianti in esercizio qualificati IAFR si suddividono, rispetto alla tipologia di produzione: 65% idroelettrici, 23% rifiuti e prodotti vegetali, 10% eolici e il restante 2% tra solari e geotermici;
- la producibilità annua qualificata in esercizio, è pari a circa 2,6 TWh; questa si suddivide, rispetto alla tipologia di produzione: 50% da rifiuti e prodotti vegetali, 28% da idroelettrico, 10% da eolico e il 2% da geotermico.

La Commissione di Qualificazione, nel corso dell'anno 2002, ha fornito collaborazione al MAP, all'AEEG e al Ministero dell'Ambiente per la risoluzione dei problemi dei rifacimenti parziali idroelettrici

e geotermoelettrici. In particolare il GRTN ha sviluppato una specifica tecnica sui criteri da adottare per il riconoscimento dei rifacimenti parziali degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici che permettono, utilizzando un approccio tecnico-economico, di riconoscere al rifacimento parziale di un impianto idroelettrico oppure geotermoelettrico, una quota parte di certificati verdi, proporzionale agli interventi effettivamente realizzati sulle opere degli impianti stessi. Tali criteri sono stati poi utilizzati, come allegato tecnico, al citato Decreto 18 marzo 2002, per il riconoscimento dei rifacimenti parziali idroelettrici e geotermoelettrici.

Sempre nell'ambito della Commissione di Qualificazione è stata sviluppata anche l'attività di certificazione di provenienza dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, definita all'art. 5, comma 9 del Decreto 11 novembre 1999. Nell'anno 2002 sono stati identificati 113 impianti con una produzione annua dichiarata di 0,9 TWh. Il D.lgs. 79/99 indica che l'energia elettrica prodotta mediante impianti di cogenerazione, deve avere priorità di utilizzazione e gli impianti che la producono sono esenti dall'acquisto di certificati verdi. L'AEEG e il GRTN sono responsabili dell'applicazione di tale indicazione. L'AEEG ha, in particolare, la responsabilità di fissare le condizioni affinché la produzione combinata di energia elettrica e calore possa definirsi di cogenerazione e, a tal fine, ha approvato la delibera 42/02, in cui ha determinato le condizioni tecniche e le caratteristiche di produzione necessarie a classificare gli impianti di cogenerazione. Il GRTN è stato incaricato dalla stessa delibera di verificare il rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità attraverso l'esame delle caratteristiche tecniche degli impianti, dichiarate dai titolari. Queste caratteristiche sono: lo schema di funzionamento, le taglie del macchinario, i metodi di misura del calore impiegati e altre ancora. Le dichiarazioni pervenute al GRTN nel 2002 sono state circa 190 e descrivono, per la prima volta, un insieme coerente del parco di cogenerazione italiano.

Con riferimento alle attività di gestione del sistema per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili attraverso i

certificati verdi, il GRTN in un primo tempo qualifica gli impianti a fonti rinnovabili che, ai sensi della normativa vigente, possono chiedere anno per anno al GRTN i certificati verdi per i primi otto anni di funzionamento dell'impianto; ed emette in un secondo tempo i certificati richiesti sulla base della produzione stimata (producibilità a preventivo) o effettiva (produzione a consuntivo dell'anno prima) degli impianti, registra le transazioni di acquisto e vendita sul mercato, acquisisce e controlla le autocertificazioni degli operatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV e infine verifica annualmente l'adempimento all'obbligo, annulla i relativi CV, salda con auto emissione di CV gli eventuali disavanzi di mercato e trasmette all'AEEG la situazione di chiusura con l'indicazione dei soggetti renitenti.

Nell'esercizio delle proprie funzioni, il Gestore ha emesso a preventivo per l'anno 2002, sulla base della produzione attesa degli impianti, circa 6.000 certificati verdi a favore di operatori titolari di impianti a fonti rinnovabili qualificati, corrispondenti in termini di energia a 600 GWh (0,6 TWh).

Sempre per l'anno 2002 la domanda di CV, calcolata in base alle autocertificazioni, prodotte dagli operatori al GRTN, relative all'energia prodotta all'interno o prodotta e importata dall'estero da fonti non rinnovabili nel corso del 2002, ammonta a circa 3,6 TWh. La quota residua di domanda non coperta dall'offerta degli impianti privati, verrà collocata sul mercato dal GRTN, che emetterà a proprio favore una quota di CV, corrispondente all'energia prodotta da impianti rinnovabili CIP 6, entrati in servizio dopo il marzo 1999.

All'inizio del 2002 il GRTN, sulla base della differenza dei costi e ricavi derivanti dalla compravendita dell'energia CIP 6, prodotta da impianti del pacchetto detto, ha calcolato e pubblicato sul proprio sito internet il prezzo di offerta dei propri certificati verdi, pari (per il 2002) a 8,418 eurocent al kWh (circa 163 lire).

Questo prezzo, per il 2002, funge da calmiera per la compravendita di CV sul mercato.

Durante il 2002 il GRTN ha, anche, predisposto e messo a disposizione degli operatori un portale ad accesso riservato, organizzato con

il criterio di web banking, che consente agli stessi di visionare in tempo reale il proprio "conto proprietà" (il "conto corrente" dove vengono depositati i certificati verdi), ove viene esplicitato il saldo di CV in loro possesso e il dettaglio di tutte le transazioni effettuate sul conto (emissione da parte del GRTN, transazioni, ecc.).

Il portale consente inoltre di richiedere al GRTN di trasferire certificati verdi da un conto a un altro in seguito a transazioni bilaterali di acquisto e vendita di CV o da indicazioni del GME come esito delle sessioni del mercato organizzato, nonché produrre al Gestore, per l'annullamento, il quantitativo di certificati verdi corrispondente al proprio obbligo di acquisto.

Nel corso del 2002, sono stati trasferiti tramite transazioni bilaterali circa 5.800 certificati verdi.

In seguito all'approvazione del D.M. 14 marzo 2003 (Cfr. capitolo 5), il GME ha organizzato la contrattazione dei CV prevedendo apposite sessioni di mercato per il periodo marzo-agosto 2003. In queste sessioni il GRTN ha venduto n. 23.259 certificati verdi per un controvalore di circa 235 milioni di Euro comprensivo di IVA.

### 3.5.2 L'Accordo ETSO in materia di Cross Border Tariff

L'armonizzazione delle condizioni di accesso alle reti per favorire gli scambi transfrontalieri di energia elettrica rappresenta un obiettivo fondamentale per la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica in Europa.

Per favorire questo processo nell'ambito del Forum di Firenze, istituito su proposta della Commissione Europea, l'ETSO, l'Associazione Europea dei Gestori di rete (Cfr. capitolo 6), ha promosso la sottoscrizione di un accordo multilaterale tra i TSOs per addivenire all'approvazione di un meccanismo di definizione delle tariffe transfrontaliere di energia elettrica, che verrà istituzionalizzato con l'entrata in vigore del Regolamento comunitario in corso di approvazione a Bruxelles (Cfr. capitolo 5).

In attesa della soluzione a regime, l'ETSO ha individuato una soluzione transitoria in materia di tariffe per gli scambi transfrontalieri. In particolare, sono stato raggiunti risultati importanti nel febbraio 2002, con la conclusione di un accordo, il cosiddetto accordo CBT (Cross Border Tariff) siglato, in ambito ETSO, da Italia, Austria, Belgio, Francia, Germania, Olanda, Portogallo, Spagna, Svizzera, in vigore dal primo marzo (l'Austria è subentrata dal 1° maggio) al 31 dicembre dello stesso anno - con scopo di favorire il processo di liberalizzazione del mercato elettrico garantendo allo stesso tempo ai gestori una "remunerazione" proporzionale alla parte di rete di trasmissione nazionale interessata dagli scambi internazionali (cd. *Horizontal Network*) di loro competenza.

Dal primo gennaio 2003, e sempre con validità annuale, è entrato in vigore un secondo accordo CBT al quale hanno aderito anche tre nuovi firmatari: Lussemburgo, Slovenia e Repubblica Ceca e che, inoltre, dà a Grecia, Ungheria, Polonia e Slovacchia la possibilità di entrarne a far parte dal mese di luglio.

Alla base del meccanismo di funzionamento c'è la definizione di un fondo corrispondente al costo complessivo "stimato" per la remunerazione dell'*Horizontal Network* sulla base dei volumi di traffico relativi all'annualità precedente. Calcolati *ex post* i costi effettivi sulla rete di trasmissione in base ai flussi reali, il fondo opera come meccanismo di "compensazione" tra i diversi gestori di rete.

Esso è diviso in due parti: la prima "alimentata" dalle tariffe imposte da ogni gestore di rete ai propri esportatori e pari a 0,5\_/MWh per il 2003 (nel 2002 la tariffa era di 1\_/MWh), la seconda coperta da ciascun gestore di rete mediante la "socializzazione" dei costi e, quindi, l'imputazione alla tariffa di trasmissione.

Lo schema adottato ha confermato la regola, introdotta nel 2002, della tariffa unica a livello europeo (c.d. Francobollo energetico) per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Scopo della tariffa unica è evitare che l'energia importata paghi i singoli costi di attraversamento previsti nei diversi paesi e prescindendo dal numero dei paesi attraversati.



Entrambi gli accordi CBT hanno definito, quindi, un criterio di compensazione tra i gestori di rete di carattere transitorio che potrà fornire un valido supporto alla Commissione nella scelta di un meccanismo applicabile a tutti gli Stati membri, in vista dell'adozione del regolamento sulle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di elettricità. In tale contesto, il GRTN, all'interno di ETSO, sta contribuendo all'elaborazione di una proposta per un metodo definitivo che, una volta approvato dalla Commissione UE e dal CEER, dovrebbe entrare in vigore il 1 gennaio 2004.

### 3.5.3 Nuove attività

Le attività di gestione della RTN e dei servizi offerti dalla stessa ha creato professionalità e conoscenze specifiche che possono essere utilizzate dal GRTN per svolgere altre attività di natura commerciale senza snaturare il core business ma anzi valorizzandolo grazie all'apporto di cofinanziamenti esterni attivati attraverso l'adesione a specifici progetti. Interessanti, a tal fine, sono i progetti e i fondi disponibili in sede comunitaria. Partecipando alle opportunità offerte in ambito europeo e alla luce delle proprie competenze, il GRTN ha avviato in via transitoria alcune attività che nel corso dell'anno 2002 hanno assunto una loro caratterizzazione nell'ambito delle altre attività di natura commerciale.

Tra le attività avviate dal GRTN si segnalano in particolare le seguenti:

- il sistema RECS per la promozione di un mercato volontario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- il progetto di cooperazione con la Lituania sulla regolazione del mercato dell'energia;
- il progetto di formazione specialistica in Management Energetico Elettrico e Territoriale (MEET) finalizzato a creare esperti in pianificazione energetico elettrica e territoriale.

Il GRTN partecipa con i maggiori operatori nazionali e le associazioni di settore al progetto europeo RECS (Renewable Energy Certification System), un sistema di certificazione condiviso a livello internazionale, ormai operativo dopo una fase di sperimentazione conclusasi il 31 dicembre 2002, e volto alla promozione del mercato volontario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il certificato RECS (della taglia di 1 MWh) rappresenta, infatti, la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e la sua emissione, da parte di soggetti competenti, ne consente lo scambio a livello transnazionale anche separatamente dall'energia elettrica cui il certificato fa riferimento.

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale è l'organismo di emissione per Italia, e il suo Amministratore Delegato, è stato nominato Presidente pro-tempore dell'Associazione degli Issuing Bodies (AIB) con sede a Brussels cui aderiscono tutti gli organismi di emissione.

Al sistema che conta a oggi 14 milioni di certificati emessi e 5 milioni di certificati annullati, partecipano più di 170 utilities e imprese energetiche. Per quanto riguarda il mercato italiano, sono stati iscritti 14 impianti (eolici, geotermoelettrici e idroelettrici) e sono stati emessi più di 300.000 certificati al 31 gennaio 2003.

Il GRTN ha iniziato a seguire fin dal 1999 il progetto RECS contribuendo in modo attivo alla stesura della regolamentazione interna vigente e impegnandosi in un'attività, a carattere sia internazionale sia italiano, con una valenza sia operativa (attività di emissione, trasferimento e annullamento dei certificati), sia strategica (valorizzazione dell'attività).

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, il GRTN, nell'ambito dell'attività svolta all'interno dell'Associazione degli Issuing Bodies, si è fatto promotore di un maggior coinvolgimento degli altri TSOs europei nei sistemi di certificazione, dell'armonizzazione delle tariffe all'interno di tutti i paesi partecipanti e del sistema stesso quale valido strumento per il rilascio della Garanzia

d'Origine previsto all'art. 5 della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione elettrica da fonte rinnovabile, il cui recepimento da parte degli Stati membri UE è previsto entro ottobre 2003.

Nell'anno 2002 il GRTN ha iniziato una collaborazione con il Ministero dell'Economia e delle Finanze - Dipartimento del Tesoro per un progetto di gemellaggio istituzionale con la Lituania per l'adeguamento del mercato dell'energia al quadro normativo comunitario, in vista della prossima adesione del paese baltico all'Unione Europea, prevista per il 2004.

Il progetto vedrà impegnate le tre società del gruppo (AU, GME e GRTN) nello svolgere un ruolo di supporto e di formazione verso le Istituzioni lituane, in collaborazione con il Ministero italiano dell'Economia e dell'Autorità italiana per l'energia elettrica e il gas.

Nell'ambito delle nuove attività il GRTN considera la formazione di nuove competenze e di nuove professionalità come leva strategica per sostenere il cambiamento culturale, organizzativo e gestionale imposto dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico in Italia.

Un effetto importante della riorganizzazione del mercato elettrico è la nascita di nuovi soggetti giuridici e la disintegrazione dei tradizionali modelli di utilities. Conseguentemente diverse sono le strategie di comportamento delle imprese che, operando nelle complessità territoriali, giocano il proprio ruolo nell'integrazione con il più vasto sistema economico e ambientale.

In tale contesto il GRTN mira sia a promuovere e migliorare l'offerta formativa presente nel settore della trasmissione di energia elettrica che a promuovere la creazione di una nuova figura professionale per il mercato elettrico che sappia dialogare con i principali attori della filiera e facilitare il dialogo nei processi decisionali partecipati tra interessi spesso contrapposti.

Il GRTN ha voluto intraprendere nell'anno 2002 un'iniziativa di alta

formazione post universitaria finalizzata a sviluppare, attraverso la formazione di personale esterno altamente qualificato nelle materie energetico elettriche, l'offerta di competenze specifiche correlate all'esercizio delle proprie attività di business e integrate nella dimensione territoriale e locale delle Regioni del mezzogiorno.

L'iniziativa che per l'anno 2002 ha avuto il supporto del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca Scientifica (MIUR) prende la forma di un Master post universitario di argomento energetico, in particolare elettrico in "Management Energetico Elettrico Territoriale (MEET)" che il GRTN ha organizzato in collaborazione con la Stoà, Istituto di Studi per la Direzione e la Gestione dell'Impresa e in partenariato con l'Università di Cassino, l'Anciform, l'Unione delle province d'Italia e la Confapi Campania. Il coinvolgimento di partner istituzionali nella progettazione, realizzazione e promozione del Master è funzionale alla volontà del GRTN di strutturare la formazione post universitaria di settore in stretto raccordo con le specifiche esigenze manifestate dagli attori economici, politici e sociali del territorio.

Dall'analisi effettuata dai promotori del Master sul contesto socio economico delle Regioni meridionali e derivante dal contesto istituzionale di riforma del mercato elettrico ne deriva l'esigenza di una figura professionale nuova per il mercato elettrico: l'"Esperto in pianificazione energetico elettrica e territoriale" che sappia dialogare con i principali operatori della filiera elettrica e interpretarne l'evoluzione in chiave multidisciplinare e trasversale con le materie inerenti allo sviluppo sostenibile del territorio.

Il Master MEET si concluderà a luglio 2003 con uno stage presso gli istituti e gli enti della pubblica amministrazione, nonché delle imprese (incluse le PMI) operanti nel settore interessati alla figura professionale in uscita.

## 4 Il GRTN in cifre

### 4.1 Introduzione

Il capitolo descrive la situazione economica e patrimoniale del GRTN evidenziando le principali componenti economiche e patrimoniali della società nel triennio 2000-2002. I dati relativi all'anno 2002 si riferiscono al progetto di Bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione della società in data 16 aprile 2003.

Nella seconda parte del capitolo viene riassunta l'attuale composizione e organizzazione delle risorse umane e sono segnalate le attività finalizzate all'ottimizzazione delle risorse e dell'organizzazione. In questo primo periodo di operatività, le attività del GRTN sono state prevalentemente dedicate a rispondere alle esigenze richieste dall'evoluzione del settore elettrico in seguito alla liberalizzazione. Tale aspetto si riscontra sia analizzando le principali voci di costo e ricavo del Gestore - in gran parte dipendenti dagli obblighi normativi che ricadono sulla società e dalla regolazione delle condizioni di erogazione dei servizi forniti dal GRTN - sia analizzando l'evoluzione dell'organizzazione degli uffici e la ripartizione delle competenze con la finalità di dare risposta alle numerose esigenze richieste dal cambiamento del sistema elettrico.

I risultati economico-finanziari del triennio 2000-2002 riflettono il progressivo avanzamento della riforma del settore, la cui evoluzione ha un impatto diretto, non solo sulle attività caratteristiche del GRTN (trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sulla RTN), ma anche su attività diverse che la nuova normativa affida al Gestore (compravendita di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, D.lgs. 79/99 (c.d. CIP 6); qualificazione degli impianti a fonti rinnovabili ed emissione dei certificati verdi (CV), ex art. 11, D.lgs. 79/99; costituzione e avvio organizzativo delle società Gestore del Mercato Elettrico (GME) e dell'Acquirente Unico (AU), ex artt. 3, 4 e 5, D.lgs. 79/99).

A motivo di tali trasformazioni, che comportano un aumento delle attività del GRTN, ma che non generano redditività per l'azienda, è difficile valutare l'andamento della società attraverso l'analisi dei soli indicatori economici e finanziari che non colgono a pieno la

fase di cambiamento. Una lettura positiva derivabile dall'analisi non solo del bilancio, ma anche dell'evoluzione dell'organizzazione, sta proprio nella considerazione di essere riusciti a rispondere ai cambiamenti attraverso una maggiore flessibilità dell'organizzazione che si è via via adattata al nuovo contesto senza al tempo stesso perdere di vista la riorganizzazione e la razionalizzazione delle attività caratteristiche correlate alla gestione della RTN.

Alla luce di tali considerazioni, il presente capitolo considera separatamente i dati economici relativi alle attività non caratteristiche (che chiameremo per semplicità attività atipiche) rispetto al conto economico delle attività principali correlate alla gestione della RTN e relative all'erogazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento. È bene, infine, fare un'ulteriore premessa sull'assetto delle attività caratteristiche del GRTN, attività in monopolio sottoposte a regolazione economica. Il quadro regolamentare, infatti, ha attraversato e attraversa una fase di evoluzione verso un assetto "a regime" che dovrà rispondere al funzionamento del sistema delle offerte nel mercato concorrenziale. A partire dal 2000, la regolazione dei prezzi dei servizi di trasmissione e di dispacciamento si è via via trasformata in relazione al cambiamento delle relazioni tra operatori economici e all'affermarsi di una nuova organizzazione delle transazioni di energia elettrica sulla RTN orientata a meccanismi di mercato nella gestione dell'accesso e dell'uso dei servizi di trasmissione e di dispacciamento erogati dal GRTN. Questo aspetto ha un impatto diretto sulla gestione economica e amministrativa del GRTN che evidenzia la trasformazione negli anni delle diverse modalità di gestione dei corrispettivi di trasporto sulla RTN.

#### **4.2 Analisi del bilancio del GRTN, valore della produzione e gestione economico-finanziaria**

Nella tabella che segue vengono riportati in sintesi i principali dati economici, patrimoniali e finanziari ritenuti più idonei a rappresentare le peculiarità del GRTN.

Si omettono i riferimenti al bilancio 1999 in quanto riferiti a un periodo di tempo limitato che va dalla data del conferimento del ramo di azienda da parte di Enel Spa, avvenuto il 2 agosto 1999, alla chiusura dell'anno. Tale periodo caratterizzato in termini economici da modesti volumi, è stato impiegato per organizzare le varie strutture ereditate in sede di conferimento secondo la logica di processo del ciclo economico aziendale che si sarebbe avviato nel corso dell'anno 2000 per effetto della gestione delle partite commerciali con i soggetti che immettono o prelevano energia sulla RTN e che fruiscono dei servizi di trasmissione e di dispacciamento.

### Le principali cifre del GRTN Spa (Euro mila)

	2002	2001	2000
<b><i>Dati economici</i></b>			
Valore della produzione	6.214.970	6.094.641	1.018.588
Valore aggiunto	135.979	114.685	105.510
Costo del lavoro	46.020	44.736	42.480
Risultato operativo	41.341	45.029	49.479
Imposte sul reddito	35.600	25.797	23.525
Utile netto	11.197	7.391	22.961
<b><i>Dati patrimoniali e finanziari</i></b>			
Totale delle attività patrimoniali	2.269.196	1.939.279	1.136.731
Immobilizzazioni nette	111.502	109.895	94.872
Capitale investito netto	(196.839)	(134.502)	5.355
Capitale sociale	26.000	26.000	25.926
Patrimonio netto complessivo	67.840	56.643	49.252
Disponibilità/(Indebitamento) finanziaria netta	264.679	191.145	43.897
<b><i>Principali dati e indicatori</i></b>			
Consistenza media del personale (n.)	698	684	648
Ricavi delle vendite per addetto	8.792	8.749	1.572
Valore aggiunto per addetto	195	168	163
Clienti (n.)	1.650	390	280
Fornitori (n.)	1.580	1640	360
Costo medio-unitario del lavoro	66	65	66
Patrimonio netto/totale attività patrimoniali	3%	3%	4%
Patrimonio netto/immobilizzazioni nette	61%	52%	52%

A fronte di tali valori aggregati è possibile svolgere alcune considerazioni preliminari sul conto economico del GRTN, commentando le principali voci di ricavo e di costo.

Il riquadro seguente riporta la scomposizione del valore della produzione del triennio. I dati corrispondenti vengono commentati singolarmente di seguito.

### Scomposizione del valore della produzione (Euro mila)

	31.12.2002	31.12.2001	31.12.2000
<b>Ricavi dalla vendita di energia</b>			
- vendita energia elettrica art. 3.12 D.lgs. 79/99 c.d. CIP 6	2.712.507	3.002.205	-
- vendita energia acquistata per finalità riconciliazione c.d. spot	50.984	68.522	73.727
<b>Contributi Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico</b>	2.081.870	1.704.685	-
<b>Ricavi derivanti dall'attività caratteristica</b>			
- servizio di trasporto (delibera 228/01)	900.554	-	-
- servizio di vettoriamento e trasporto (delibere 13/99 e 205/99)	-	1.194.139	911.013
<b>Altri energia</b>			
- ricavi per bilanciamento e scambio	371.402	-	-
- altri	91.904	119.709	29.608
<b>Altri ricavi e proventi</b>	5.749	5.381	4.240
<b>Totale</b>	<b>6.214.970</b>	<b>6.094.641</b>	<b>1.018.588</b>

Nel 2002 i ricavi totali ammontano a 6.214.970 migliaia di Euro contro le 6.094.641 migliaia del 2001, con un incremento di 120.329 migliaia di Euro.

La crescita considerevole del volume dei ricavi nel corso del triennio dipende principalmente dall'avvio, a partire dal 2001, e per effetto del D.M. 21 novembre 2000, delle attività di vendita dell'energia elettrica ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99 (c.d. energia CIP 6). Tale attività coinvolge oltre 1.150 produttori (che cedono l'energia prodotta dai propri impianti al GRTN), comporta un



volume di circa 23.000 fatture annue e ha visto nel corso degli anni aumentare il numero di clienti idonei a cui è stata venduta l'energia elettrica in seguito agli esiti delle procedure concorsuali (Cfr. capitolo 3). Nel 2002 il volume di ricavi generato da tale attività ammonta a 2.712.507 migliaia di Euro di cui 1.832.702 migliaia derivanti dalla cessione a clienti idonei e 879.805 migliaia di Euro derivanti dalla vendita ai distributori per l'energia elettrica prodotta da impianti c.d. CIP 6 destinata ai clienti del mercato vincolato.

Come detto in premessa, si tratta di ricavi derivanti da un'attività "atipica" del GRTN in cui il Gestore svolge un ruolo di intermediazione delle negoziazioni tra i produttori di energia elettrica di impianti CIP 6 e i consumatori nel mercato. Tale ruolo di intermediazione è evidenziato dalla corrispondente voce di costo derivante dall'attività di acquisto dai produttori dell'energia prodotta dagli impianti CIP 6, per un ammontare pari nel 2002 a 4.702.663 migliaia di Euro contro 4.705.000 migliaia di Euro nel 2001 (Cfr. di seguito parte relativa ai costi). La differenza negativa tra il totale dei ricavi generata dalla vendita e il totale costi generato dall'acquisto dell'energia corrispondente è riversata al GRTN dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) che la incassa quale componente A3 della tariffa elettrica (valore riportato nella precedente tabella sotto la voce contributi CCSE). Si tratta in definitiva di una attività di compravendita in cui il GRTN non svolge un'attività di gestione autonoma e si limita a organizzare le transazioni per conto terzi. Tale attività non genera, quindi, valore aggiunto e/o redditività per il GRTN. Occorre, infine, aggiungere che l'organizzazione di tale attività di intermediazione ha creato non pochi problemi di gestione amministrativa e finanziaria al GRTN. A tal fine la disciplina iniziale è stata integrata da disposizioni dell'AEEG finalizzate alla ricerca del meccanismo più idoneo per la copertura del differenziale tra i costi sostenuti dal GRTN per l'acquisto di energia dai produttori e i ricavi generati dall'attività di vendita, che prevede il riconoscimento da parte della CCSE di un contributo alimentato dalla

specifica componente tariffaria A3. Fin dalla prima applicazione il meccanismo delineato non è stato, tuttavia, in grado di assicurare al GRTN la copertura del differenziale sopra citato, generando un credito sistematico nei confronti della stessa Cassa anche in considerazione della necessità di finanziare, oltre al differenziale, il crescente credito IVA nei confronti dell'erario.

Considerando, invece, i ricavi derivanti dalle attività caratteristiche del GRTN, ovvero dall'erogazione dei servizi di trasporto sulla RTN, si riscontra un diverso criterio di imputazione nel 2002 rispetto agli anni precedenti dovuto all'entrata in vigore della nuova disciplina introdotta dall'Autorità con la delibera 228/01. In sostanza, nel 2001 i ricavi sono distinti, sulla base degli utenti a cui è rivolto il servizio di trasporto in 600.294 migliaia di Euro di ricavi derivanti dall'erogazione del servizio di trasporto ai distributori che prelevano energia elettrica sulla RTN per destinarla al mercato vincolato (delibera 205/99) e 593.845 migliaia di Euro di ricavi derivanti dall'erogazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti idonei disciplinata dalle regole in materia di vettoriamento e in parte riversata ai titolari delle reti di distribuzione (delibera 13/99), per un ammontare complessivo di 1.194.139 migliaia di Euro di cui 361.998 migliaia di Euro rigirati ai gestori delle reti di distribuzione (Cfr. di seguito parte relativa ai costi). La deliberazione 228/01 ha uniformato la disciplina relativa alla tariffa di trasporto per tutti gli utenti della RTN comportando un ammontare di spesa per i soggetti che prelevano energia dalla RTN pari a 900.553 migliaia di Euro, che costituiscono ricavi per l'attività riferita al trasporto sulla sola RTN.

L'applicazione delle deliberazioni 317/01 e 36/02, con le quali l'Autorità ha inteso regolamentare il periodo transitorio di prelievo e preparazione al modello della borsa dell'energia elettrica, hanno comportato la sottoscrizione di circa 470 contratti tra bilanciamento e scambio con conseguente fatturazione. L'ammontare

di competenza di tali ricavi è pari a circa 371.402 migliaia di Euro, che pur essendo comunque destinati a remunerare terzi soggetti sono stati rilevati per lo stesso importo nell'ambito dei costi.

Dei rimanenti ricavi circa 50.984 migliaia di Euro derivano dalla vendita di energia elettrica resasi disponibile sulla rete di interconnessione, acquistata dal GRTN per fini di riconciliazione (c.d. acquisti spot), e ceduta a clienti idonei sulla base delle disponibilità e delle richieste mensili (Cfr. capitolo 3). Anche in questo caso si tratta di un'attività svolta, con il consenso delle Autorità competenti, per una fase transitoria in attesa dell'avvio del sistema delle offerte e contigua all'attività di gestione dei flussi di transito di energia elettrica sulla rete di interconnessione con l'estero. Sotto la voce altri ricavi per energia, oltre a sopravvenienze attive di anni precedenti, sono compresi per un ammontare di 14.965 migliaia di Euro i ricavi per la c.d. "garanzia di interconnessione". Tale valore si riferisce al corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti dal GRTN a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione, corrispettivo anch'esso fissato dal regolatore (delibera 180/99 e successive modificazioni). La fatturazione di tale corrispettivo è avvenuta nei confronti di circa 120 soggetti importatori di energia elettrica (nel 2001 circa 80) e si incrementa rispetto all'esercizio 2001 di 293 migliaia di Euro essenzialmente per effetto di maggiori importazioni dall'estero.

Sono inoltre compresi nella voce altri ricavi per energia anche 4.460 migliaia di Euro derivanti al GRTN in base all'accordo con altri Transmission System Operators in materia di tariffazione degli scambi transfrontalieri (Cfr. capitolo 3).

A fronte dei ricavi si registrano costi operativi, al netto dei costi del personale e degli ammortamenti, pari a 6.078.991 migliaia di Euro (5.979.956 migliaia di Euro nell'anno 2001). Le voci di costo sono anch'esse riconducibili all'esercizio di attività caratteristiche (gestione della RTN) e a costi legati ad attività atipiche non legate alla gestione della rete.

La tabella seguente riassume le principali voci di costo, che verranno commentate successivamente.

### I costi del GRNT Spa (Euro mila)

	31.12.2002	31.12.2001	31.12.2000
Costi derivanti da acquisti di energia	4.829.907	4.744.631	41.450
Costi per bilanciamento e scambio	371.402	-	-
Costi per servizi di trasporto resi a gestori reti di distribuzione	-	361.998	102.588
Canone versato ai proprietari RTN e accordo CBT anno 2002	793.893	744.390	736.577
Altre energia	61.064	103.984	-
Altri costi	22.725	24.953	32.463
<b>Totale</b>	<b>6.078.991</b>	<b>5.979.956</b>	<b>913.078</b>

Partendo come già per i ricavi dalle attività atipiche, la principale voce di costo, così come per i ricavi, si riferisce all'energia ritirata dal GRTN sulla base di quanto disposto all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99 (c.d. CIP 6), che ammonta nell'anno 2002 a 4.702.663 migliaia di Euro, sostanzialmente in linea con l'anno precedente. Sempre nella voce "acquisti di energia" sono rilevati circa 93.465 migliaia di Euro riferiti a costi per acquisto di energia c.d. CIP 6 ma di competenza economica di anni precedenti, e riferiti principalmente a impianti di produzione che hanno visto riconosciuta la componente incentivazione nel corso dell'anno 2002.

I rimanenti importi presenti nella voce "acquisti di energia" si riferiscono essenzialmente agli acquisti di energia c.d. spot effettuati tutte le volte che si è resa disponibile energia sull'interconnessione per finalità di riconciliazione (25.735 migliaia di Euro) e agli acquisti effettuati sul mercato nazionale tutte le volte che si è resa indisponibile l'interconnessione con l'estero (8.000 migliaia di Euro).

Oltre ai costi scaturenti dai contratti di bilanciamento e scambio, di cui già accennato, l'ammontare di 793.893 migliaia di Euro si riferisce per 776.388 migliaia di Euro alla quota di costo derivante dalla corresponsione del canone ai proprietari della RTN, mentre la

rimanente parte di 17.505 migliaia di Euro è riferita agli oneri riconosciuti dal GRTN in base all'accordo CBT stipulato nell'ambito dei TSOs europei.

Sotto la voce "altre energia" sono ricomprese, analogamente a quanto evidenziato tra i ricavi, sopravvenienze passive di anni precedenti relative a integrazioni/rettifiche legate ai corrispettivi di vettoriamenti e trasporto nonché altri costi per l'acquisizione di risorse esterne.

L'analisi del conto economico della società consente di svolgere le seguenti considerazioni.

Nel 2002, come per il 2001, i ricavi del GRTN sono generati da un insieme di attività tutte sottoposte a regolazione economica. Nello stesso anno all'attività caratteristica del Gestore, consistente nella gestione della RTN e nella relativa erogazione dei servizi di trasporto, si aggiungono ricavi derivanti da attività diverse rispetto alla gestione caratteristica, dovute a competenze assegnate al Gestore dalla normativa e conseguenti all'avvio della riforma del sistema elettrico. A partire dal 2002 è da registrare la modifica della struttura tariffaria dei servizi erogati dal GRTN per effetto dell'armonizzazione della tariffa di trasporto dell'energia elettrica destinata al mercato libero e vincolato (con la conseguente eliminazione del meccanismo di vettoriamento) e l'avvio delle condizioni di regolazione economica del servizio di dispacciamento transitorio, attraverso la gestione dei contratti di bilanciamento e scambio (Cfr. capitolo 3). È da segnalare, infine, a partire dal 2003 l'aggiornamento dei corrispettivi del servizio di trasporto fornito dal GRTN per effetto della deliberazione di determinazione dei nuovi valori da parte dell'AEEG.

Come accennato in premessa dal primo esercizio della società, si è continuamente modificata la struttura della regolazione dei prezzi dei servizi offerti dal GRTN, con l'obiettivo di uniformare le modalità di regolazione del prezzo del servizio di trasporto per il mercato libero e vincolato; iniziare a fissare le regole per l'approvvigionamento delle risorse e la remunerazione dei servizi finaliz-

zati ad assicurare l'equilibrio tra immissioni e prelievi sul territorio nazionale (c.d. servizi per l'erogazione del dispacciamento); definire le condizioni economiche di remunerazione di altri servizi offerti nella gestione della RTN, quali il corrispettivo di connessione alla rete da parte dei titolari di impianti di produzione. Questa precisazione è rilevante in quanto è bene tenere in mente i cambiamenti intervenuti nella regolazione al fine di valutare comparativamente le voci economiche del GRTN negli anni. Inoltre, è utile segnalare che sarà possibile svolgere una valutazione corretta delle attività caratteristiche del Gestore - almeno limitatamente alla regolazione economica dei servizi offerti dal GRTN - solo in presenza di un quadro di regole definitivo e non in itinere.

A tal fine il successivo paragrafo 4.3.1 illustra gli attuali meccanismi di regolazione dei prezzi dei servizi erogati dal GRTN e segnala le attività svolte dal GRTN per la predisposizione della separazione contabile e amministrativa alla luce della deliberazione 310/01 dell'AEEG, strumento indispensabile affinché il regolatore possa definire e completare il modello di regolazione dei prezzi dei servizi offerti attraverso la RTN.

Alla luce dell'analisi delle entrate e delle uscite del GRTN relative a quello che potremmo definire il "conto energia", ovvero dei ricavi e dei costi operativi corrispondenti alle attività svolte nell'esercizio 2001 al netto dei costi a copertura dei fattori produttivi, il valore aggiunto creato dall'azienda nel 2002 è pari a 135.979.000 Euro (+ 18,6% rispetto al 2001 e + 28,9% rispetto al 2000), con un valore per singolo addetto pari a 195.000 Euro.

Il costo del lavoro globale ammonta nel 2002 a circa 46.020.000 Euro con un valore medio pro-capite di 66.000 Euro di poco superiore a quello del 2001 di 65.000 Euro.

I processi economici avviati dalla società nell'organizzazione delle molteplici relazioni con gli operatori nel mercato hanno proiettato il GRTN in un contesto imprenditoriale soggetto ai normali rischi di impresa. Questo aspetto ha accelerato le dinamiche del capitale circolante e aumentato l'esposizione debitoria della società.

La gestione economico-patrimoniale del GRTN Spa, nel periodo 2002-2001-2000 è sintetizzata nel seguito attraverso l'esposizione di dati riclassificati dei bilanci corrispondenti.

In particolare si riportano due prospetti ottenuti riclassificando i bilanci di esercizio della società: il primo riassume le voci di ricavo e costo già commentate e finalizzate alla formazione del valore aggiunto e alla distribuzione agli stakeholders; il secondo schema mostra, infine, la situazione patrimoniale della società.

### Conto sintetico del valore aggiunto e della sua distribuzione

(Euro mila)

	2002	2001	2000
1 Ricavi	6.214.970	6.094.641	1.018.588
2. Costi	(6.078.991)	(5.979.956)	(913.078)
<b>Valore aggiunto</b>	<b>135.979</b>	<b>114.685</b>	<b>105.510</b>
<i>Ripartito fra:</i>			
A. Dipendenti			
Costo del lavoro	<b>46.020</b>	<b>44.736</b>	<b>42.480</b>
B. Finanziatori a titolo di credito			
Saldo interessi	<b>574</b>	<b>620</b>	<b>601</b>
C. Sistema Stato			
Imposte sul reddito	<b>35.600</b>	<b>25.797</b>	<b>23.525</b>
D. Sistema Impresa			
Ammortamenti e altri accantonamenti	48.618	24.920	13.551
Utile di esercizio	11.197	7.391	22.961
	<b>59.815</b>	<b>32.311</b>	<b>36.512</b>
(Proventi) finanziari	(8.637)	(10.886)	(1.981)
Eventi straordinari	2.607	22.107	4.373
	<b>(6.030)</b>	<b>11.221</b>	<b>2.392</b>

Una quota rilevante del valore aggiunto lordo del 2002, pari a 46.020 migliaia di Euro (il 34% che nel 2001 è stata pari al 39%), è destinata al personale dipendente, sotto forma di salari e stipendi (32.470 migliaia di Euro), di oneri sociali (9.073 migliaia di Euro),

degli accantonamenti per il trattamento di fine rapporto e il trattamento di quiescenza e altri costi aggiuntivi (4.476 migliaia di Euro). Il costo del lavoro è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente e il costo medio unitario dei dipendenti è pari a 66 migliaia di Euro contro le 65 migliaia del 2001. Allo Stato, come imposte sul reddito (35.600 migliaia di Euro), è riservato il 26% del valore distribuito, mentre per il Sistema impresa, il valore aggiunto di pertinenza è pari a 59.815 migliaia di Euro (44%), sotto forma di ammortamenti e altri stanziamenti (48.618 migliaia di Euro), nonché di utili di esercizio (11.197 migliaia di Euro). Il saldo della gestione finanziaria e straordinaria rispetto all'anno precedente determina una rettifica dei costi per la minore incidenza degli eventi straordinari, il cui elevato ammontare era nello scorso esercizio riconducibile per la maggior parte agli oneri relativi al contributo straordinario dovuto all'INPS (16.328 migliaia di Euro) a seguito della soppressione del Fondo previdenza elettrici imposto dalla legge 488/99.

Come previsto dal D.lgs. 79/99, il GRTN Spa ha costituito nel corso dell'anno 1999 la società Acquirente Unico Spa (AU), e nell'anno 2000 la società Gestore del Mercato Elettrico Spa (GME).

Per consentire alle due società controllate di dotarsi degli strumenti operativi necessari per lo svolgimento delle attività loro richieste nell'ambito della riforma del settore e di predisporre le analisi e i modelli di riferimento del nuovo mercato elettrico, il GRTN ha dovuto provvedere - in mancanza di ricavi propri da parte delle società stesse - a dotarle di opportuni mezzi patrimoniali. Pertanto il GRTN ha sottoscritto integralmente il capitale sociale iniziale e ha fatto seguire, ogni qualvolta si è reso necessario, la messa a disposizione di ulteriori risorse patrimoniali: dalla data di costituzione a tutt'oggi il totale dei versamenti effettuati a favore delle due controllate ammonta a circa 24,3 milioni di Euro.

Inoltre, al fine di un miglior utilizzo delle risorse nell'ambito del Gruppo, nel corso dell'anno 2001 il GRTN ha sottoscritto con le due



controllate un contratto di outsourcing per l'erogazione da parte del GRN stesso di servizi relativi ad alcune funzioni di staff e la locazione di spazi attrezzati.

Attualmente il capitale sociale - interamente versato - delle due controllate ammonta a 7,5 milioni di Euro ciascuna. È evidente che particolare attenzione dovrà essere riservata alla corretta capitalizzazione delle due società una volta che le stesse diverranno operative, tenuto conto delle funzioni di cui saranno responsabili e dei volumi dei flussi finanziari che entrambe saranno chiamate a gestire.

### Sintesi della struttura patrimoniale (Euro mila)

	Esercizio 2002	Esercizio 2001	Esercizio 2000
<b>Immobilizzazioni nette</b>			
Immobilizzazioni immateriali e materiali	94.007	92.238	87.005
Immobilizzazioni finanziarie	17.495	17.657	7.867
<b>Totale</b>	<b>111.502</b>	<b>109.895</b>	<b>94.872</b>
<b>Capitale circolante netto</b>			
Crediti verso clienti	1.103.513	1.047.992	978.061
(Debito) Credito netto v/Cassa Conguaglio Settore Elettrico	(248.354)	343.846	(19.690)
Credito v/Erario per IVA	392.520	33.912	6.748
Altre attività	4.899	2.302	842
Debiti verso fornitori	(1.479.283)	(1.617.107)	(1.000.353)
Debiti tributari	(10.056)	(3.430)	(22.800)
Debiti verso istituti previdenziali	(1.990)	(1.938)	(2.572)
Altre passività	(4.279)	(4.007)	(3.769)
	<b>(243.480)</b>	<b>(198.430)</b>	<b>(64.133)</b>
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>(131.978)</b>	<b>(88.535)</b>	<b>30.739</b>
<b>Fondi diversi</b>	<b>(64.861)</b>	<b>(45.967)</b>	<b>(25.384)</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>(196.839)</b>	<b>(134.502)</b>	<b>5.355</b>
<b>Copertura</b>			
<b>Patrimonio netto</b>	<b>67.840</b>	<b>56.643</b>	<b>49.252</b>
<b>(Disponibilità)/Indebitamento finanziarie nette</b>	<b>(264.679)</b>	<b>(191.145)</b>	<b>(43.897)</b>
<b>Totale</b>	<b>(196.839)</b>	<b>(134.502)</b>	<b>5.355</b>

Gli investimenti nel triennio in esame, escludendo le risorse destinate alle società controllate, sono ammontati a 86.893 migliaia di Euro e hanno riguardato, oltre l'acquisto del fabbricato destinato a ospitare la sede sociale, principalmente l'acquisizione di software applicativi e dei relativi diritti di utilizzazione.

Il capitale circolante netto è influenzato dalle dinamiche creditorie e debitorie nei rapporti con la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. La variazione degli ammontari verso la CCSE nel 2002 rispetto al 2001 riflette l'andamento del debito verso la stessa per il riversamento delle diverse maggiorazioni avvenuto nei mesi successivi al 31 dicembre 2002 nonché l'incremento che ha subito, nel corso dell'anno, l'anticipazione effettuata dalla CCSE ai sensi della delibera 228/01 del credito IVA vantato dal GRTN nei confronti dell'erario pari a 392.520 migliaia di Euro e generato dalla particolare modalità di copertura del differenziale economico esistente tra i costi di acquisto CIP 6 e le relative vendite.

A tale riguardo occorre inoltre rilevare che una adeguata gestione del cash flow nonché la sfasatura temporale tra gli incassi e la retrocessione della c.d. rendita idroelettrica hanno consentito nel biennio 2001-2002 di far fronte ai ritardi da parte della CCSE nei versamenti dei contributi per gli acquisti di energia CIP 6 causati da una insufficienza nella raccolta dei fondi e dalla organizzazione del sistema particolarmente complessa.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto pari a 67.840 migliaia di Euro si incrementa per effetto del risultato di esercizio, e la sua incidenza sul totale dell'attivo di bilancio è pari al 3% risultando ancora estremamente modesta e non in linea con gli standard aziendali. Per questo verso si ripropone e resta irrisolta l'esigenza della capitalizzazione della società sempre legata alle accresciute funzioni, rischi e conseguenti nuovi profili di responsabilità che man mano si sono definiti successivamente al conferimento dell'iniziale capitale sociale.

### 4.3 L'attività soggetta a regolamentazione economica e la separazione contabile e amministrativa

L'analisi dell'esercizio del GRTN mostra quanto la regolazione economica incida sul bilancio della società data la limitata diversificazione in attività non regolate.

I risultati di gestione, soprattutto in questi primi tre anni di attuazione della riforma e di costruzione dell'indipendenza gestionale delle attività di trasmissione e dispacciamento attraverso l'organizzazione e la gestione di numerose transazioni regolate, risentono pesantemente dei cambiamenti via via introdotti dalla specificazione del quadro di regole. Mentre il conto economico evidenzia il peso delle componenti "regolate", la situazione debitoria e creditoria dello stato patrimoniale evidenzia le difficoltà gestionali che possono sorgere nelle fasi di cambiamento e adattamento delle regole.

Il GRTN svolge le attività per la fornitura dei servizi in monopolio di trasmissione dell'energia elettrica sulla RTN e di dispacciamento sulla base di condizioni di regolazione economica dei servizi offerti determinate e aggiornate dall'AEEG. Le diverse attività devono essere separate al fine di evidenziare il conto economico e il conto del capitale riferiti a ogni attività sottoposta a regolazione.

#### 4.3.1 La regolazione economica dei servizi offerti

Il GRTN offre a terzi una serie di servizi sottoposti a regolazione, tutti rientranti nell'attività di gestione della RTN. Questi servizi riguardano: la connessione degli impianti di produzione alla RTN; i servizi di trasmissione dell'energia elettrica dai punti di immissione ai punti di prelievo; il dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio, ovvero la gestione delle risorse necessarie ad assicurare l'equilibrio in tempo reale tra domanda e offerta di energia elettrica nel sistema. Il GRTN è inoltre responsabile della manutenzione e dello sviluppo della RTN ed esercita tale attività sulla base delle convenzioni con i proprietari della rete in cui vengono defi-

nite le condizioni di interazione per gli interventi sulla rete esistente o per la realizzazione di nuovi investimenti (comunque complementari e interconnessi alla struttura esistente). Le condizioni economiche di erogazione dei servizi e di ripartizione delle attività svolte dal GRTN sono sottoposte a regolazione dell'AEEG. La regolazione economica dei servizi erogati dal GRTN ha registrato nei tre anni di attività del GRTN (a partire dall'attuazione della riforma del settore elettrico) un percorso evolutivo articolato in diverse fasi:

- a) la definizione dell'ordinamento tariffario e la determinazione di una disciplina in risposta alla separazione verticale del settore. In questa prima fase l'attività di trasmissione, che comprende la rete di interconnessione e di trasporto dell'energia elettrica tra lo stadio di generazione e quello di distribuzione, viene considerata integrata con le operazioni di dispacciamento. Sempre in questa fase viene fissata una struttura orizzontale per la regolazione del corrispettivo di trasmissione, separando la regolazione del trasporto per i clienti idonei alimentati sulla base di contratti bilaterali fisici (tariffe di vettoriamento ex delibera 13/99 e successive modificazioni) da quella di regolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica ai distributori per la fornitura ai clienti vincolati (tariffe di trasporto ex delibera 205/99);
- b) l'evoluzione del nuovo ordinamento tariffario verso l'assetto a regime con l'avvio del sistema delle offerte. In questa fase transitoria, la revisione della disciplina tariffaria ha comportato l'uniformità delle condizioni di regolazione economica del servizio di trasporto per tutte le tipologie di alimentazione (clienti idonei e vincolati ex delibera 228/01) e l'avvio della separazione della regolazione economica dei servizi per il dispacciamento da quella per il servizio di trasmissione (delibera 317/01 e successive modificazioni). Le nuove modalità di regolazione delle condizioni di erogazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento transitorio introdotte dalle deliberazioni 228/01 e 317/01 sono entrate in vigore a partire dal 2002;

c) l'estensione della disciplina alla regolazione economica di altri servizi, quali la fornitura della connessione alla RTN. Sulla base di direttive emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Gestore della rete di trasmissione nazionale ha definito le regole tecniche al fine di garantire la più idonea connessione alla Rete di trasmissione nazionale. Nell'anno 2002, con l'emanazione della delibera dell'Autorità 50/02 è iniziata invece la definizione delle modalità e degli aspetti economici relativi al collegamento dei clienti alle reti con obbligo di connessione di terzi, di cui la Rete di trasmissione nazionale rappresenta una parte. La nuova disciplina, di cui si attende l'approvazione conclusiva in termini di regolamento e condizioni economiche, è intesa a sostituire la normativa precedente, concepita in un assetto di mercato ormai superato, prevedendo meccanismi di concorrenza tra gestori di rete e ampliando le possibilità circa la diretta realizzazione di alcune opere da parte dei richiedenti.

Di seguito sintetizziamo la disciplina tariffaria del servizio di trasporto sulla RTN, dato che quest'ultima costituisce attività prevalente del Gestore sottoposta a regolazione economica anche nella fase a regime (mentre i prezzi dei servizi per il dispacciamento dovrebbero formarsi attraverso il sistema delle offerte sui mercati dei servizi).

Il distributore acquista il servizio di trasporto sulla Rete di trasmissione nazionale pagando un corrispettivo unitario di trasmissione determinato dall'AEEG e denominato CTR (costo che viene trasferito dal distributore sui prezzi/opzioni tariffarie offerte alla clientela).

I distributori pagano il corrispettivo di trasmissione a più soggetti (scomposizione del CTR):

- al GRTN per i prelievi netti di energia dalla Rete di trasmissione nazionale e per i prelievi di energia da impianti di generazione collegati sulla propria parte di rete in alta tensione;
- ad altri distributori per i prelievi dalle reti di questi ultimi;

- ai produttori per i prelievi da impianti di generazione collegati in media e bassa tensione.

Il riconoscimento ai produttori di piccola taglia, e in genere utilizzando fonti rinnovabili, del costo evitato di trasmissione risulta una misura introdotta dall'AEEG allo scopo di premiare tali iniziative in funzione della propria caratteristica di vicinanza al luogo di consumo e compensa la perdita del trattamento incentivante che la precedente normativa di vettoriamento assicurava in caso di immissioni da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate.

Onde responsabilizzare i clienti della Rete di trasmissione nazionale circa la formazione dei costi delle infrastrutture, il corrispettivo di trasmissione risulta differenziato a seconda della fascia oraria in cui avvengono i prelievi dei distributori. Tutti i prelievi, tranne quelli effettuati dalla Rete di trasmissione nazionale, risultano incrementati in modo convenzionale (tramite coefficienti determinati e pubblicati dall'AEEG) per tener conto delle perdite di trasporto esistenti sulle reti di distribuzione.

La disciplina stabilisce anche un modesto corrispettivo di trasmissione, a favore del GRTN e a carico dei produttori, per le immissioni di energia in reti con obbligo di connessione di terzi. L'attuale ripartizione degli oneri di trasmissione, in ragione di circa il 10% a carico dei produttori e 90% a carico dei distributori (e quindi dei clienti), è in linea con la vigente tendenza presente sullo scenario elettrico europeo, orientata a trasferire direttamente sul cliente finale l'onere di trasporto.

Il gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione ai distributori e ai produttori viene utilizzato dal GRTN per la copertura dei propri costi di funzionamento e per la corresponsione della parte fissa del canone annuale spettante ai proprietari della Rete di trasmissione nazionale.

I costi di funzionamento del GRTN sono determinati in modo convenzionale come prodotto tra uno specifico corrispettivo unitario fissato dall'AEEG e la totale energia ritirata dai distributori dalla

Rete di trasmissione nazionale e dagli impianti di produzione allacciati sulle proprie reti in alta tensione.

I corrispettivi di trasmissione e il corrispettivo per le attività del GRTN sono stati stabiliti per il periodo regolatorio 2000-2003 dall'AEEG sulla base dei costi delle attività riferiti all'anno 1997, quindi sulla base dei costi dell'ex monopolista integrato. La separazione amministrativa e contabile attualmente in itinere è intesa ad attribuire le diverse voci di costo ai diversi servizi erogati dal GRTN, al fine di individuare la nuova struttura di tariffazione.

In seguito alla delibera 152/02 con cui l'AEEG ha aggiornato i corrispettivi per i servizi forniti dalla RTN sono entrati in vigore i nuovi valori relativi al prezzo dei servizi di trasporto.

La componente CTR per il servizio di trasporto che i distributori riconoscono al GRTN sulla base dei prelievi sulla RTN a partire dal 1° gennaio 2003 è pari a:

- 0,74 cent. di Euro al kWh per prelievi in ore di punta (rispetto ai 0,71 precedenti)
- 0,48 cent. di Euro al kWh per prelievi in ore di alto carico (0,46 in precedenza)
- 0,33 cent. di Euro al kWh per prelievi in ore di medio carico (0,32 in precedenza)
- 0,16 cent. di Euro al kWh per prelievi in ore vuote (0,15 in precedenza).

Il corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica che i produttori riconoscono al GRTN è pari a 0,0253 cent. di Euro al kWh (0,0243 in precedenza).

I ricavi complessivi derivati dal trasporto di energia elettrica sulla RTN sono dati, quindi, dalla somma dei corrispettivi riconosciuti quale CTR dai clienti finali direttamente connessi alla RTN, dai distributori e dai produttori connessi sulla rete AT dei distributori e dei corrispettivi versati dai produttori per l'energia immessa su

tutte le reti con obbligo di connessione di terzi.

Questi ricavi vanno ripartiti tra il GRTN e i proprietari della RTN. La parte a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN è calcolata applicando la componente di 0,0407 cent. di Euro ai kWh di energia prelevata dai clienti finali direttamente connessi, distributori e dai produttori connessi sulla rete AT dei distributori (in precedenza 0,0397 cent. di Euro). La differenza tra i ricavi totali e i ricavi a copertura dei costi riconosciuti al GRTN rappresenta il canone da versare ai proprietari della RTN.

#### 4.3.2 La separazione contabile e amministrativa in applicazione della deliberazione 310/99

La separazione contabile e amministrativa ha l'obiettivo di rendere trasparenti e omogenei i bilanci societari dei soggetti che operano nel settore dell'energia elettrica, di consentire la verifica dei costi/ricavi delle singole prestazioni e di assicurare la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, quale premessa tesa a evitare meccanismi di trasferimenti incrociati di risorse economiche tra le varie attività.

Ai fini della separazione contabile la delibera prevede le attività e i comparti oggetto della separazione, nonché le regole di attribuzione contabile da seguire. Ai fini della separazione amministrativa è prevista l'autonomia nella gestione delle differenti attività, come se le stesse fossero svolte da imprese separate, nonché l'adozione di procedure di controllo idonee a rilevare eventi e situazioni in grado di produrre effetti sul conto economico e lo stato patrimoniale delle singole attività. Inoltre è prevista, la redazione di rendiconti annuali, disaggregati per attività, da inserire nella relazione sulla gestione allegata al bilancio di esercizio.

Il progetto di separazione contabile e amministrativa è in avanzato corso di realizzazione. Il suo sviluppo ha visto lo svolgimento di una prima fase con la quale si sono definite in dettaglio le azioni da svolgere per il rispetto di tutti gli adempimenti previsti dalla



delibera e una seconda finalizzata all'informatizzazione del processo di separazione.

La conclusione della prima fase ha definito la metodologia da seguire per la riclassificazione del bilancio di esercizio e del budget GRTN. Sono state a tale scopo individuate le attività oggetto di separazione contabile che sono quelle relative alla trasmissione, al dispacciamento, alla misura, all'acquisto e vendita di energia elettrica e alle attività diverse che comprendono, in via residuale, le altre attività non riconducibili a quelle individuate. I comparti oggetto di separazione contabile all'interno delle attività di vendita di energia elettrica sono il mercato libero e il mercato vincolato. Per ciascuna delle unità organizzative del GRTN è stata identificata la corrispondente attività prevista dalla delibera, individuando in tal modo le unità che svolgono in via esclusiva una delle attività previste e per le quali è possibile l'attribuzione diretta delle componenti economiche e patrimoniali alle attività/comparti oggetto di separazione contabile.

Per le unità organizzative che svolgono più di una attività sono stati definiti i parametri quantitativi da utilizzare per l'attribuzione alle attività delle relative componenti economiche e patrimoniali.

Sono stati inoltre individuati i servizi comuni, sulla base di quanto previsto dalla delibera, e relativi alle funzioni svolte in modo centralizzato e riferite all'intera azienda (vertice, servizi legali e societari, informatici, immobiliari, del personale, di approvvigionamento, relazioni istituzionali, strategie, territorio, finanza, amministrazione e bilancio, pianificazione e controllo di gestione e audit) e i corrispondenti criteri per l'attribuzione delle componenti economiche e patrimoniali di tali servizi alle singole attività.

Per quanto riguarda invece l'obbligo di redazione dei rendiconti annuali fissato dalla delibera, sono stati definiti: i prospetti di conto economico e stato patrimoniale ripartiti per attività e servizi comuni, conformi agli schemi di bilancio societario, da allegare alla relazione sulla gestione dell'esercizio; i prospetti di conto economico e stato patrimoniale ripartiti per attività e servizi comuni

da sottoporre a revisione ai fini della certificazione che attesti la corretta applicazione degli adempimenti previsti dalla delibera; i prospetti di conto economico e stato patrimoniale delle singole attività ripartite per comparti.

Infine, in questa prima fase del progetto sono stati:

- rilevati e analizzati i processi amministrativo-contabili di gestione dei dati e delle informazioni considerati rilevanti ai fini della corretta applicazione della delibera;
- definite le modalità da seguire per la predeterminazione del valore dei beni e delle prestazioni oggetto di transazioni nell'ambito del Gruppo societario;
- analizzate le metodologie di elaborazione del budget e le procedure di controllo di gestione, al fine di verificarne la rispondenza con quanto previsto dalla delibera.

Attualmente è in corso la seconda fase di completamento del progetto che prevede la realizzazione degli interventi necessari per la rilevazione e contabilizzazione separata delle componenti economiche e patrimoniali delle attività con le funzionalità del sistema informativo in uso, nonché la verifica, ai fini della separazione amministrativa, del rispetto dei principi di autonomia gestionale delle attività.

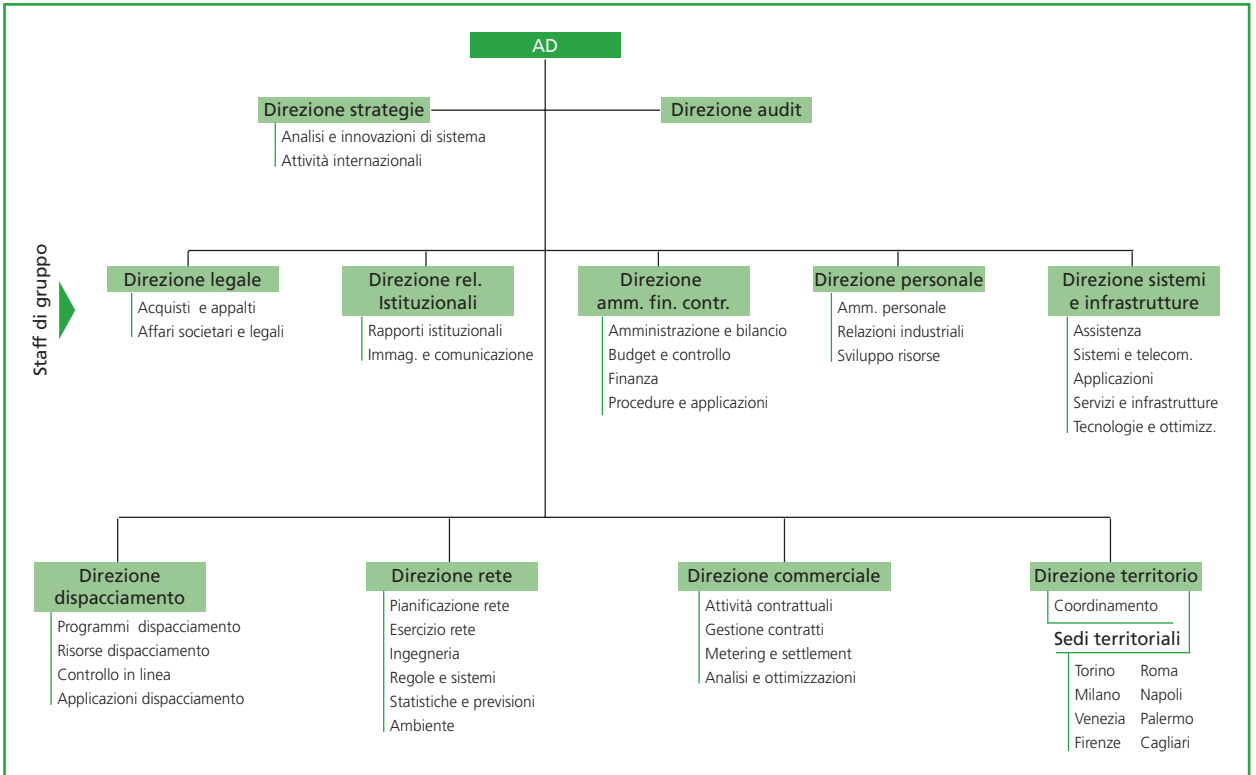
#### **4.4 L'organizzazione delle risorse umane**

Il cambiamento nel settore elettrico ha comportato anche esigenze di evoluzione e di riorganizzazione delle risorse interne provenienti in gran parte dal conferimento da parte dell'Enel nel 1999. A partire dal 2000 è stato avviato un programma di sviluppo delle risorse volto ad acquisire nuove professionalità e a rispondere alle nuove funzioni esercitate dall'impresa.

A fine marzo 2003 il personale del GRTN ammonta a 702 unità. La collocazione del personale segue lo schema di struttura organizzativa adottato a novembre del 2001 e riportato in figura.

L'organizzazione è articolata in undici Direzioni. Di queste, quattro

## Organigramma GRTN - marzo 2003



(Commerciale, Dispacciamento, Rete e Territorio) costituiscono le funzioni di linea e contano per il 68% del personale (474 dipendenti); le sette funzioni di staff (Audit e Strategie in staff alla società GRTN, Amministrazione finanza e controllo, Legale, Personale, Relazioni istituzionali, Sistemi e infrastrutture con la funzione di staff per l'intero gruppo) impiegano 188 persone (27%). Il resto del personale (40 dipendenti nel complesso) si trova in posizione di distacco presso le società controllate (2) e, a seguito di specifiche disposizioni normative, presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (24) e presso il Ministero delle Attività Produttive (14).

L'attuale organizzazione della società è stata adottata per rispondere alle esigenze di razionalizzazione e riequilibrio emerse in oltre un

anno e mezzo di operatività; fino a novembre 2001 la struttura organizzativa del GRTN era infatti rimasta sostanzialmente invariata rispetto a quella ereditata da Enel Spa all'atto del conferimento del ramo d'azienda *Unità Gestore della Rete di trasmissione nazionale*. La struttura iniziale privilegiava, in una fase di particolare complessità quale l'avvio della liberalizzazione del settore, l'esigenza di garantire la stabilità del sistema elettrico, disegnando un'articolazione imperniata sulle attività di dispacciamento. All'assunzione della titolarità delle funzioni (1 aprile 2000) i 644 dipendenti del GRTN erano pertanto il 60% (397) addensati nella Direzione Dispacciamento, cui facevano capo anche i Centri di Ripartizione territoriali. Il resto del personale era collocato nelle funzioni Commerciale, Ingegneria dei sistemi e Pianificazione e sviluppo del sistema elettrico (87 dipendenti nel complesso) e in funzioni di staff (107, compresa una struttura embrionale della Direzione Sistemi informatici). A questi si aggiungevano 53 dipendenti ceduti da Enel al GRTN in costanza della loro posizione di distacco presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (24) e presso il Ministero dell'Industria (29).

La modifica adottata a novembre del 2001 ha risposto alla necessità di calibrare meglio l'articolazione organizzativa, tarandola sulle esigenze operative di una società di medie dimensioni, pienamente autonoma e con compiti di capogruppo rispetto a due società controllate. Le principali novità introdotte sono le seguenti:

- la focalizzazione della Direzione Dispacciamento sui compiti di gestione dei flussi di energia sulla rete di trasmissione (tra i quali, in particolare, la programmazione di breve termine e il controllo in linea) e la predisposizione, nella stessa Direzione, delle strutture necessarie a realizzare, parallelamente all'avvio della borsa dell'energia elettrica, il passaggio al dispacciamento di merito economico;
- la costituzione di una Direzione Rete in cui sono accorpate tutte le funzioni relative alle attività di gestione della Rete di tra-

smissione nazionale, dall'ingegneria alla pianificazione dello sviluppo della rete, alla disposizione degli interventi di manutenzione. Fanno capo alla Direzione Rete anche le tematiche di natura ambientale, che vertono, nel più generale contesto di attenzione alla tutela ambientale nel processo di liberalizzazione, sul risanamento della rete elettrica;

- la costituzione di una Direzione Territorio finalizzata a gestire la revisione della presenza del GRTN sul territorio, realizzando una transizione dei Centri di Ripartizione da centri periferici del dispacciamento a Sedi territoriali, punti di riferimento decentrati di tutte le funzioni proprie del GRTN, incluse quelle di rappresentanza esterna. Alla Direzione, che a livello centrale è costituita da una snella struttura di coordinamento, fanno capo gerarchicamente le Sedi territoriali, al momento coincidenti con i precedenti otto Centri di Ripartizione, che si avviano ad assumere la natura di articolazione territoriale della Società instaurando un rapporto di rispondenza funzionale con le altre Direzioni centrali. In questa fase, il compito principale della Direzione coincide con la definizione del progetto di transizione verso la situazione a regime, nonché nella realizzazione di tale transizione, tenendo conto anche dell'introduzione del nuovo sistema di controllo (SCTI);
- una ridefinizione e un adeguamento, anche quantitativo, delle funzioni di staff che valorizza le funzioni di servizio verso le società del gruppo, con le quali sono stati siglati appositi contratti di servizio, realizzando economie di scala e ottimizzando l'organizzazione di gruppo.

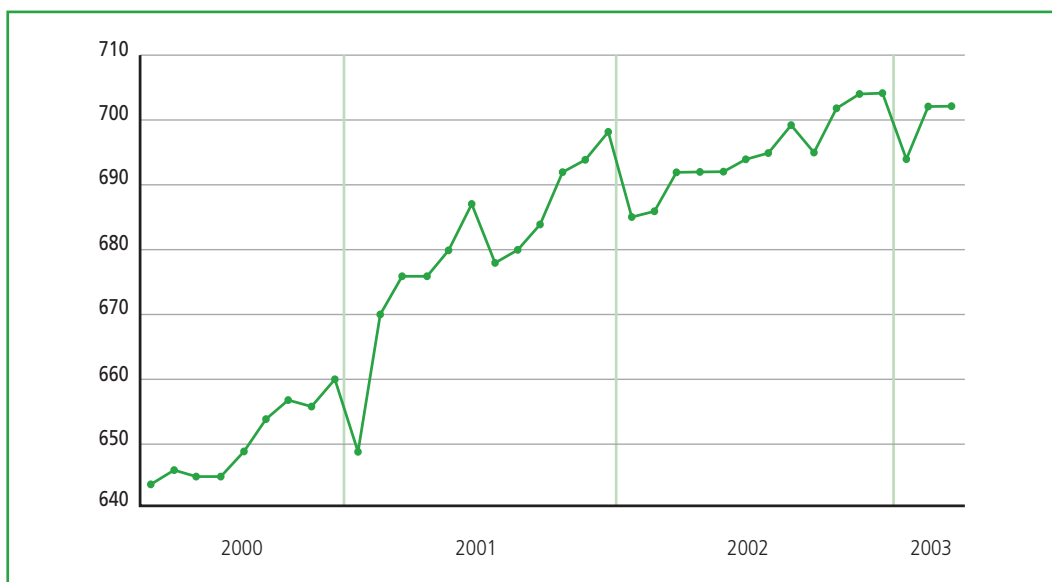
È inoltre allo studio la definizione di procedure di gestione dell'organizzazione che rispondano all'esigenza di controllare e prevenire i reati connessi alle attività del GRTN, in attuazione di quanto previsto dalla legge 231/01.

L'adozione della nuova struttura organizzativa ha visto un riequilibrio della distribuzione dei dipendenti nelle varie funzioni. In particolare,

il peso delle funzioni di staff è salito, per effetto dello spostamento di alcune competenze dalle funzioni di linea (per es. lo spostamento nella Direzione Sistemi e infrastrutture delle competenze informatiche di processo e dei servizi, precedentemente collocate nella Direzione Dispacciamento, spostamento che ha comportato il trasferimento di 28 dipendenti) e delle dinamiche degli ingressi e delle cessazioni intervenute nel triennio. Infatti, il consolidamento dell'operatività e le esigenze di una compiuta autonomia gestionale - si noti che alcune attività necessarie alla gestione, quali ad esempio quelle informatiche, erano inizialmente garantite da società del gruppo Enel - hanno indotto un aumento di 57 persone nelle Direzioni di staff, mentre la crescita nelle Direzioni di linea è stata di 14 dipendenti. La combinazione del ridisegno organizzativo, dei flussi di ingresso e uscita (nonché della mobilità individuale, di impatto residuale) ha incrementato il peso delle Direzioni di staff dall'iniziale 17% all'attuale 27%, che appare più adeguato all'effettivo carico di lavoro della società.

Nel triennio considerato il personale del GRTN è aumentato di 58 unità (9%) e ha seguito l'andamento riportato in figura.

### Evoluzione consistenza del personale GRTN aprile 2000 - marzo 2003



La tabella seguente mostra i livelli di qualifica, la ripartizione per sesso e l'età media del personale al 1° aprile 2000 e al 31 marzo 2003, evidenziando le variazioni registrate nel triennio.

### Composizione del personale

	1 aprile 2000		31 marzo 2003		Variazione nel triennio
	Numero	% rispetto al totale	Numero	% rispetto al totale	Numero
<b>Totale dipendenti di cui:</b>	<b>644</b>		<b>702</b>		<b>58</b>
- dirigenti	39	6%	44	6%	5
- quadri	186	29%	201	29%	15
- impiegati e altri	419	65%	457	65%	38
<b>Totale dipendenti di cui:</b>	<b>644</b>		<b>702</b>		<b>58</b>
- giornalieri(*)	507	79%	571	81%	64
- turnisti e semiturnisti(*)	137	21%	131	19%	-6
<b>Totale dipendenti di cui:</b>	<b>644</b>		<b>702</b>		<b>58</b>
Laureati	145	23%	190	27%	45
- (di cui ingegneri)	85	13%	119	17%	34
Diplomati e altri	499	77%	512	73%	13
<b>Totale dipendenti di cui:</b>	<b>644</b>		<b>702</b>		<b>58</b>
- uomini	506	79%	538	77%	32
- donne	138	21%	164	23%	26
<i>Età media (anni)</i>	45		44		-1
<i>Anzianità media (anni)</i>	20,5		18,4		-2,1

(\*) Dal 1° aprile 2003

La crescita del personale ha avuto luogo soprattutto nel corso del 2001; tra aprile 2002 e marzo 2003 il numero dei dipendenti si è stabilizzato, segnando un aumento di sole 9 unità (fig. 1). L'ampliamento dell'organico è da porre in relazione soprattutto al consolidamento del nucleo stabile delle attività gestionali e operative, cui si è dato risposta con assunzioni a tempo indeter-

minato; nel contempo, si è sovente manifestata l'esigenza di disporre di risorse aggiuntive da dedicare a specifici progetti o attività di natura temporanea, quali ad esempio la reimpostazione di procedure a fronte di innovazioni informatiche o di modifiche normative che impattano sull'operatività della società. È pertanto coerentemente cresciuto il ricorso a forme di lavoro a termine, come i contratti a tempo determinato (10 a fine marzo 2003, con una punta di 14 a luglio 2002) e il lavoro interinale, che si è comunque mantenuto molto al di sotto dei limiti di legge e di contratto.

A fronte della crescita dei dipendenti, la distribuzione per qualifiche è rimasta sostanzialmente invariata, con un'incidenza dei dirigenti di poco superiore al 6%, un folto gruppo di quadri pari a circa il 29%, quasi il 65% di impiegati e una presenza marginale di operai. In leggera diminuzione il numero dei turnisti e semiturnisti passati da 137 (21%) a 131 (19%). La distribuzione per titolo di studio, che già inizialmente registrava un'elevata quota di laureati (22,5%), si caratterizza oggi per una presenza ancor più significativa (27,1%) di personale con il massimo grado di istruzione; tra questi, gli ingegneri sono il gruppo preponderante (63% dei laureati, 17% del totale dei dipendenti). La componente femminile del personale è altresì cresciuta dal 21% al 23%.

Il saldo positivo del numero dei dipendenti tra aprile 2000 e marzo 2003 (58) compendia un flusso in entrata di 158 nuovi ingressi nella società e uno in uscita di 100 cessazioni (entrambi i dati al netto delle trasformazioni di contratto da tempo determinato a indeterminato e delle nomine alla dirigenza).

Il tasso di turnover in entrata, calcolato sull'arco del triennio, è del 24,5%, quello in uscita 15,5%. La dinamica espansiva che connota l'evoluzione degli organici del GRTN contrasta con gli andamenti prevalenti nel settore di appartenenza. Per le grandi imprese (almeno 500 dipendenti) del comparto energia, gas e acqua, il triennio



2000-2002 ha segnato, infatti, sulla base dei dati ISTAT, una contrazione dei dipendenti di circa il 20%: i tassi di turnover in ingresso sono stati nel 2000, 2001 e 2002 rispettivamente 4,1%, 5,4% e 5,1%; i tassi di uscita sono stati, negli stessi anni, 10,4%, 15,2% e 12,8%. Escludendo le cessioni di contratto dall'Enel, nonché le assunzioni altrimenti effettuate di persone comunque dipendenti dall'Enel, i nuovi ingressi risultano 127, costituiti in parte da neodiplomati e neolaureati, in parte da personale con precedenti esperienze lavorative. Per effetto di questi ingressi, è salita all'attuale 18% la quota di dipendenti che non condividono con la maggioranza dei colleghi l'originaria esperienza lavorativa presso l'Enel. La principale causa di cessazione del rapporto di lavoro (54% delle uscite) è stato il pensionamento, quasi sempre di anzianità; nel 26% dei casi le uscite hanno preso la forma di cessioni di contratto ad altre società del settore; mentre il restante 20% è riconducibile prevalentemente a cause di dimissione.

L'età media delle persone inserite nel GRTN nel corso del triennio è 29 anni; le cessazioni hanno invece segnato un'età media di 52 anni. Ciò ha determinato un abbassamento dell'età media del complesso dei dipendenti del GRTN da 45 ai 44 anni. L'anzianità di servizio media (inclusiva del periodo trascorso presso l'Enel per chi ne proviene), pari a oltre 20 anni ad aprile del 2000, si è abbassata di due anni nel corso del triennio considerato, risultando di 18 anni a marzo 2003.

La scelta delle persone da inserire ha seguito nella grande maggioranza dei casi la modalità del confronto, professionale e attitudinale, tra più candidati presenti nella banca dati del GRTN, selezionati inizialmente in base a elementi esplicitati nel curriculum vitae - quali il titolo di studio e la votazione conseguita - e poi convocati per colloqui; l'assunzione diretta, senza processo di selezione interno, ha costituito un'eccezione e ha riguardato ruoli particolari, ad esempio quelli dirigenziali. La modalità di ingresso nella banca dati è la candidatura, generalmente spontanea, attraverso il

sito internet del GRTN; in alcuni casi le candidature sono state sollecitate con apposite inserzioni sulla stampa. Attualmente, le candidature presenti nel sito sono circa 10.500, di cui circa oltre 8.000 corrispondenti a registrazioni intervenute nell'ultimo anno. Nonostante l'elevato numero di candidature, la notorietà del GRTN è tuttora circoscritta alla cerchia dei conoscitori del settore elettrico; sono state pertanto intraprese e pianificate azioni - come ad esempio la partecipazione a *job meeting* - finalizzate a diffondere la conoscenza del GRTN anche in ambiti più allargati di potenziali interessati all'inserimento professionale nella società.

Lo sviluppo di attività formative, di particolare rilievo in una società caratterizzata da un'alta intensità di conoscenze tecniche, ha trovato nel triennio scorso un ostacolo nell'impegno lavorativo richiesto dalla fase di avvio della società, che ha determinato da un lato il prevalere di iniziative di formazione specialistica, funzionali all'immediata operatività, dall'altro, nei casi di iniziative di formazione diffusa, una frequenza ai corsi inferiore all'offerta formativa messa a disposizione. Quanto ai contenuti, nell'arco del triennio considerato le attività di formazione sono state indirizzate soprattutto al mantenimento delle conoscenze tecniche indispensabili, comportando - oltre alle citate iniziative di formazione specialistica - un impegno continuo di formazione on-the-job. Tale sforzo non ha riguardato solo il personale di nuovo inserimento, ma ha coinvolto la maggioranza dei dipendenti, le cui attività sono state comunque interessate dall'introduzione di nuovi strumenti informatici - quali ad esempio l'adozione di un sistema ERP - e dalle necessità di adattamento a un contesto normativo e operativo in continua evoluzione.

Nel corso del 2002 le principali iniziative di formazione diffusa hanno riguardato l'apprendimento della lingua inglese e la formazione sui temi della sicurezza sul luogo di lavoro. Quest'ultima iniziativa, realizzata in accordo con l'Inail e parzialmente finanziata dall'istituto di assicurazione, ha costituito un primo caso di for-

mazione a distanza rivolta alla totalità dei dipendenti del GRTN. Il ricorso all'e-learning ha consentito di mettere a disposizione i contenuti del corso simultaneamente a tutto il personale, incluso quello delle Sedi territoriali e delle due società del gruppo, realizzando la massima diffusione delle informazioni in tempi molto stretti. Sono stati inoltre messi a punto dei moduli formativi per l'inserimento dei neoassunti, con parti dedicate alle caratteristiche e alle problematiche del settore elettrico. La pianificazione delle attività formative per il 2003 ha preso le mosse da una rilevazione sistematica delle richieste di formazione relative alla totalità dei dipendenti; oltre all'arricchimento del percorso formativo per neoassunti, i principali programmi di intervento riguardano le problematiche e le prospettive del settore elettrico, l'apprendimento delle lingue orientato alle necessità professionali, la formazione tecnico-specialistica e, con particolare attenzione alla fascia manageriale, lo sviluppo delle competenze, sia professionali - in aree diverse da quella di appartenenza - sia personali.

#### **4.5 Le infrastrutture informatiche e le applicazioni sviluppate**

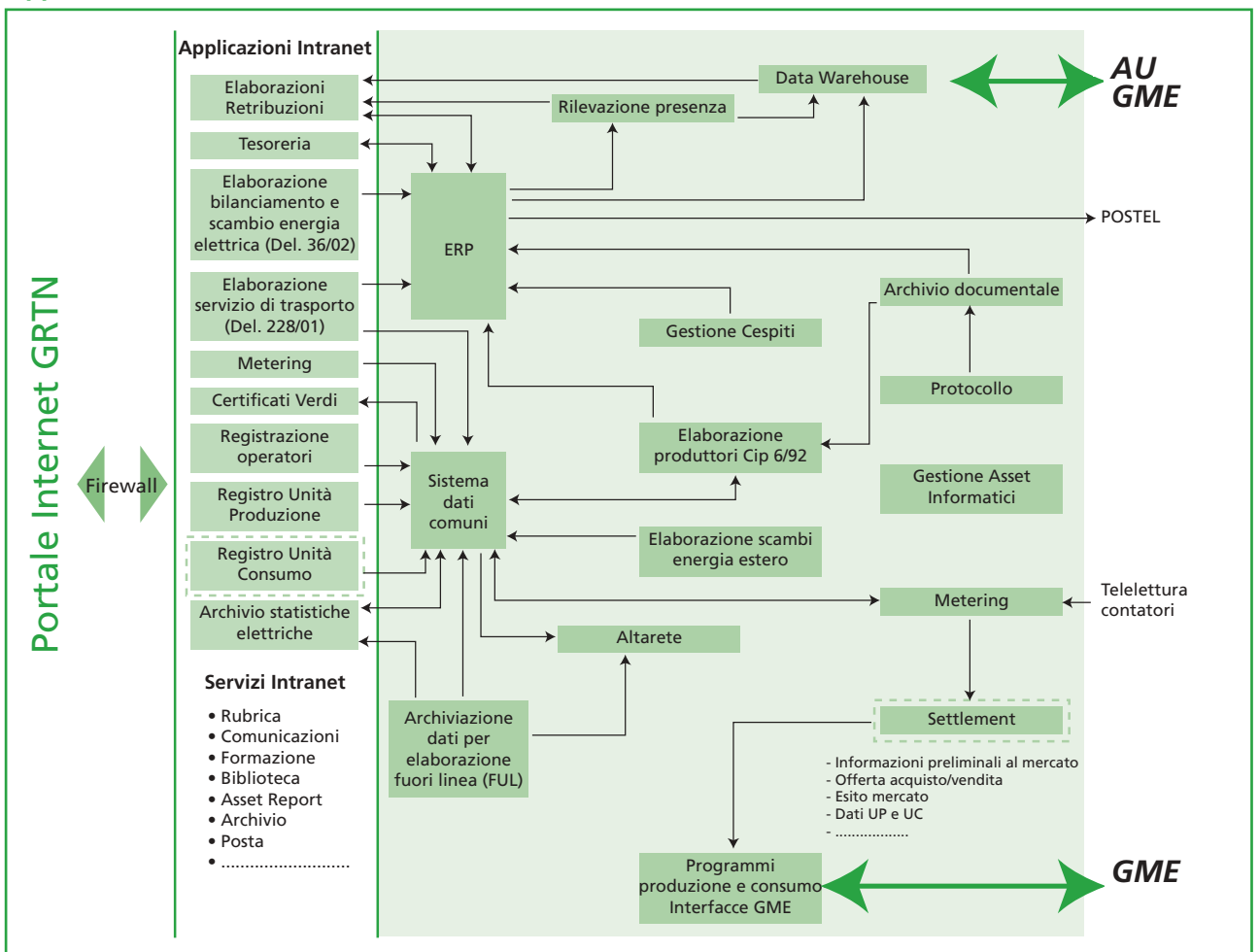
Il GRTN si è dotato, nel corso degli anni, di una infrastruttura teleinformatica progettata per supportare i processi interni ed esterni in coerenza con lo scenario del settore elettrico. Il cambiamento richiesto dalla liberalizzazione ha richiesto una progettazione modulare e una metodologia di sviluppo progressivo dei sistemi informatici, in modo da rispondere nel miglior modo possibile alla riorganizzazione delle funzioni e delle transazioni per effetto delle nuove regole nel settore.

L'infrastruttura ospita tutte le applicazioni informatiche a uso interno e utilizza un portale internet per le applicazioni che permettono al GRTN di governare processi informatici condivisi con gli operatori del settore.

La riorganizzazione del settore industriale elettrico è tuttora in una fase di assestamento e i sistemi informatizzati di supporto,

devono di conseguenza essere ulteriormente implementati e adattati per aderire all'evoluzione delle esigenze e delle normative. Nel seguito vengono illustrate sinteticamente le applicazioni sviluppate dal GRTN nel corso di questi ultimi anni, sia per la gestione delle attività esterne rivolte al settore elettrico, sia per l'organizzazione delle attività e degli uffici interni. Nella figura seguente vengono sintetizzate le applicazioni sviluppate dal GRTN, alcune sono già state citate nella descrizione delle attività gestionali svolte dalla società, di altre si dà una breve descrizione di seguito.

### Applicazioni interne al GRTN



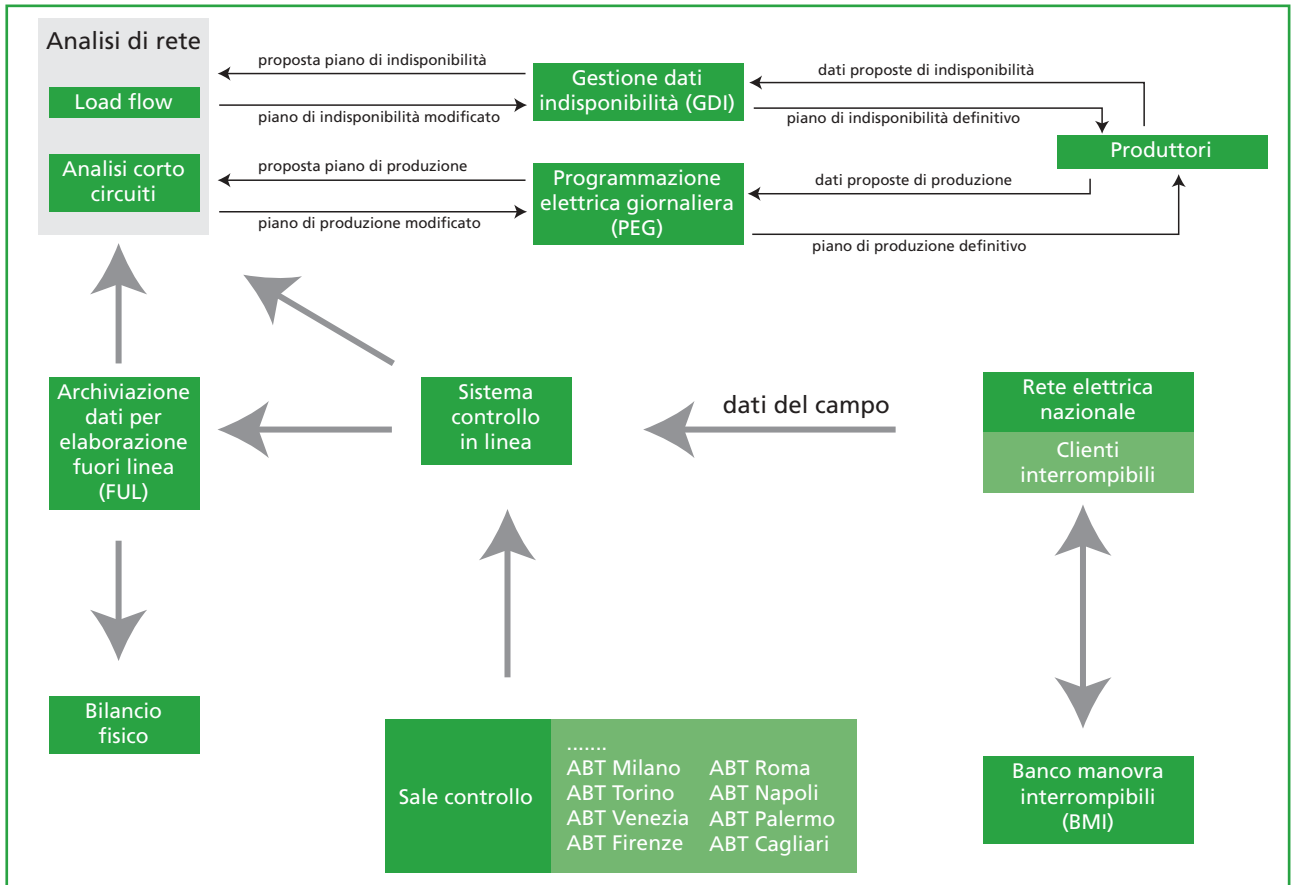
Le principali applicazioni sviluppate nel corso del triennio riguardano:

- a) applicazione di supporto al metering: il sistema di metering acquisisce le misure d'energia elettrica dai misuratori installati sulla rete o direttamente dagli operatori elettrici coinvolti come sistemi di acquisizione secondari (SAS), mediante un flusso informativo attraverso il portale Internet. È prevista, inoltre, una terza modalità d'acquisizione delle misure dal sistema FUL;
- b) applicazione per la gestione del bilanciamento e dello scambio di energia elettrica (delibera 36/02 e seguenti): Il sistema gestisce i contratti di bilanciamento e di scambio di energia elettrica e consente l'acquisizione e la verifica delle informazioni relative alle misure di energia autodichiarate dai soggetti titolari di contratti e a quelle rilevate dai distributori; supporta inoltre il relativo processo di fatturazione. È in preparazione una nuova versione dell'applicazione per aderire agli aggiornamenti della delibera;
- c) applicazione per il calcolo e la fatturazione dei corrispettivi di trasporto (delibera 228/01): per i produttori CIP 6 i dati di energia per la fatturazione sono ricavati dall'applicazione omonima. Per gli altri operatori e per i distributori i dati sono acquisiti attraverso l'applicazione del portale internet. Il sistema elabora i corrispettivi per il servizio di trasporto e provvede alla fatturazione in automatico, e alla trasmissione della fattura ai produttori e distributori via servizio Postel;
- d) gestione contratti CIP 6: il sistema gestisce l'archivio dei contratti dei produttori CIP 6/92 (produttori minori estesa anche ai produttori maggiori), per supportare le attività di verifica dei dati fisici e commerciali indicati nelle fatture e consente la produzione dei benestare di pagamento;
- e) gestione scambi energia estero: il sistema gestisce le partite commerciali di importazione ed esportazione di energia tra l'Italia e l'estero. In particolare, vengono definiti gli impegni giornalieri di potenza oraria, oggetto del transito internazionale e vengono validati a consuntivo con le misure provenienti dal sistema in linea. Il sistema permette di valorizzare le quantità di

energia scambiate per ogni gestore di rete estero interessato, con le relative valute;

- f) settlement: nel modulo settlement sono implementati gli algoritmi e le procedure necessari per il calcolo delle partite economiche relative alla risoluzione delle congestioni, al servizio di bilanciamento e all'acquisizione dei servizi di riserva;
- g) gestione dei programmi di produzione e consumo: il sistema ha l'obiettivo di gestire i flussi informativi da e verso il Gestore del Mercato Elettrico e di registrare tutti i dati inerenti ai programmi di produzione e consumo. Il progetto consiste nella realizzazione di un database per l'archiviazione dei dati provenienti dal GME, attinenti le contrattazioni effettuate durante le sedute giornaliere associate ai diversi mercati elettrici, dei dati generati dal GRTN e forniti al GME quali informazioni preliminari per i diversi mercati, delle offerte presentate dal GRTN sui diversi mercati limitatamente alle unità di produzione/consumo nella propria disponibilità o a titolo di compensazione per gli scostamenti dai programmi di importazione/esportazione con l'estero e, infine, per la registrazione dei diagrammi di produzione/consumo associati ai contratti bilaterali;
- h) SCTI (Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrati): il sistema di controllo in tempo reale del GRTN è attualmente basato su un centro nazionale di controllo e otto centri territoriali. Tale sistema, denominato SCPT, è in esercizio da metà anni '80. Nei primi anni '90 fu avviata, in ambito Enel, un'attività di aggiornamento concretizzatasi con la realizzazione del sistema PASCAL nel 1997 presso il Centro Nazionale di Controllo, sistema integrato con il sistema SCPT. Nel 1998 sempre in ambito Enel, è stato avviato il progetto SCTI (di prossima entrata in servizio) per la creazione di una rete, affidabile e integrata, di raccolta/invio di segnali/misure dal campo, a supporto sia delle attività di controllo (in sostituzione del sistema SCPT), di competenza GRTN, sia delle attività di teleconduzione di competenza del proprietario di rete Terna. La figura illustra il nuovo sistema di controllo;

## Sistemi di controllo in linea



- i) Banco Manovra Interrottibili (BMI): è un sistema di controllo utilizzato per la gestione dei cosiddetti "utenti interrottibili", grandi utenze titolari di contratti che prevedono la fornitura di energia con la possibilità, da parte del GRTN, di distaccare carico per esigenze di esercizio della rete elettrica nazionale;
- j) applicazione di supporto alla gestione dei certificati verdi: il sistema supporta le attività di qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili; l'emissione dei certificati verdi e la relativa gestione del Registro; la verifica annuale degli adempimenti dei produttori; l'interfaccia verso il sistema di contrattazione dei CV gestita dal GME;

- k) applicazione per la Registrazione degli Operatori (ROP): il sistema sviluppato permette agli operatori elettrici l'inserimento dei propri dati anagrafici nell'archivio del GRTN. Ciascun operatore riceve una chiave di accesso, con la quale, a valle della validazione, potrà accedere a tutte le procedure di suo specifico interesse. L'applicazione è integrata con il nuovo ambiente di sicurezza per permettere sessioni con firma digitale e crittografia dei dati;
- l) gestione informatizzata del Registro Unità di Produzione (RUP): il Registro contiene l'anagrafica delle Unità di Produzione, in particolare quelle certificate a partecipare al mercato, con l'indicazione: della zona geografica, dell'operatore elettrico (con riferimento al livello di tensione), del punto di scambio rilevante (cui è associato il punto di immissione cui afferisce l'Unità di Produzione), del punto di scambio virtuale in cui sono riportate le misure di energia, dei coefficienti di perdita di trasporto e del mercato di riferimento cui è abilitata a partecipare l'Unità di Produzione;
- m) gestione informatizzata del Registro Unità di Consumo (RUC): il Registro contiene l'anagrafica di tutte le Unità di Consumo, in particolare quelle abilitate a partecipare al mercato, raggruppate per: zona geografica, operatore elettrico, punto di scambio rilevante (cui è associato il punto di prelievo cui afferisce l'unità di consumo), livello di tensione, coefficienti di perdita di trasporto di energia elettrica e mercato di riferimento cui è abilitata a partecipare l'Unità di Consumo;
- n) gestione informatizzata delle retribuzioni e di gestione dei servizi di tesoreria: la prima applicazione riguarda un servizio affidato in outsourcing che si occupa del calcolo delle retribuzioni di dirigenti e dipendenti del Gruppo GRTN. Il sistema è interfacciato con i sistemi interni GRTN per lo scambio automatico dei flussi di informazioni. La seconda fa riferimento al sistema di supporto alle funzionalità strategiche e operative della tesoreria e gestisce le attività di Home Banking; gestione dei finan-



ziamenti; tesoreria e pianificazione finanziaria. Il sistema si integra con ERP Oracle Application e col sistema Home Banking per la ricezione e trasmissione di flussi telematici da e verso gli istituti di credito;

- o) gestione informatizzata dei Dati Statistici (GSTAT): il sistema supporta le attività di acquisizione dei dati statistici da parte degli operatori elettrici nazionali attraverso il portale Internet;
- p) ERP: è il pacchetto integrato che è stato personalizzato per realizzare i sistemi informativi degli uffici relativi all'Amministrazione; Pianificazione e Controllo; Acquisti e Appalti; Tesoreria.

## 5 Il quadro normativo

### 5.1 Introduzione

Il capitolo illustra l'evoluzione della normativa di disciplina del settore elettrico nel periodo che va dall'aprile 2002 al marzo 2003. Per lo stesso periodo vengono descritte sinteticamente le principali delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) aventi per oggetto la regolazione delle funzioni e/o il controllo delle attività del GRTN e/o di impatto sulle proprie attività. Il capitolo si chiude con l'esposizione dei recenti avvenimenti in sede comunitaria. In particolare, vengono riportati gli indirizzi della politica energetica europea, i principali cambiamenti intervenuti e le decisioni intraprese in sede istituzionale europea.

In materia di quadro normativo e regolamentare è da registrare una correzione nel percorso di attuazione del progetto iniziale di riforma del settore elettrico nazionale previsto dal D.lgs. 79/99, concretizzatesi in una proposta di revisione della disciplina di liberalizzazione e di riorganizzazione dei settori energetici elaborata dal Ministro delle Attività Produttive e attualmente in discussione nelle sedi istituzionali competenti. In Europa, invece, è da segnalare una ripresa del processo di liberalizzazione e di ri-regolamentazione del settore nell'ultimo anno rispetto al periodo precedente. È prevedibile che dall'Europa giunga un'accelerazione al processo di apertura dei mercati e di promozione della concorrenza.

### 5.2 Sintesi dei principali provvedimenti legislativi e regolamentari nazionali

Il paragrafo illustra l'azione normativa del Parlamento e del Governo in materia di energia elettrica nel periodo che va dall'aprile 2002 al marzo 2003. I provvedimenti, riportati in ordine cronologico, si riferiscono in particolare agli interventi che incidono sull'attività e sul comportamento del GRTN.

### 5.2.1 Legge 1 agosto 2002, n. 166 “Disposizioni in materia di infrastrutture e trasporti”

Il “collegato infrastrutture” alla Finanziaria 2002 contiene norme, in materia di lavori pubblici e di espropriazione, rilevanti per l’attività di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale.

Per quanto riguarda i lavori pubblici, la legge 166/02 detta alcune disposizioni di interesse per il GRTN pur riguardando una tipologia di appalti di lavori che, per il loro contenuto non specialistico, toccano meno l’attività progettuale e realizzativa del GRTN.

In particolare viene soppressa, per gli appalti di lavori su impianti elettrici di importo inferiore alla soglia comunitaria, la disciplina di cui alla legge quadro 109/94 (art. 2, comma 5). Ne consegue che oggi tali lavori possono essere assegnati secondo il regime giuridico, pubblico o privato, proprio del soggetto appaltante.

Per quanto riguarda le espropriazioni, la legge 166/02 detta alcune norme in merito alle condizioni di attuazione del Testo Unico in materia di espropriazione per pubblica utilità approvato con D.P.R. 8 giugno 2001, n. 327. In particolare la legge 166/02:

- proroga l’entrata in vigore del Testo Unico al 31 dicembre 2002<sup>1</sup>;
- stabilisce la non applicabilità delle condizioni previste dal Testo Unico ai progetti per i quali, alla sua data di entrata in vigore, sia già intervenuta la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza.

<sup>1</sup> La decorrenza del TU è stata ulteriormente prorogata al 30 giugno 2003 dalla legge 27 dicembre 2002, n. 284.

### 5.2.2 D.lgs. 20 agosto 2002, n. 190 “Attuazione legge 443/01 per la realizzazione delle infrastrutture elettriche con procedure semplificate”

In data 20 agosto 2002 è stato emanato il Decreto legislativo 190/02, in attuazione dell’art. 1, comma 2 della legge 443/01 cd. “Legge Obiettivo”, contenente la delega al Governo in materia di infrastrutture e di insediamenti produttivi strategici, di preminente interesse per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese.

L'individuazione delle infrastrutture e degli insediamenti produttivi è stata operata a mezzo di un Programma approvato dal CIPE che indica, tra l'altro, gli interventi necessari per incrementare l'approvvigionamento energetico. Fra questi, alcuni sulla Rete di trasmissione nazionale, già riportati nel Programma triennale di sviluppo per gli anni 2001/2003.

In relazione a tali interventi così come, più in generale, per gli interventi strategici per l'approvvigionamento energetico, il D.lgs. 190/02 prevede una procedura autorizzativa "semplificata" nel presupposto della specialità progettuale e realizzativa delle linee e degli impianti elettrici.

In particolare l'iter procedurale vede protagonisti:

- i soggetti competenti alla realizzazione delle infrastrutture;
- i Ministeri delle Infrastrutture e delle Attività Produttive, cui sono attribuite funzioni propositive e di supporto in tema di progettazione;
- il CIPE, al quale compete l'approvazione dei progetti.

Il procedimento così semplificato si conclude in 160 giorni con l'approvazione del CIPE. Il provvedimento di approvazione, oltre a sostituire ogni altra autorizzazione, costituisce dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità e urgenza delle opere consentendone la realizzazione e l'esercizio. Tale dichiarazione di indifferibilità e di urgenza consentirà al soggetto aggiudicatario di procedere all'occupazione d'urgenza e all'entrata in possesso delle aree, anche con l'entrata in vigore del D.P.R. 8 giugno 2001, n. 327 (c.d. "Testo Unico in materia di espropriazione").

### 5.2.3 D.P.C.M. 31 ottobre 2002 "Criteri generali integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas"

Il Governo, con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 31 ottobre 2002, ha individuato alcuni criteri integrativi cui l'Autorità deve attenersi, a decorrere dal 1 gennaio

2003, per l'attività di aggiornamento tariffario. In base a essi l'Autorità:

- definisce le tariffe anche successivamente all'apertura del mercato ai clienti liberi;
- definisce nuove frequenze di aggiornamento della componente tariffaria correlata al costo dei combustibili, prevedendo un intervallo più ampio per contenere gli impulsi inflazionistici;
- definisce le modalità di imputazione degli oneri, derivanti dalle misure a contenuto sociale, in modo da minimizzare il costo complessivo e da garantire equità nella distribuzione degli oneri tra le varie categorie di utenza.

#### 5.2.4 Accordo del 5 settembre 2002 tra Governo, Regioni, Province, Comuni per l'esercizio delle funzioni di competenza in materia di energia elettrica

In data 5 settembre 2002 la Conferenza Unificata ha promosso e sancito un accordo, tra Governo, Regioni, Province, Comuni e Comunità montane, per l'esercizio coordinato delle rispettive funzioni in materia di produzione di energia elettrica.

Obiettivo dell'accordo è coordinare l'attività svolta dai diversi soggetti, nell'ambito delle attività amministrative di competenza, per assicurare l'installazione di una potenza di generazione adeguata al fabbisogno nazionale e alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Oggetto dell'accordo sono i criteri generali di valutazione dei progetti di costruzione ed esercizio di impianti di generazione e l'individuazione dei compiti e delle funzioni amministrative relativamente alla produzione di energia.

#### 5.2.5 Legge 12 dicembre 2002, n. 273 "Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza"

L'art. 35 detta alcune nuove disposizioni in materia di importazione e fornitura di energia elettrica. In base a tale norma, in presen-

za di insufficiente capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero, sono riservate, in via prioritaria, quote di capacità la cui entità è definita successivamente dal Ministro delle Attività Produttive ai seguenti soggetti:

- clienti idonei direttamente connessi alla RTN e disponibili a distacchi istantanei di carico;
- clienti idonei o finali o consorzi in grado di assicurare l'utilizzo completo della capacità per almeno l'80%.

I contratti di fornitura di energia stipulati da tali soggetti non sono sottoposti all'autorizzazione dell'Autorità, prevista per i contratti in deroga al sistema dell'offerte, né al versamento del relativo corrispettivo.

#### 5.2.6 Decreto legge 23 dicembre 2002, n. 281

“Mantenimento in servizio delle centrali di Porto Tolle, Brindisi Nord e S. Filippo di Mela”

Il Decreto legge 23 dicembre 2002, n. 281 che avrebbe consentito il mantenimento in esercizio, oltre il 31 dicembre 2002, di gruppi delle centrali termoelettriche di Porto Tolle, Brindisi Nord e S. Filippo del Mela, ritenute essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e che, in virtù del D.M. 12 luglio 1990 (“Linee guida sul contenimento delle emissioni inquinanti”), avrebbero invece dovuto cessare l'attività, non è stato convertito in legge per decorrenza dei termini.

Il Decreto indicava le attività che avrebbero dovuto svolgere, rispettivamente, GRTN e proprietari degli impianti per salvaguardare le esigenze di tutela della salute e dell'ambiente, ferma restando la sicurezza della rete.

Il Decreto, entrato in vigore il 25 dicembre 2002, era stato approvato con emendamenti dall'Assemblea del Senato che ne aveva sostanzialmente riproposto la versione originaria. Il testo, tornato all'esame della Camera, non è stato convertito in legge nei termini ed è pertanto decaduto.

È da segnalare, tuttavia, che in relazione all'approvazione del successivo decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 richiamato di seguito, sono stati rivisti i criteri di valutazione dei programmi di ambientalizzazione delle centrali prevedendo una verifica da parte del GRTN degli effetti indotti sull'equilibrio del sistema elettrico nazionale. Un tale orientamento consente di rivedere i programmi di indisponibilità degli impianti di cui al D.L. 281/02.

#### 5.2.7 Decreto ministeriale 23 dicembre 2002 "Ampliamento dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale di energia elettrica"

L'articolo 3, comma 7 del D.lgs. 79/99 prevede che il Ministro dell'Industria (oggi Ministro delle Attività Produttive) determini l'ambito della RTN, sentita l'Autorità e i soggetti interessati.

Nell'agosto 2001 il GRTN, al fine di migliorare la sicurezza e affidabilità del sistema elettrico, ha proposto un ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione prevedendo l'inclusione di porzioni di reti, senza obbligo di connessione di terzi e di alcuni elementi in alta e altissima tensione, precedentemente ricadenti nell'ambito delle reti di distribuzione.

Al riguardo l'Autorità, condivisa la proposta del GRTN, ha manifestato l'esigenza di dare corso alla variazione con uno specifico provvedimento ministeriale.

Il Ministero delle Attività Produttive, pertanto, con Decreto del 23 dicembre 2002 ha stabilito che il GRTN dia corso alla modifica dell'ambito della rete, così come proposto, con decorrenza 1 gennaio 2003, previo conferimento degli elementi rilevanti, da parte dei soggetti che ne avevano la disponibilità, alle società di cui all'art. 3, comma 7 del D.lgs. 79/99.

#### 5.2.8 Decreti attuativi Presidenza Consiglio dei Ministri in materia di campi elettromagnetici

Il Consiglio dei Ministri, sentiti i Ministeri dell'Ambiente, Sanità e Telecomunicazioni, ha approvato in data 21 febbraio 2003, due

decreti attuativi in applicazione delle disposizioni contenute nella legge 22 febbraio 2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" con la quale sono stati introdotti nuovi principi in materia di emissioni generate da impianti a bassa frequenza (elettrodotti) e ad alta frequenza (stazioni di telefonia mobile, radio e televisione).

In particolare, per gli elettrodotti, il primo di tali decreti ha fissato come valore di attenzione il limite di 10 microtesla per gli impianti già esistenti e un limite di 3 microtesla quale obiettivo di qualità per gli impianti di nuova costruzione.

#### 5.2.9 Decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25

##### "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali di sistema"

In data 19 febbraio 2003 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 contenente "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico".

Il Decreto introduce alcune novità in tema di stranded costs, di rendita idro-geo e di valutazione di impatto ambientale per potenziamenti o nuove realizzazioni di impianti termici superiori a 300 MW. Questi gli aspetti principali.

- *Stranded costs*: la attuale riformulazione degli oneri generali di sistema, introdotta dal Decreto, non ricomprende più, a decorrere dal 1 gennaio 2004, gli *stranded costs* associati a impianti di produzione. È rinviata a un successivo Decreto ministeriale la individuazione, sino al 31 dicembre 2003, delle relative partite economiche nonché delle modalità per il rimborso e per la copertura del fabbisogno necessario.
- *Estrazione della rendita idro-geo*: il Decreto stabilisce che la compensazione i cui tempi di recupero erano stati fissati dal D.M. 26 gennaio 2000 in sette anni, non sia più applicata a far data dal 1 gennaio 2002. Si tratta della compensazione



per la maggiore valorizzazione dell'energia derivante da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, di proprietà o nella disponibilità di imprese di distribuzione alla data di entrata in vigore della citata Direttiva europea. Il Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, impartisce le disposizioni necessarie ai fini del rimborso delle partite economiche connesse alla retroattiva non applicazione della citata compensazione.

- *Valutazione di impatto ambientale (VIA) relativamente agli impianti termici di potenza superiore a 300 MW*: il Decreto individua alcuni criteri di priorità "preferendo" i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti volti alla riduzione delle emissioni inquinanti, i progetti che comportino il riutilizzo di siti già collegati alla rete, i progetti che migliorino l'equilibrio domanda/offerta nonché quelli che contribuiscano alla diversificazione delle fonti. L'effettuazione della VIA, anche per i procedimenti in corso, è prorogata di ulteriori 90 giorni dalla data di inoltro delle eventuali integrazioni progettuali richieste. In tale contesto viene assegnato al GRTN il compito di trasmettere al Ministero delle Attività Produttive analisi previsionali sulla base dei dati su domanda e offerta, flussi di energia, assetto della rete e sull'evoluzione della potenza installata prevista.

#### 5.2.10 Decreto ministeriale 14 marzo 2003 relativo al mercato dei Cv

In data 19 marzo 2003 è stato pubblicato sulla G.U. il Decreto del Ministro delle Attività Produttive relativo al mercato dei CV di cui all'art. 11 del D.Lgs. 79/99. In particolare, l'art. 1 del Decreto approva le istruzioni alla disciplina del mercato elettrico con riferimento al mercato dei CV e l'art. 2 attribuisce l'assunzione della responsabilità di organizzazione e gestione della sede di contrattazione dei certificati al GME.

### 5.3 Sintesi delle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

Nel presente paragrafo sono descritte le deliberazioni dell’AEEG nel periodo aprile 2002-marzo 2003 di interesse per il GRTN. Le decisioni dell’Autorità sono riportate sulla base di una classificazione per area tematica. In particolare sono state individuate cinque aree di interesse: a) deliberazioni in materia di interventi di sviluppo diretto sulla rete di interconnessione (sub par. 5.3.1); b) decisioni in materia di determinazione, allocazione e assegnazione delle capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con le reti dei paesi confinanti (sub par. 5.3.2 e 5.3.3); c) deliberazioni in materia di assegnazione di energia elettrica di cui all’art. 3, comma 12, D.lgs. 79/99 (c.d. CIP 6) (sub par. 5.3.4); d) deliberazioni in materia di regolazione delle condizioni di erogazione dei servizi da parte del GRTN (sub par. 5.3.5 e 5.3.6); e) altre deliberazioni di interesse per le attività del GRTN (sub par. 5.3.7).

#### 5.3.1 Delibere 151/02, 175/02 e 230/02 in materia di accesso prioritario alla nuova capacità di trasporto ai soggetti che realizzano interventi di sviluppo diretto

Con la delibera 8 agosto 2002, n. 151, integrata e modificata dalle successive delibere 175/02 e 230/02, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha riconosciuto diritto di accesso, a titolo prioritario, alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l’estero ai soggetti che realizzano nuove infrastrutture di rete o potenzino quelle esistenti.

I provvedimenti si richiamano all’art. 10, comma 2 del D.lgs. 79/99, che prevede che l’Autorità determini modalità e condizioni delle importazioni nel caso risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili e alla luce delle finalità di promozione della concorrenza nel settore elettrico perseguite dall’Autorità.

Ai soggetti che realizzano, a propria cura e spese, interventi di sviluppo, contribuendo a colmare la inadeguatezza della capacità di trasporto, è garantita una remunerazione “in natura”, consistente

nell'accesso per dieci anni a una quota della capacità che essi stessi hanno contribuito ad accrescere.

La delibera introduce, di conseguenza, una nuova fattispecie di accesso alla Rete di trasmissione nazionale, diversa rispetto a quella individuata dal D.lgs. 79/99, nonché una fattispecie di sviluppo diretto nuova, per tempistica, competenze e remunerazione rispetto a quella ordinaria, disciplinata dalla convenzione di concessione di cui al D.M. 17 luglio 2000.

Dal punto di vista economico si segnala che al beneficiario del diritto di accesso non è riconosciuta, durante i dieci anni di godimento del diritto, alcuna remunerazione per l'esercizio e la manutenzione dell'elemento di rete oggetto dell'intervento di sviluppo. L'Autorità, con la delibera 230/02, ha fissato a carico dei soggetti richiedenti un corrispettivo da versare al GRTN per l'analisi tecnica delle domande presentate, nonché una fidejussione a garanzia del completamento degli obblighi assunti e ha prorogato al 31 gennaio i termini per l'applicazione del provvedimento.

Il GRTN, in attesa della completa definizione del quadro regolatorio di riferimento, ha pubblicato un avviso preliminare, diretto a sollecitare manifestazioni di interesse da parte dei soggetti che desiderino pre-qualificarsi per realizzare interventi di sviluppo.

### 5.3.2 Delibere 167/02, 189/02, 190/02, 202/02

in materia di allocazione della capacità di trasporto  
sulla frontiera elettrica settentrionale

Come previsto all'art. 10, comma 1 del D.lgs. 79/99, anche per l'anno 2003 il GRTN ha comunicato al Ministero delle Attività Produttive e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas i valori della capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con l'estero. Relativamente alla frontiera settentrionale, i valori della capacità e la ripartizione tra frontiera nord-ovest (Francia e Svizzera) e frontiera nord-est (Austria e Slovenia) sono risultati dall'accordo rag-

giunto nell'ambito della Task Force composta dai gestori di rete di Francia, Svizzera e Italia.

Nell'ambito della medesima Task Force è stato finalizzato un ulteriore accordo che chiarisce alcuni aspetti applicativi in merito ai criteri per la ripartizione dei transiti sulla frontiera nord-ovest (Transit splitting criteria).

L'accordo, nel ribadire la ripartizione percentuale delle quote di capacità spettanti a ciascuno dei sei gestori svizzeri, ha previsto le modalità per l'individuazione del gestore di rete confinante deputato alla stipula del contratto di transito. In seguito all'accordo, i gestori svizzeri hanno ritirato il ricorso presentato innanzi al Consiglio di Stato alla deliberazione dell'Autorità relativa alle modalità e alle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione nell'anno 2002 (Cfr. Rapporto sulle attività del GRTN, aprile 2001-marzo 2002).

Con la delibera 189/02 l'Autorità, in base all'art. 10, comma 2 che le attribuisce il potere di disciplinare modalità e condizioni per le importazioni in caso di capacità di trasporto insufficiente e tenendo conto dei valori di capacità comunicati dal GRTN, ha approvato l'intesa raggiunta con l'Autorità di regolazione francese (Commission de régulation de l'électricité) che detta i criteri generali per l'allocazione congiunta, nell'anno 2003, della capacità sulla rete di interconnessione con la Francia.

In data 19 dicembre 2002 è stata pubblicata la delibera 190/02 che disciplina le modalità e le condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione, l'esportazione e il transito di energia elettrica a mezzo della Rete di trasmissione nazionale, sulla frontiera elettrica settentrionale per l'anno 2003.

La regolamentazione della capacità di trasporto contenuta nell'Allegato A è per molti versi analoga alla regolamentazione adottata con la delibera 301/01 per l'anno 2002.

Le principali differenze riguardano i seguenti aspetti:

- aumento dei valori della capacità di trasporto disponibile per il

2003 rispetto all'anno precedente;

- previsione di una quota aggiuntiva di capacità riservata al mercato vincolato, pari a 100 MW, per la stipula di nuovi contratti di fornitura in aggiunta a quelli già posti in capo a Enel Spa e tuttora in corso. Le relative modalità di assegnazione saranno definite dall'Autorità con successivo provvedimento;
- ulteriore quota di capacità rispetto a quella assegnata per l'anno precedente riservata, per il biennio 2003-2004, ai clienti "interrompibili" istantaneamente;
- introduzione della disciplina del "transito di energia elettrica", vale a dire dell'importazione di energia e della sua contestuale esportazione verso uno Stato confinante;
- definizione dei diritti e degli obblighi degli assegnatari, distinguendo tra il periodo precedente la data di avvio del dispacciamento di merito economico e il periodo successivo.

Relativamente all'assegnazione, il GRTN, in conformità a quanto stabilito dalla delibera, ha verificato la disponibilità dei gestori di Svizzera, Austria e Slovenia a procedere a un'allocazione congiunta, analizzando la possibilità di un coordinamento. In esito a tali verifiche è emerso che tutti i gestori avrebbero provveduto ad assegnazioni autonome del 50% della capacità disponibile su ciascuna frontiera.

Sulla frontiera francese, invece, GRTN e RTE hanno elaborato un regolamento per la procedura di assegnazione congiunta, approvato dalle autorità di regolazione di entrambi i Paesi, per l'Italia con delibera 202/02.

Per quanto riguarda la Slovenia la delibera 190/02 prevede l'assegnazione di capacità di trasporto, non garantita nella continuità di utilizzo, a soggetti disponibili a distacco istantaneo. Infatti, su richiesta del Ministero delle Attività Produttive e del gestore sloveno, il GRTN ha valutato, mediante simulazioni condotte in diverse condizioni di rete, la possibilità di individuare ulteriore capacità sull'interconnessione con la Slovenia nel rispetto della sicurezza

del sistema elettrico nazionale e ha concluso che l'eventuale incremento, da sperimentare nel 2003, non può superare il valore di 100 MW. L'Autorità ne ha preso atto e ha autorizzato il GRTN a ridurre tale valore, a propria discrezione, anche senza preavviso.

Come già previsto dalla delibera 301/01, il GRTN e il gestore di rete francese (RTE) hanno presentato alle rispettive autorità di regolazione, per l'approvazione, un regolamento condiviso contenente i principi generali per l'allocazione su base settimanale e giornaliera, della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra Italia e Francia.

Il nuovo meccanismo, attivato nell'ottobre 2002, viene gestito, per conto dei due gestori, dal gestore francese.

L'Autorità ha approvato le nuove procedure con la delibera 167/02 limitatamente alle allocazioni su base giornaliera, sino al 31 dicembre 2002, richiedendo al GRTN l'invio di rapporti mensili circa l'esito delle assegnazioni e della capacità utilizzata.

Al contempo l'Autorità ha stabilito che il sistema di compravendita di energia disponibile imprevedibilmente sulla rete e acquistata dal GRTN ai fini di riconciliazione (c.d. spot) riguarda l'energia che transita sull'intera frontiera settentrionale a eccezione di parte di quella francese per la quale vale invece il meccanismo di negoziazione giornaliera.

### 5.3.3 Deliberazioni 97/02, 147/02, 188/02 in materia di allocazione della capacità di trasporto sulla frontiera elettrica meridionale

Sulla frontiera meridionale, a seguito dell'entrata in servizio del collegamento in corrente continua Italia-Grecia, formalizzata con l'accettazione da parte del GRTN del cavo quale elemento della RTN e con la sottoscrizione congiunta tra GRTN e Terna del verbale di consegna (27 giugno 2002), si è resa disponibile sull'interconnessione con la rete elettrica greca una capacità di trasporto pari a circa 500 MW. L'Autorità, pertanto, ha raggiunto un'intesa con l'autorità di rego-

lazione greca per la relativa assegnazione e l'ha approvata con la delibera 97/02.

L'intesa prevede che:

- l'allocazione sia effettuata sulla base di un regolamento, condiviso dal gestore italiano e dal gestore greco (HTSO) e approvato dai due organismi di regolazione;
- i valori della capacità disponibile siano concordati dai due gestori e l'assegnazione sia effettuata per mezzo di un *joint committee*;
- l'assegnazione avvenga in prevalenza su base annuale e in via residuale su base mensile;
- sia prevista una fase sperimentale all'esito della quale i due gestori, sulla base dell'esperienza maturata nel transitorio, inviino alle autorità una relazione e una proposta per il sistema definitivo di allocazione della capacità.

In attuazione della delibera il GRTN e HTSO hanno sottoscritto un accordo per disciplinare, nel periodo luglio/ottobre 2002, la procedura di assegnazione della capacità di trasporto i cui valori sono pari a 500 MW, in esportazione dall'Italia alla Grecia e in 150 MW in importazione dalla Grecia.

L'Autorità con delibera 147/02 ha approvato, di concerto con l'autorità di regolazione greca, la proposta di regolamento transitorio presentata dal GRTN e dal gestore di rete greco (HTSO) valida sino al 31 ottobre 2002, disponendo la predisposizione di un nuovo regolamento per il periodo successivo.

Il GRTN e HTSO hanno proceduto all'allocazione della capacità in base al regolamento transitorio, continuando nel frattempo le trattative per elaborare la nuova proposta.

Vista l'impossibilità di addivenire a un'intesa con il gestore greco, l'Autorità ha approvato, con propria delibera 188/02, l'estensione al 31 dicembre 2002 del regolamento transitorio.

Relativamente all'anno 2003 l'esecuzione di lavori per l'installazione di fibre ottiche ha comportato la parziale indisponibilità tecni-

ca del collegamento nel periodo gennaio - marzo 2003, pertanto la ridotta capacità di trasporto, circa 150 MW, disponibile solamente nelle ore notturne, è stata utilizzata per esigenze di riserva e soccorso. Nel mese di febbraio 2003, l'Autorità ha autorizzato il GRTN ad assegnare, sulla base di quanto stabilito con la delibera 147/02, la capacità di trasporto disponibile nelle ore notturne, almeno fino al 31 marzo 2003.

#### 5.3.4 Deliberazione 204/02 in materia di procedure concorsuali per la cessione per l'anno 2003 dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99

In data 22 novembre 2002 il Ministero delle Attività Produttive ha emanato il decreto recante *"Modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2003, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12 del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"*.

Rispetto allo scorso anno il Decreto ministeriale prevede:

- a) l'assegnazione di una capacità minima di 200 MW per forniture mensili o bimestrali;
- b) l'assegnazione di una quota di 1.000 MW della capacità annuale, a clienti idonei interrompibili con preavviso;
- c) l'assegnazione, in via sperimentale, di una quota di 400 MW della capacità annuale a clienti finali con consumi prevalenti in fascia 4 (vale a dire nelle c.d. "ore vuote" ai sensi del Provv. CIP 45/90) e che si impegnino ad aumentare tale percentuale, nel 2003, almeno sino al 55%, pena la revoca dei diritti assegnati;
- d) la definizione di un nuovo prezzo base d'asta;
- e) la possibilità che il MAP emani in corso d'anno ulteriori disposizioni in relazione alla modifica del livello di consumo minimo necessario per acquisire la qualifica di cliente idoneo.

In data 13 dicembre 2002 è stato pubblicato l'Allegato A alla delibera 204/02 con la quale l'Autorità disciplina, seguendo le disposizioni del Decreto ministeriale, le procedure concorsuali mediante



le quali il GRTN cede al mercato l'energia acquisita ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99.

Sono previste quattro procedure concorsuali delle quali una per assegnazioni mensili e tre per assegnazioni annuali rispettivamente a favore di:

- clienti finali interrompibili con preavviso;
- clienti finali con consumi superiori al 50% in fascia 4;
- clienti idonei, diversi da quelli rientranti in queste due tipologie, per la capacità rimanente.

#### 5.3.5 Deliberazione 152/02 in materia di aggiornamento dei corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

Nell'agosto 2003 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato la delibera 152/02 con la quale, tra l'altro, ha aggiornato i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.

In particolare l'Autorità ha determinato, a valere dal 1° gennaio 2003, l'aggiornamento del:

- a. corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete fissandolo in 0,0407 centesimi di Euro/kWh (anziché 0,0397);
- b. corrispettivo per il servizio di trasporto per le imprese distributrici (CTR), prevedendo un aumento in ciascuna fascia oraria;
- c. corrispettivo per il servizio di trasporto per i produttori fissandolo in 0,0253 centesimi di Euro/kWh (anziché 0,0243).

Il gettito derivante dai corrispettivi sub b) e c), applicato rispettivamente all'energia prelevata dalla Rete di trasmissione nazionale e all'energia immessa nelle reti con obbligo di connessione di terzi, è versato al GRTN, ai fini della remunerazione dei proprietari della Rete di trasmissione nazionale.

Gli aumenti sono stati deliberati considerando:

- i maggiori oneri derivati dall'ampliamento dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale disposto con Decreto 23 dicembre 2002;

- i maggiori oneri derivanti dall’adesione del GRTN all’accordo stipulato in ambito ETSO sulla remunerazione dei transiti transfrontalieri (Cfr. capitolo 3 e paragrafo 5.4).

### 5.3.6 Deliberazione 81/02 (Condizioni transitorie), 87/02

(Osservazioni alle regole per il servizio di dispacciamento di merito economico) e 125/02 in materia di condizioni di erogazione del servizio di dispacciamento

La delibera 317/01, modificata dalla successiva delibera 36/02, definisce le condizioni transitorie per l’erogazione del servizio di dispacciamento dell’energia per i clienti del mercato libero per il periodo precedente l’operatività del sistema delle offerte di cui all’art. 5 del D.lgs. 79/99.

In particolare il Titolo 4 individua le modalità per l’approvvigionamento da parte del GRTN delle risorse per il servizio di dispacciamento distinguendo quelle necessarie alla realizzazione del programma differenziale nazionale, da quelle di riserva e bilanciamento necessarie per il mantenimento dell’equilibrio tra immissioni e prelievi di energia, senza tuttavia definirne il corrispettivo.

Con la delibera 81/02 del 30 aprile 2002, l’Autorità:

- valorizza l’energia elettrica occorrente per l’esecuzione del programma o per l’esecuzione di un ordine di bilanciamento da parte del GRTN immessa in ciascun punto di immissione al prezzo dell’energia elettrica all’ingrosso di cui all’art. 26 del Testo Integrato;
- prevede che il Gestore concluda una convenzione con Enel Spa, attualmente garante della fornitura al mercato vincolato ai sensi dell’art. 4, comma 8 del D.lgs. 79/99, per la regolazione delle partite economiche corrispondenti: all’energia immessa in rete per la realizzazione del programma differenziale nazionale e per l’esecuzione dell’ordine di bilanciamento di cui al punto precedente; alla differenza tra l’energia immessa per i clienti del mercato libero e quella prelevata dai medesimi clienti.

Con la delibera 87/02 l'Autorità ha formulato osservazioni sullo schema di regole per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico, predisposto dal GRTN ai sensi della delibera 95/01.

Tale schema contiene:

- le caratteristiche offerte dagli utenti della rete (servizi di sistema);
- i metodi e le procedure seguite dal GRTN per la selezione delle risorse e per la gestione in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche del servizio di dispacciamento erogato dal GRTN e la sua remunerazione.

Le regole sono state adottate dal GRTN il 12 luglio 2002.

L'effettivo mutamento di regime, da dispacciamento passante a dispacciamento di merito economico, si realizzerà solo con l'avvio del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del D.lgs. 79/99.

Tra i diversi adempimenti posti a carico del GRTN dalla delibera 95/01 in materia di condizioni di erogazione del servizio di dispacciamento, vi era quello di definire e proporre all'Autorità, per l'approvazione, la suddivisione della rete rilevante in zone per periodi di durata non inferiore a tre anni.

Il Gestore della rete ha trasmesso, unitamente allo schema delle regole per il dispacciamento, la proposta di suddivisione della rete in zone e l'individuazione dei punti di scambio rilevanti che l'Autorità ha approvato il 26 giugno 2002 con la delibera 125/02.

5.3.7 Deliberazione 226/02 (direttiva a Enel per la cessione al mercato vincolato dell'energia elettrica importata per l'anno 2003) e deliberazione 227/02 (copertura degli oneri derivanti dall'applicazione dell'art. 11 del D.lgs 79/99)

La deliberazione 226/02 determina le condizioni per l'utilizzo della capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica destinata al mercato vincolato per l'anno 2003 e ha impartito alla

società Enel Spa, quale garante della fornitura di energia a tale mercato, le direttive per disciplinarne la cessione.

Il provvedimento assicura un'equa ripartizione della capacità di trasporto tra clienti liberi e vincolati, garantisce a questi ultimi l'approvvigionamento di energia alle migliori condizioni economiche e il godimento dei conseguenti benefici, definendone le modalità di trasferimento su di essi, mediante il sistema tariffario. A integrazione della capacità di trasporto riservata al mercato vincolato per l'esecuzione dei contratti pluriennali stipulati da Enel e tuttora in corso, la delibera destina al medesimo mercato un'ulteriore quota di capacità (fino a un massimo di 200 MW) da utilizzarsi per la conclusione di nuovi contratti di fornitura con limite di durata al 31 dicembre 2003 per tener conto della transitorietà della funzione di garante del mercato vincolato assolta a oggi da Enel Spa.

A tale riguardo, si fa presente che nei contratti deve essere espressamente prevista la loro cessione di diritto all'Acquirente Unico una volta che tale società sia divenuta operativa. A titolo di remunerazione della funzione transitoria di garante della fornitura ai clienti vincolati, è riconosciuto a Enel uno specifico corrispettivo applicato a ciascun kWh importato.

Il GRTN è tenuto a verificare l'utilizzo della capacità di trasporto per i fini suesposti e il corrispettivo per la remunerazione di Enel, inviando all'Autorità i relativi rapporti di sintesi.

La deliberazione 227/02 definisce le modalità di copertura degli oneri sostenuti dai soggetti obbligati all'immissione nel sistema elettrico, di energia rinnovabile per una percentuale pari al 2% dell'energia "convenzionale" prodotta o importata eccedente i 100 GWh annui (D.lgs. 79/99, art. 11).

In attesa dell'avvio del mercato, il trasferimento sui clienti finali di tale onere può avvenire solo per via amministrata, vale a dire nell'ambito delle tariffe fissate dall'Autorità.

La delibera stabilisce, pertanto, un meccanismo di compensazione di detti oneri da cui esclude Enel, unico soggetto importatore di energia per il mercato vincolato in attesa dell'operatività dell'Acquirente Unico, mediante l'introduzione di una nuova componente tariffaria (VE) il cui gettito andrà ad alimentare un apposito conto, il Conto oneri per certificati verdi, istituito presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE), le cui modalità di utilizzo saranno oggetto di un nuovo e successivo provvedimento dell'Autorità.

#### **5.4 Evoluzione delle politiche comunitarie in materia di energia elettrica**

Dopo il rallentamento registrato negli anni precedenti, nel 2002 si registra una ripresa delle iniziative dell'Unione Europea finalizzate alla promozione della concorrenza e all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas.

La ripresa è stata stimolata anche da una più ampia partecipazione degli operatori istituzionali ed economici del settore e da un rafforzamento delle organizzazioni internazionali e dei gruppi comunitari di coordinamento delle diverse competenze. L'azione delle Istituzioni comunitarie in materia di politica energetica si concentra, in particolare, su quattro aree di intervento:

- il completamento del mercato interno dell'energia elettrica attraverso due nuove proposte normative presentate nel giugno 2002, una di modifica della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, l'altra relativa al regolamento delle condizioni tecniche ed economiche di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- lo sviluppo delle infrastrutture energetiche e delle reti transeuropee dell'energia attraverso la proposta di modifica della decisione 1254/96/CE, che stabilisce un insieme di orientamenti rela-

- tivi alle reti transeuropee nel settore dell'energia e che individua i nuovi progetti prioritari;
- la promozione delle energie rinnovabili attraverso la nuova proposta di direttiva sulla promozione della cogenerazione e l'iter procedimentale finalizzata all'adozione del programma di azione "Energia Intelligente per l'Europa" e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione Europea;
  - le misure volte a favorire la ricerca e lo sviluppo tecnologico in campo energetico, contenute nel VI Programma quadro di R&S.
- Nel seguito vengono sommariamente richiamati i principali aspetti delle aree di intervento.

#### 5.4.1 Proposta di direttiva recante modifiche alla direttiva 96/92/CE e proposta di regolamento relativa alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica

Nel corso dell'anno 2002 diversi progressi sono stati compiuti sul funzionamento generale del mercato elettrico in molti Stati membri dell'Unione Europea, anche se permangono condizioni di ostacolo alla creazione di un mercato unico europeo.

Il secondo rapporto della Commissione Europea su "L'analisi comparativa dell'attuazione del mercato interno dell'elettricità e del gas" (dell'ottobre 2002) evidenzia le difficoltà di integrazione dei mercati nazionali. In particolare vengono segnalati:

- il diverso grado di liberalizzazione della domanda nei singoli mercati nazionali, fattore che non solo riduce i vantaggi potenziali della concorrenza per i consumatori, ma origina distorsioni anche sul sistema di offerta nel mercato;
- il livello di concentrazione nel mercato della generazione e il rilevante potere di mercato dei principali produttori di energia elettrica;
- la disparità nelle condizioni tecniche ed economiche di accesso alle reti generata anche da una non trasparente o limitata sepa-

razione delle infrastrutture essenziali in monopolio naturale (reti di trasmissione e distribuzione) dalle attività a monte (produzione) e a valle (vendita) delle infrastrutture;

- i vincoli tecnici alla capacità di trasporto sulle reti di interconnessione tra gli Stati membri e la mancata armonizzazione di regole per la gestione delle congestioni e l'allocazione dei diritti di trasporto nel mercato.

Per ciò che riguarda la trasmissione di energia elettrica, l'analisi evidenzia anche che il grado di liberalizzazione del mercato elettrico in Europa è tanto maggiore quanto più elevata è l'indipendenza dei gestori di rete, dal punto di vista giuridico e dell'assetto proprietario, dalle altre attività del mercato elettrico.

Per questo la Commissione Europea ha intensificato la collaborazione con il Consiglio e il Parlamento Europeo con l'intento di accelerare l'adozione delle misure relative all'apertura dei mercati elettrici presentate a marzo 2001 nell'ambito del c.d. "Pacchetto de Palacio".

Nel corso del Consiglio dei Ministri competenti in materia di energia, gli Stati Membri hanno raggiunto un accordo sottoscritto in una posizione comune nel febbraio 2003. Le decisioni dovrebbero essere approvate definitivamente, a seguito della seconda lettura del Parlamento Europeo entro il primo semestre 2003.

In sintesi le principali novità riguardano:

- la ridefinizione del calendario di liberalizzazione della domanda nei mercati nazionali di elettricità che prevede l'estensione dell'idoneità a tutti i clienti non domestici a partire dal luglio 2004 e la completa apertura del mercato a partire dal luglio 2007;
- il rafforzamento della separazione delle attività in monopolio e dei soggetti incaricati della loro gestione (reti di trasmissione e di distribuzione) dalle attività nei mercati verticali a monte e a

valle delle reti che prevede un obbligo di separazione giuridica tra le imprese operanti nei diversi mercati;

- nuove disposizioni in materia di gestione combinata delle reti di trasmissione e di distribuzione da parte di un unico Gestore indipendente, nel caso in cui l'ambito della rete con obbligo di accesso di terzi comprenda sia la rete di trasmissione sia, in tutto o in parte, le reti di distribuzione.

Le prescrizioni in materia di separazione delle attività di trasmissione dovranno essere adottate con l'entrata in vigore della direttiva (1 luglio 2004), mentre l'adozione delle norme relative all'attività di distribuzione potranno essere derogate fino al 1 luglio 2007.

Tra le altre disposizioni di rilievo si segnalano:

- la determinazione degli obblighi di servizio pubblico che gli Stati membri devono comunque prevedere anche in regime di concorrenza. Obblighi finalizzati alla protezione dei clienti domestici e delle piccole e medie imprese, alla tutela dell'ambiente, alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture di energia elettrica e alla qualità tecnica. Viene inoltre espressamente disposta la possibilità per gli Stati membri di prevedere, tra gli strumenti di intervento diretto finalizzati alla garanzia del servizio pubblico, forme di sussidio e di incentivazione per la manutenzione o la costruzione di adeguate infrastrutture di trasporto e di interconnessione, ricorrendo a fonti di finanziamento comunitarie e/o nazionali;
- l'autorizzazione come atto amministrativo prevalente per la costruzione di nuovi impianti di generazione e l'istituzione di un'Autorità o di un organismo pubblico o privato indipendente dalle attività del mercato elettrico incaricato del rilascio del titolo abilitativo ed, eventualmente, della gestione delle procedure di selezione degli impianti. Il Gestore della rete, qualora sia pienamente indipendente anche sotto il profilo proprietario dagli operatori nel mercato, può essere designato quale orga-



- nismo di controllo delle procedure di selezione degli investimenti in nuova capacità di generazione;
- l'accesso di terze parti alle reti di trasmissione nazionale basato su meccanismi regolati (e non lasciato alla libera negoziazione) in base a criteri di regolazione dei prezzi a condizioni trasparenti e non discriminatorie. Deroghe all'accesso a condizioni regolate sono previste con riguardo agli investimenti in linee di trasporto a corrente continua finalizzate all'incremento della capacità di interconnessione esistente e, in casi eccezionali, in caso di realizzazione di nuove linee di interconnessioni a corrente alternata. L'eventuale deroga al principio dell'accesso regolato sono subordinate alla presenza di alcune condizioni quali l'elevato livello di rischio dell'investimento, gli effetti dell'investimento sulla concorrenza e sul funzionamento del mercato interno dell'elettricità, gli effetti sulle attività di rete regolate a cui il dispositivo è collegato. A tale proposito la Commissione ha, di recente, ribadito la propria intenzione di interpretare l'esenzione in maniera restrittiva al fine di assicurare che essa sia circoscritta al minimo necessario, individuando la durata dell'esenzione e il livello di capacità di trasporto programmata, per conseguire l'obiettivo di finanziare investimenti con un grado eccezionale di rischio.

Lo sviluppo degli scambi transfrontalieri di energia rappresenta uno dei punti centrali della politica comunitaria, intesa a una maggiore integrazione. L'adozione di meccanismi comuni di tariffazione degli scambi, volti a incentivare l'utilizzo efficiente dei diritti di trasporto sulle reti di interconnessione e a individuare criteri di mercato per la gestione delle congestioni, è lo scopo della proposta di regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, che si prevede entrerà in vigore il 1 luglio 2004 (contestualmente all'adozione della proposta di modifica della Direttiva 96/92/CE).

In materia di tariffe il regolamento prevede in particolare:

1. l'armonizzazione dei corrispettivi di accesso alle reti di trasmissione;
2. un sistema di compensazione tra i gestori di rete per i flussi transfrontalieri di energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionali. L'entità delle compensazioni è decisa dalla Commissione Europea assistita da un comitato composto dai rappresentanti degli Stati membri. Tali compensazioni devono essere tenute in considerazione nella definizione dei corrispettivi di accesso alle reti.

Lo scopo è pervenire a un livello armonizzato nella definizione dei corrispettivi di accesso alle reti che tenga conto dei segnali differenziali di prezzo per la localizzazione degli impianti e dell'equilibrio tra la generazione e il consumo.

In merito al problema dei vincoli alla capacità sulle reti di interconnessione il regolamento si limita a fornire i principi generali per la gestione delle congestioni a cui dovrebbero attenersi i singoli Stati membri prevedendo in particolare:

- l'assegnazione della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione in presenza di vincoli di trasporto attraverso criteri di mercato;
- la limitazione e l'eventuale interruzione delle transazioni commerciali solo in situazioni di emergenza quando non è possibile modificare il dispacciamento o procedere a operazioni di Counter Trading;
- l'assegnazione al mercato della massima capacità di trasporto sulle reti di interconnessione compatibilmente con le norme di sicurezza. Sulla base di tale principio, i gestori della rete effettuano le compensazioni con le domande di capacità per flussi di energia elettrica in direzione opposta sulla linea di interconnessione sulla quale esiste congestione al fine di utilizzare la linea per la sua capacità massima. Tenuto conto della sicurezza del sistema, le transazioni commerciali che alleviano la congestione non possono mai essere rifiutate;
- l'adozione del principio secondo cui i proventi derivanti dall'as-

segnazione della capacità di interconnessione devono essere destinati a garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata, gli investimenti di manutenzione o aumento della stessa e devono essere tenuti in considerazione nella determinazione delle tariffe di trasmissione.

#### 5.4.2 Sviluppo di progetti prioritari TEN e finanziamento a GRTN

Lo sviluppo delle infrastrutture per il trasporto di energia elettrica e l'accesso a esse in maniera trasparente e non discriminatoria sono il presupposto per la creazione di un mercato liberalizzato dell'elettricità.

Attualmente si registrano significative difficoltà agli scambi transfrontalieri dovute a problemi di congestione alimentati dalla bassa quantità e qualità dei collegamenti. Nel 2001 l'interscambio di energia elettrica tra i paesi dell'Unione Europea è stato pari al 7% dei consumi complessivi. Il limitato sviluppo della capacità d'interconnessione riduce i vantaggi dell'integrazione, limita i benefici dei consumatori derivanti dall'ampliamento dei mercati e può avere conseguenze anche sulla qualità, la continuità e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

Il Consiglio Europeo di Barcellona del 15-16 marzo 2002 ha ribadito, quale obiettivo prioritario, la promozione dello sviluppo delle reti transeuropee attraverso l'interconnessione e l'interoperabilità tra i sistemi nazionali. L'obiettivo è quello di raggiungere un livello di interconnessione tra gli Stati dell'UE pari in media al 10% dei consumi totali entro il 2005.

Occorre segnalare che l'Italia mostra una posizione atipica rispetto alla situazione media europea. Il livello di interconnessione, e in particolare i flussi effettivi di energia elettrica immessi nella rete di interconnessione per i consumi nazionali di energia elettrica, è decisamente più elevato rispetto ai principali paesi europei. Il nostro paese è, pertanto, molto sensibile alle politiche di sviluppo delle reti transfrontaliere.

La Commissione Europea, dopo una approfondita analisi della composizione delle infrastrutture esistenti, ha presentato al Parlamento Europeo un pacchetto di misure sotto forma di una proposta di modifica della precedente decisione 1254/96 sulle politiche comunitarie in materia di sviluppo delle reti transeuropee di energia.

Il piano d'azione previsto è finalizzato ai seguenti obiettivi:

- ottimizzare l'utilizzo dell'attuale infrastruttura, essenzialmente tramite l'emanazione di regole trasparenti in tema di gestione delle congestioni e di struttura delle tariffe;
- incoraggiare la costruzione di nuove infrastrutture in base a un quadro normativo trasparente e favorevole ai nuovi investimenti;
- proporre un nuovo elenco di Progetti Prioritari in esito alla revisione degli orientamenti per le Reti Transeuropee dell'Energia (TEN- Trans-European Network).

Nel settore elettrico sono state individuate sette aree critiche sulle frontiere tra gli Stati membri a motivo della presenza di vincoli tecnici agli scambi: la frontiera fra Francia e Spagna, la frontiera fra Danimarca occidentale e Germania, le frontiere del Benelux, la frontiera settentrionale dell'Italia, l'interconnessione fra il Regno Unito e l'Europa continentale e quella con la Grecia e con l'Irlanda.

Al fine di rimuovere le criticità la proposta della Commissione:

- individua 12 progetti riferiti al sistema di trasporto di gas e di elettricità e ritenuti prioritari nel programma energetico europeo;
- destina specifiche risorse economiche al finanziamento dei progetti prioritari prevedendo l'innalzamento dal 10% al 20% del massimale del cofinanziamento comunitario e modificando a tale riguardo il Regolamento del Consiglio (EC) No 2236/95, che definisce le regole generali per l'attribuzione dei finanziamenti comunitari nel campo delle reti transeuropee.

In qualità di soggetto responsabile dello sviluppo della Rete di trasmissione nazionale, che include la rete di interconnessione con

l'estero, il GRTN ha fornito supporto al Ministero delle Attività Produttive nell'individuare la nuova lista di progetti che potrebbero godere del finanziamento comunitario nell'ambito del programma TEN. La lista, inclusa nel pacchetto in via di approvazione a Bruxelles, comprende i progetti di investimento già inseriti dal GRTN nel proprio Programma triennale di sviluppo (PTS) 2002-2004, compresi degli interventi in nuove linee di interconnessione e di quelli relativi alla modernizzazione della rete nazionale funzionali allo sviluppo dell'interconnessione.

Il programma TEN rappresenta un'importante fonte di finanziamento per il GRTN. In seguito ai finanziamenti ottenuti nel 2001 sono, infatti, partiti e quasi ultimati, gli studi di fattibilità relativi alle nuove linee a 380 kV S. Fiorano-Robbia, tra Italia e Svizzera, e Cordignano-Lienz, tra Austria e Italia.

In attesa dell'approvazione della nuova lista di progetti, il GRTN ha presentato nell'anno 2002 la proposta di uno studio di fattibilità per una nuova interconnessione tra Italia e Austria attraverso il passo del Brennero. Il finanziamento concesso dalla Commissione Europea al Gestore della rete, pari a circa 964.000 Euro, riguarda la possibilità di sfruttare sinergie nella pianificazione dello sviluppo congiunto dell'infrastruttura ferroviaria ed elettrica.

Questo progetto, realizzato dal GRTN, dall'Università di Padova e dal gestore della rete austriaca interessata (TIRAG) è finalizzato alla installazione di un elettrodotto a 380 kV con tecnologia GIL (Gas Insulated Line) attraverso un tunnel di servizio realizzato per l'alta velocità ferroviaria, lungo circa 60 km, che unirà le città di Bressanone (BZ) e Innsbruck.

#### 5.4.3 Programmi comunitari in materia di uso razionale dell'energia e sviluppo delle fonti rinnovabili

La sicurezza dell'approvvigionamento energetico nell'Unione Europea e la protezione dell'ambiente hanno assunto una grande importanza negli ultimi anni. In particolare, la firma e la successiva

ratifica del Protocollo di Kyoto, premessa degli orientamenti comunitari contenuti nel Libro Verde sulla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e discussi in occasione del vertice di Barcellona nel marzo 2002, costituiscono la base di una serie di provvedimenti legislativi comunitari di prossima adozione.

In tale contesto si inquadrano:

- a) la proposta di direttiva sulla cogenerazione;
- b) la proposta di programma "Energia intelligente per l'Europa".

La proposta di direttiva sulla promozione della cogenerazione ad alto rendimento nel mercato interno dell'energia mira a contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, alle politiche in materia di cambiamento climatico e attraverso la realizzazione di nuovi impianti di cogenerazione affiancandosi alla politica di promozione delle fonti energetiche rinnovabili.

La proposta intende favorire lo sviluppo della cogenerazione per il soddisfacimento di una domanda reale di calore, evitando il verificarsi di comportamenti meno attenti all'uso razionale dell'energia. In tal senso la direttiva promuove soltanto quegli impianti in grado di offrire reali vantaggi rispetto alla produzione separata di calore e di elettricità, disponendo un meccanismo di calcolo di questi benefici.

A fronte dei maggiori costi unitari della cogenerazione rispetto ad altre tecnologie di produzione di energia elettrica la Commissione ha considerato prioritari i benefici derivanti dal minor consumo di combustibile, dall'abbattimento delle perdite sulla rete elettrica derivanti dalla distribuzione della generazione in prossimità dei punti di prelievo e dagli effetti concorrenziali derivanti dall'entrata di un numero elevato di nuovi operatori sul mercato della generazione.

A prescindere dai meccanismi di incentivazione (strumenti di mercato o interventi diretti) su cui la Commissione lascia un margine di discrezionalità agli Stati membri, la proposta di direttiva prevede criteri comuni intesi ad armonizzare alcune procedure e

caratteristiche amministrative. In particolare gli Stati membri devono:

- rilasciare un certificato di garanzia di origine dell'energia elettrica prodotta;
- effettuare l'analisi del potenziale produttivo nazionale di cogenerazione ad alto rendimento;
- elaborare relazioni periodiche (triennali) sui progressi di sviluppo del parco di generazione e delle misure adottate per promuovere la cogenerazione;
- applicare i criteri di rendimento come contenuti nella proposta di direttiva.

Viene inoltre demandata agli Stati membri l'adozione delle misure idonee a garantire la connessione degli impianti di cogenerazione alle reti di trasmissione e di distribuzione. A tal fine la proposta di direttiva prevede che gli Stati membri possano imporre ai gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione di stabilire e pubblicare le regole standard per l'assunzione dei costi di allacciamento alla rete degli impianti di cogenerazione e il suo potenziamento ed eventualmente imputarne l'onere totale o parziale a carico dei gestori di rete. Gli Stati nazionali possono infine prevedere meccanismi di remunerazione dei costi di trasporto che incentivino l'energia elettrica immessa dagli impianti di cogenerazione e che riflettano i costi delle esternalità ambientali derivanti dalla connessione e dispacciamento di energia elettrica prodotta da impianti "puliti".

Nel mese di febbraio 2003 il Consiglio ha adottato una posizione comune sotto forma di una proposta di decisione in merito a un programma pluriennale di azione nel settore dell'energia per il periodo 2003-2006, nota come "Energia intelligente per l'Europa". La proposta dovrebbe essere approvata, a seguito della seconda lettura del Parlamento Europeo entro il primo semestre 2003. Tale programma è volto al conseguimento di uno degli obiettivi sanciti

dall'articolo 174 del Trattato CE: la promozione, sul piano internazionale, di misure destinate a risolvere i problemi dell'ambiente a livello regionale o mondiale ed è concepito come il principale strumento comunitario di sostegno non tecnologico.

La proposta prevede il rafforzamento del sostegno comunitario nei settori energetici attraverso un unico programma articolato in quattro sezioni: energie rinnovabili (ALTENER), efficienza energetica (SAVE), trasporti (STEER), cooperazione internazionale (in particolare con i paesi in via di sviluppo) in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica (COOPENER).

Tutte le azioni o progetti da finanziare (per un totale di 215 milioni di Euro) contribuiscono al perseguimento equilibrato dei tre obiettivi della politica energetica dell'Unione Europea, ovvero la sicurezza dell'approvvigionamento, la promozione della concorrenza e la tutela dell'ambiente.

In sintesi, gli obiettivi del programma proposto sono: la realizzazione degli elementi necessari all'elaborazione e all'attuazione di una politica energetica a medio e lungo termine, attraverso il controllo della domanda, il maggior ricorso alle energie rinnovabili, la riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia, lo sviluppo dei mezzi necessari per garantire il monitoraggio dell'impatto delle misure adottate nei settori dell'efficienza energetica; il sostegno delle azioni destinate a stimolare gli investimenti nelle tecnologie emergenti; la promozione delle attività volte a favorire un cambiamento reale nel comportamento energetico a livello europeo.

Tra le azioni previste per l'attuazione del programma rientrano: la realizzazione di lavori previsionali e di studi strategici sulla base di analisi condivise; il controllo regolare dell'evoluzione dei mercati e delle tendenze energetiche; la promozione di sistemi che favoriscano gli investimenti diretti a facilitare il passaggio dalla fase di dimostrazione alla commercializzazione delle tecnologie più efficienti; lo sviluppo delle strutture di informazione, educazione e formazione.



#### 5.4.4 Il VI Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo Tecnologico

La maggiore attenzione dell'UE alle politiche in campo energetico si riscontra anche nelle politiche comunitarie in materia di ricerca e sviluppo.

Nel corso dell'anno 2002 è entrato in vigore il Sesto Programma Quadro di Ricerca e Sviluppo Tecnologico per il quadriennio 2002-2006 e sono stati adottati i tre programmi specifici nei seguenti settori di intervento:

- integrare e rafforzare lo spazio europeo della ricerca (decisione 2002/834/CE in GUCE legge 29 ottobre 2002, n. 294);
- strutturare lo spazio europeo della ricerca (decisione 2002/285/CE, in GUCE legge 29 ottobre 2002, n. 294);
- rafforzare le basi dello spazio europeo della ricerca (decisione 202/836/CE in GUCE legge 29 ottobre 2002, n. 294).

Il primo programma specifico contiene, in particolare, azioni nelle materie inerenti ai sistemi energetici sostenibili in cui gli obiettivi strategici prioritari vanno dalla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e di inquinanti, alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico, alla promozione delle energie rinnovabili anche attraverso l'uso e l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nei sistemi energetici e le nuove tecnologie di trasporto e di stoccaggio di energia.

## 6 I transmission system operators in Europa

### 6.1 Introduzione

Con l'adozione della direttiva 96/92/UE i Paesi membri dell'UE hanno avviato i percorsi di liberalizzazione delle industrie elettriche nazionali. Il percorso di liberalizzazione si fonda innanzitutto sulla separazione verticale delle diverse fasi di attività che compongono la filiera di produzione del servizio di energia elettrica. Sono state pertanto individuate e separate, sulla base delle caratteristiche tecnologiche ed economiche, le attività potenzialmente concorrenziali dalle attività che presentano caratteristiche di monopolio naturale. Queste ultime riguardano, in particolare, le infrastrutture di rete che, a motivo della struttura dei costi e della non duplicabilità, presentano caratteristiche di monopolio naturale. Al tempo stesso la presenza di reti diffuse sul territorio e la dotazione di capacità di trasporto in grado di gestire le transazioni nel sistema elettrico a livello nazionale fanno di tali reti delle infrastrutture essenziali per la connessione tra i soggetti di offerta e quelli di domanda nel mercato dei servizi finali di energia elettrica. Tra le attività in monopolio riveste importanza significativa l'attività di trasmissione sulle reti ad alta e altissima tensione, finalizzate non solo a trasportare, ma anche a gestire l'instradamento e lo smistamento dell'energia elettrica rispetto agli sbilanciamenti tra immissioni e prelievi dislocati sul territorio nazionale. I Transmission System Operators (TSOs) sono gli operatori incaricati di gestire tali funzioni, opportunamente separate rispetto al resto del sistema elettrico di ogni Stato nazionale.

Infatti, sulla base delle prescrizioni comunitarie vigenti in tutti gli Stati membri dell'Unione Europea sono stati instaurati meccanismi di separazione contabile e gestionale dell'attività di trasmissione nelle imprese verticalmente integrate. Nella maggior parte dei casi si è arrivati a una separazione di tipo "societario" del gestore della rete dall'impresa verticalmente integrata, in altri casi alla costituzione di un gestore della rete pienamente indipendente anche dal punto di vista proprietario, sia in termini societari sia in termini di

assetto proprietario dalle società esercenti attività di produzione e vendita.

In considerazione del diverso stato di attuazione della direttiva 96/92/CE oggi raggiunto nei singoli Paesi membri e dopo aver riscontrato che i maggiori ostacoli alle condizioni di concorrenza si riscontrano laddove i gestori di rete non sono pienamente indipendenti, il progetto di riforma in fase di approvazione a Bruxelles (Cfr. capitolo 5) rafforza l'incisività della separazione quale condizione necessaria per la liberalizzazione. La discrezionalità di scelta riconosciuta agli Stati nazionali dalla direttiva 96/92/CE, tra l'unbundling contabile, legale o societario (proprietario), viene sostituita dalla richiesta minima di attivare società che, seppure controllata sotto il profilo proprietario da imprese del settore elettrico, sia giuridicamente e funzionalmente distinta nello svolgimento delle operazioni di trasmissione, dalle attività di generazione e di vendita svolte dall'impresa controllante (separazione legale e gestionale). Con l'entrata in vigore della nuova direttiva europea, gli Stati membri dovranno, di conseguenza, adottare le misure atte a realizzare la separazione legale e funzionale dell'attività di trasmissione dall'impresa elettrica verticalmente integrata entro il primo luglio 2004. Il progetto di direttiva non impone, tuttavia, obblighi in termini di separazione anche proprietaria e non interviene sulla natura pubblica o privata delle società che esercitano l'attività di trasmissione lasciando pertanto nella facoltà degli Stati membri la scelta delle misure più idonee per pervenire alla separazione societaria.

L'unbundling non è l'unico elemento caratteristico dell'attività di trasmissione che influenza il percorso di liberalizzazione. Altri elementi riguardano la struttura del mercato di riferimento del TSO - sia nazionale sia relativo alla rete di interconnessione - e il modello regolamentare non solo dell'accesso alla rete di trasmissione ma anche dei diversi aspetti del sistema elettrico ad essa correlati.

Il presente capitolo descrive la struttura del mercato della trasmissione e individua i diversi elementi che possono orientare la direzione della liberalizzazione.

Dopo aver illustrato le principali differenze tra i Paesi membri su alcuni di tali elementi, in particolare l'unbundling e la regolazione dell'accesso, si descrivono sinteticamente i modelli di regolazione adottati nel Regno Unito e in Spagna in quanto ritenuti utili al fine di un confronto con il modello scelto dal legislatore italiano di separazione non solo delle attività di trasmissione ma anche al loro interno delle funzioni di gestione rispetto alla proprietà dell'asset.

## **6.2 La struttura del settore elettrico alla luce della liberalizzazione**

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico è stato avviato in tutti i paesi dell'UE e per effetto dell'adozione della direttiva 96/92/CE attraverso la disintegrazione verticale del ciclo di produzione del servizio elettrico. Alla luce di tale processo, la catena del valore del settore elettrico è stata suddivisa, semplificando, in due categorie:

- a) attività potenzialmente concorrenziali, in particolare la fase a monte della generazione e il mercato a valle della vendita di energia elettrica ai consumatori;
- b) attività in monopolio determinate dalle caratteristiche di monopolio naturale delle infrastrutture di rete, in particolare la fase di trasmissione e di distribuzione.

Le caratteristiche strutturali delle diverse attività che compongono la filiera sono estremamente diverse e hanno diversi impatti sul processo di liberalizzazione. Il grado di concorrenza della generazione, per esempio, dipende dal livello di concentrazione attuale e atteso del mercato, dalle caratteristiche del parco di generazione, dall'entrata e dall'uscita dal mercato, dall'integrazione dei mercati europei e dai flussi transfrontalieri. Anche la scelta del modello di mercato per la formazione dei prezzi di equilibrio sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica influenza gli esiti della liberaliz-

zazione. In tale ambito sono rilevanti le scelte nazionali e la prospettiva di creare un mercato standardizzato all'ingrosso a livello internazionale, i movimenti dei prezzi sul mercato all'ingrosso nel breve e nel medio periodo, la presenza di un mercato regolato del bilanciamento. Dal lato della vendita, la concentrazione e il grado di apertura del mercato, le condizioni di entrata e il grado di differenziazione dei profili di consumo (per esempio attraverso la segmentazione delle curve dei carichi per tipologia di consumo), le condizioni per il cambiamento del fornitore e/o la rinegoziazione dei contratti, ecc. influenzano gli esiti della liberalizzazione e della concorrenza.

Le attività in monopolio possono condizionare pesantemente gli esiti della liberalizzazione in quanto costituiscono dei "colli di bottiglia" per lo sviluppo delle attività concorrenziali a monte e a valle. Le caratteristiche dei mercati delle infrastrutture sono diverse nei singoli Stati membri sia a motivo della diversa struttura delle reti di trasmissione e di distribuzione sia a motivo dei margini di discrezionalità lasciati agli Stati nazionali dalla direttiva 96/92/CE.

Le caratteristiche distintive della fase di trasmissione sono molteplici e riguardano:

- a) il grado di separazione tra la rete di trasmissione e le altre attività;
- b) l'estensione del monopolio e dei diritti a esso attribuiti dalla normativa nazionale;
- c) il modello di regolazione dell'accesso scelto dal legislatore;
- d) i costi dei servizi di accesso e di utilizzo dell'infrastruttura;
- e) gli obblighi di sicurezza del sistema elettrico a livello nazionale.

Un ulteriore elemento rilevante nell'analisi delle attività di trasmissione è dato dalle caratteristiche infrastrutturali e dal modello di regolazione dell'interconnessione alla rete nazionale. In questo caso le scelte dei singoli Paesi membri si differenziano in relazione a:

- a) l'ampiezza tecnica dell'interconnessione in termini di capacità di trasporto nella rete;

- b) il grado e le modalità di partecipazione degli operatori esteri in termini di accessibilità da parte di terzi alle reti interconnesse dei gestori dei servizi di trasmissione;
- c) i meccanismi di gestione delle congestioni;
- d) la disciplina tariffaria degli scambi transfrontalieri.

### 6.2.1 Caratteristiche delle attività di trasmissione

Il modello organizzativo dell'unbundling, con particolare riguardo alla separazione tra la rete e le attività in concorrenza, gioca un ruolo fondamentale nella creazione di un disegno finalizzato alla promozione della concorrenza, in quanto limita la discriminazione tra operatori terzi nel mercato, impedisce forme di sussidi incrociati e di distorsione della concorrenza. A ragione della discrezionalità lasciata agli Stati Membri dalla direttiva 96/92/CE, i singoli sistemi nazionali hanno optato per modelli diversi di unbundling con differenti livelli di separazione che vanno da un livello minimo, attraverso un modello di unbundling contabile in cui gli operatori nella filiera elettrica devono mantenere una contabilità separata delle attività di generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e non elettriche all'interno della propria struttura economica e patrimoniale; a un livello intermedio di separazione, attraverso un modello di unbundling legale (o amministrativo) finalizzato a stabilire società giuridicamente distinte; fino a un livello completo di separazione, attraverso il modello di unbundling proprietario (o strutturale) in cui la società è separata dagli altri interessi nel settore elettrico attraverso una diversa proprietà del capitale. Occorre, infine, segnalare, caso non contemplato dalla direttiva 96/92/CE ma rilevante in quanto riscontrabile nella scelta di unbundling fatta dal legislatore italiano, la possibilità di operare un'ulteriore separazione delle attività di gestione della rete di trasmissione dalla proprietà dell'infrastruttura. In questo caso il valore degli asset (impianti e apparati della rete) non è incluso nelle attività patrimoniali della società di

gestione della rete, ma rimane alla società originariamente proprietaria dell'infrastruttura.

Anche il grado di estensione del monopolio delle attività correlate alla infrastruttura di trasmissione e l'ampiezza dei diritti attribuiti ai TSOs possono variare nei singoli paesi.

Le differenze si riscontrano in due tipologie di attività: i servizi potenzialmente concorrenziali, cioè quegli elementi della gestione della rete di trasmissione che non necessariamente devono essere incluse nell'attività principale del TSO, e i servizi integrati per lo svolgimento delle operazioni di sistema. La prima tipologia di servizi che comprende, per esempio, il servizio di settlement e il servizio di misura, laddove incluse nelle attività del TSO, devono essere opportunamente separate anche sotto il profilo dei costi per evitare sussidi incrociati e un'eventuale riduzione dei benefici in termini di risparmio di costo per gli utilizzatori della rete. La seconda tipologia di servizi, che comprende i servizi di controllo e regolazione della potenza, la gestione delle deviazioni dalle condizioni tecniche di sicurezza, ecc., dovrebbero in generale essere integrate con l'attività di trasmissione in quanto l'eventuale decentramento e indipendenza delle transazioni aumenterebbe i costi di coordinamento e ridurrebbe i benefici di sistema derivanti dalla gestione centralizzata dei flussi di potenza sulla rete ai fini dell'equilibrio in tutti i punti di scambio.

Il modello di regolazione dell'accesso scelto dai diversi Paesi membri può differenziarsi rispetto a diverse caratteristiche. Innanzitutto in base alla presenza o meno di un intervento della regolazione. I paesi possono infatti scegliere l'accesso negoziato, ovvero lasciato alla libera trattativa tra l'operatore di rete e le terze parti che richiedono l'accesso all'infrastruttura. Nei casi in cui la scelta ricade, invece, sull'accesso regolato, ovvero in cui il regolatore fissa le condizioni di offerta del servizio di accesso da parte del TSO, la regolazione può essere più o meno estesa: può riguar-

dare le sole condizioni economiche, può estendersi alle condizioni tecniche, può prevedere l'inserimento di un soggetto "aggregatore" che richiede l'accesso per conto di più soggetti (per esempio di più clienti che prelevano energia elettrica dalla rete).

I costi del servizio di accesso e di utilizzo dell'infrastruttura dipendono non solo dalle caratteristiche della rete e dall'organizzazione delle attività del TSO ma anche dal modello di regolazione e dal suo grado di evoluzione rispetto alle fasi della liberalizzazione. È difficile, nello stadio iniziale e in transizione delle regole del gioco, poter svolgere un'analisi comparativa di tali costi. Allo stato attuale solo alcuni Paesi presentano una regolazione delle attività del gestore della rete in qualità di TSO, cioè attraverso un modello che considera la relazione tra le attività di trasmissione e quelle di coordinamento dei flussi di energia elettrica nel sistema (bilanciamento).

Infine gli obblighi di sicurezza del sistema elettrico nazionale possono essere differenziati sia in relazione alla loro imposizione sul TSO, sia in relazione agli strumenti con cui il TSO persegue tali obblighi. Rispetto al primo aspetto, il legislatore può ritenere sufficiente l'azione del mercato (autoregolazione della sicurezza degli approvvigionamenti) nel perseguimento dell'equilibrio non solo di breve ma anche di lungo periodo o può ritenere necessario un intervento finalizzato a garantire la sicurezza del sistema. Le forme di intervento possono essere differenziate e possono limitarsi a regole che agiscono come incentivi nel mercato (es. mercato della capacità) o possono prevedere forme di intervento diretto (es. TSO gestisce e programma alcuni impianti al fine di garantire la sicurezza).

### 6.2.2 Caratteristiche delle attività di interconnessione

L'obiettivo della costruzione di un mercato unico europeo dell'energia elettrica ha posto il problema dell'interconnessione tra le priorità della politica energetica dell'UE (Cfr. capitolo 5). In una



struttura concorrenziale del mercato, l'estensione degli scambi e la possibilità di effettuare transazioni di energia elettrica tra sistemi nazionali può influenzare la dinamica dei prezzi e può incentivare la convergenza tra le diverse strutture di prezzo a livello nazionale. Affinché queste condizioni si realizzano sono, tuttavia, necessarie alcune condizioni strutturali.

Questo obiettivo dipende innanzitutto dall'effettiva apertura tecnica degli scambi, ovvero dalla quota di capacità di interconnessione rispetto alla capacità complessivamente installata a livello nazionale. Il livello di apertura degli scambi transfrontalieri è calcolato sulla base della Network Transfer Capacity, cioè della massima capacità di trasporto sulla rete di interconnessione che è possibile effettuare senza pregiudicare la sicurezza tecnica del sistema elettrico. La massima capacità di trasporto sulle reti di interconnessione varia significativamente da paese a paese e dipende da diversi fattori correlati alla morfologia, alle caratteristiche e allo sviluppo della rete.

Nei paesi caratterizzati da congestioni sulla rete di interconnessione, ovvero in quei paesi in cui la richiesta di energia elettrica sulla rete interconnessa è superiore all'effettiva capacità di trasporto della rete stessa, gli operatori nel mercato fanno pressioni affinché il TSO aumenti la capacità di interconnessione disponibile. Sulla base degli obiettivi contenuti nel proprio statuto, i dati sullo sviluppo delle capacità di interconnessione sulla base dei singoli programmi di investimento dei TSO, dovrebbero essere raccolti e pubblicati dall'ETSO che dovrebbe metterli a disposizione del mercato per facilitare le previsioni sulle importazioni e sulle prospettive di armonizzazione dei prezzi. Questo sistema centralizzato dei dati non è di fatto completato e le informazioni sullo sviluppo della capacità di interconnessione possono essere a oggi desumibili attraverso i piani strategici industriali dei singoli TSO, laddove disponibili. Sotto il profilo del livello di internazionalizzazione, la bassa

penetrazione delle importazioni in un mercato nazionale non necessariamente è un indicatore del basso grado di apertura tecnica delle infrastrutture in quanto tale fattore dipende anche dal differenziale dei prezzi e dalla quantità di produzione nazionale rispetto al fabbisogno, in ultima analisi dalla capacità della produzione nazionale di soddisfare la domanda a prezzi convenienti.

Le considerazioni tecniche ed economiche inducono a riflettere su due aspetti: da un lato il basso grado di integrazione raggiunto dal mercato elettrico dell'UE, dall'altro il livello di apertura tecnica agli scambi e la penetrazione dei mercati da parte di imprese estere (livello di internazionalizzazione) sembrano essere fortemente correlati in molti paesi europei, lasciando intravedere un limite allo sviluppo della concorrenza tra imprese dato dal diverso livello di competitività dei sistemi nazionali.

In ogni caso, per effetto della liberalizzazione e il conseguente aumento degli scambi transfrontalieri tra Paesi membri, le reti di interconnessione registrano maggiori congestioni, come evidenzia la crescita, in tutti i paesi europei, del tasso di utilizzo delle rispettive reti di interconnessione nel corso degli ultimi anni.

La promozione del mercato unico costituisce, tuttavia, uno degli obiettivi prioritari dell'UE. Il raggiungimento di questo obiettivo richiede, quindi, che si affronti il problema delle congestioni come ribadito più volte dalla stessa Commissione (Cfr. capitolo 5). La considerazione del problema ha portato allo studio diversi metodi per la risoluzione e la gestione delle congestioni basati su meccanismi di mercato, alla luce dell'analisi dei diversi sistemi utilizzati dai Paesi membri (sistema di separazione dei mercati in presenza di congestioni e/o sistema di allocazione della capacità attraverso aste competitive).

Un ultimo elemento rilevante nell'analisi dell'interconnessione è dato dalla disciplina dei prezzi transfrontalieri, ovvero delle tariffe di trasporto e di transito dell'energia elettrica sulle reti dei diversi paesi.

Come visto nel capitolo 5, su questi ultimi due temi, la Commissione ha predisposto una proposta di regolamento in attesa di approvazione.

### 6.3 Ruolo e funzioni dei TSOs

La separazione delle attività nel settore dell'energia elettrica in Europa ha portato alla costituzione di operatori di sistema specializzati nell'attività di trasmissione lasciando ai singoli Stati membri il problema della soluzione del rapporto tra gestione e proprietà delle infrastrutture di rete.

La gestione della rete comporta infatti l'esercizio di attività complesse e coordinate (trasmissione, bilanciamento) nella maggior parte dei casi centralizzate e attribuite a un soggetto unico, il Transmission System Operator.

In linea generale, ai gestori della rete di trasmissione sono affidate le seguenti funzioni:

- la responsabilità del dispacciamento dell'energia elettrica nell'area di propria competenza;
- la gestione della rete di interconnessioni con l'estero;
- la programmazione degli interventi di manutenzione e dei piani di sviluppo delle infrastrutture di trasporto;
- la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione, dei servizi ausiliari per garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo dei servizi e degli approvvigionamenti.

La gestione della rete di trasmissione di energia elettrica in maniera indipendente dagli altri interessi della filiera elettrica è condizione necessaria per garantire un sistema di accesso alle reti equo e non discriminatorio.

In base alla proposta di revisione della direttiva 96/92/CE attualmente in discussione presso il Parlamento europeo, i compiti degli operatori che gestiscono il sistema di trasmissione vengono ulteriormente specificati, soprattutto alla luce della priorità dell'obiet-

tivo dell'integrazione dei mercati europei e del ruolo svolto dai TSO nello sviluppo e nel coordinamento delle reti di interconnessione. In particolare, la proposta di direttiva prevede che, a decorrere dal 1 luglio 2004, le funzioni e i compiti assegnati ai gestori di rete siano indirizzati al perseguimento dei seguenti obiettivi:

- assicurare che la capacità della rete soddisfi, nel lungo periodo, richieste ragionevoli di trasporto di energia elettrica;
- contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento mediante la garanzia di un'adeguata capacità di trasmissione e l'affidabilità della rete;
- gestire i flussi di energia sulla rete, tenendo conto degli scambi con le altre reti interconnesse, fatta salva la responsabilità del gestore in termini di sicurezza, affidabilità ed efficienza della rete;
- avviare scambi di informazioni con i gestori di ogni altra rete interconnessa per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità del sistema interconnesso.

Oltre agli obiettivi strategici riguardanti lo sviluppo delle infrastrutture di rete e l'incentivo all'innovazione in un mercato comune in monopolio, elemento decisivo per la promozione della concorrenza è dato dall'accesso da parte dei terzi operatori all'infrastruttura essenziale di trasmissione. Alla luce di ciò, la scelta degli Stati membri in ordine alle modalità di accesso alla rete di trasmissione nazionale che garantisca l'effettivo funzionamento del sistema, è diventata di grande attualità nel dibattito comunitario e ha costituito anch'essa una premessa per la revisione della direttiva 96/92/CE.

Sulla base delle prescrizioni comunitarie, infatti, gli Stati membri hanno potuto scegliere tra il sistema di accesso negoziato (NTPA) alla rete e quello dell'accesso regolato basato su tariffe non discriminatorie, certe e trasparenti (TPA) praticabili a tutti i clienti idonei.

Nel primo caso l'accesso alla rete deve essere negoziato con il TSO a

valle della contrattazione bilaterale tra produttore e consumatore sulle forniture di energia elettrica per le quali si richiede il transito sulla rete (punto di consegna e di riconsegna sulla rete). Il TSO è tenuto a pubblicare i prezzi indicativi per consentire l'accesso e può rifiutare l'accesso solo in caso di capacità di trasporto insufficiente. Nel secondo caso, invece, l'accesso alla rete viene garantito ai clienti idonei sulla base di condizioni economiche precedentemente determinate dal regolatore e rese pubbliche. L'analisi svolta dalla Commissione sullo stato di attuazione della liberalizzazione nei paesi dell'UE mostra che un solo paese, la Germania, ha adottato un sistema di accesso negoziato soprattutto a ragione della circostanza che in tale paese non esiste un unico transmission system operator.

Tenendo conto dei risultati prodotti dalla scelta del modello di regolazione dell'accesso da parte di terzi alla rete di trasmissione nella maggior parte dei Paesi membri in termini di garanzia di un uso efficiente e non distorsivo della concorrenza di una infrastruttura essenziale, la proposta di revisione della direttiva mira a far convergere i paesi europei verso il modello dell'accesso regolato alle reti di trasmissione, a partire dal 1 luglio 2004.

Tale modello si fonda, in ogni caso, su una chiara delimitazione della struttura di trasmissione e dei servizi erogati attraverso la rete nel sistema elettrico. Pertanto, gli Stati membri dovranno mettere in atto ogni misura idonea a far sì che i TSOs possano svolgere le proprie funzioni in modo indipendente dalle altre attività a monte e a valle e possano programmare autonomamente le decisioni di investimento per lo sviluppo dell'infrastruttura e le decisioni di gestione dei servizi di trasporto per il coordinamento degli scambi nel sistema.

#### **6.4 Le associazioni internazionali rappresentative dei TSOs**

A seguito dell'avvio del percorso di liberalizzazione del settore elettrico, con l'adozione della direttiva europea 96/92/CE, e della

conseguente separazione delle diverse attività della filiera elettrica, si è verificato un rafforzamento dei centri di coordinamento internazionale anche al fine del perseguimento dell'obiettivo di integrazione dei mercati.

Il fenomeno di maggiore cooperazione si è riflesso anche nelle attività di trasmissione in cui assumono particolare rilevanza gli organismi internazionali rappresentativi dei diversi operatori di rete presenti nei diversi mercati nazionali. I TSOs collaborano tra loro nell'ambito di specifiche associazioni rappresentative con l'obiettivo di coordinare le proprie decisioni almeno su due tematiche rilevanti:

- la definizione di standards tecnici e di procedure di gestione comuni che favoriscano l'affidabilità e l'interoperabilità dei sistemi elettrici;
- il rafforzamento e lo sviluppo delle reti di interconnessione che promuovano la realizzazione del mercato europeo dell'elettricità.

Il primo aspetto del coordinamento, di natura prevalentemente tecnica, viene svolto in ambito UCTE (Unione per il Coordinamento del Trasporto di Energia), associazione di imprese costituita nel 1999 a seguito del cambiamento dello statuto dell'UCPTE (Unione per il Coordinamento della Produzione e del Trasporto dell'Elettricità) associazione attiva già dal 1951 come unione rappresentativa di imprese verticalmente integrate. All'UCTE aderiscono ventuno TSOs europei.

L'UCTE, ha l'obiettivo di favorire l'esercizio delle interconnessioni all'interno dell'area di rete "sincrona"; monitorare la sicurezza del sistema elettrico interconnesso con riguardo al carico, al controllo della frequenza e alla stabilità del sistema elettrico; garantire l'equilibrio tra generazione e carico; analizzare e controllare lo sviluppo dell'area sincrona. A tal fine coopera, nello svolgimento delle sue attività, con le organizzazioni regionali dei gestori di rete che agiscono, con le stesse finalità, nelle aree di loro competenza.

Per quanto concerne, invece, l'attività più strettamente connes-

sa al mercato interno, è stata costituita nel 1999 sotto la spinta della Commissione Europea, l'ETSO, l'associazione europea degli operatori dei sistemi di trasmissione, cui aderiscono trentacinque TSOs su base geografica allargata rispetto all'UCTE, includendo anche i paesi scandinavi, il Regno Unito e l'Irlanda. In tale logica, l'ETSO ha come principale finalità quella di favorire gli scambi transfrontalieri di elettricità attraverso l'armonizzazione e la definizione delle regole e delle modalità per l'accesso alla rete secondo regole trasparenti e non discriminatorie, e di studiare e contribuire a risolvere il problema della gestione delle congestioni.

### **6.5 L'analisi della relazione proprietà-gestione della rete di trasmissione. Alcuni casi significativi**

Come accennato in precedenza, la Commissione, sebbene abbia fissato le condizioni minime di unbundling delle diverse attività che compongono la filiera elettrica, ha lasciato discrezionalità agli Stati membri rispetto alla forma organizzativa degli operatori incaricati di svolgere le diverse attività. La libertà di scelta pertanto ha portato i diversi paesi a scegliere, non solo diverse soluzioni di separazione tra società (contabile, legale, proprietaria), ma anche diverse soluzioni di conferimento, ovvero di costruzione del capitale delle nuove società nate dalla riforma. Con riferimento alle attività di trasmissione, le principali differenze nella scelta del modello organizzativo scelto dai diversi Stati membri, riguardano tre aspetti:

- a) la proprietà dell'impresa di trasmissione (pubblica, privata, mista) in seguito alla separazione e alla conseguente cessione delle attività da parte dell'ex monopolista integrato;
- b) la partecipazione azionaria dell'ex monopolista integrato e di altre imprese operanti nel settore elettrico al capitale sociale dell'impresa di trasmissione;
- c) la composizione del capitale investito della società di trasmissi-

sione e in particolare la valorizzazione, nelle voci dell'attivo relative agli investimenti, dell'infrastruttura di rete.

L'analisi dei TSOs dei principali paesi europei evidenzia come in alcuni casi la proprietà della società sia di natura pubblica con il 100% del capitale nelle mani dello Stato (es. Svezia, Olanda, Italia); in diversi casi l'operatore ex monopolista integrato, a sua volta a capitale pubblico, controlla integralmente o in parte il TSO, sebbene distinto in una specifica divisione interna (Francia); in altri casi, infine, il TSO è un'impresa a capitale privato, indipendente sotto il profilo della quota di controllo dalle imprese di produzione, e quotata sul mercato azionario (Regno Unito). Nel caso italiano, il legislatore ha mantenuto separato l'asset di rete dalla gestione dell'infrastruttura affidata al TSO (GRTN). L'infrastruttura è pertanto valorizzata nel capitale investito dei soggetti proprietari della rete e in gran parte nel capitale di Terna, società interamente controllata dall'ex monopolista integrato Enel.

Negli Stati membri in cui l'attività di trasmissione è separata sotto il profilo societario, cioè nei paesi in cui i gestori di rete non sono soggetti al controllo dell'ex monopolista verticalmente integrato, la proprietà degli asset di rete è in capo al TSO (Regno Unito, Spagna, Finlandia, Portogallo, Olanda e Svezia) con l'esclusione dell'Italia in cui l'operatore di sistema è separato sotto il profilo del controllo societario dall'ex monopolista, ma non detiene la proprietà dell'infrastruttura di rete attraverso la quale eroga i servizi di trasmissione, limitandosi a svolgere le attività di gestione.

Negli Stati membri in cui l'attività di trasmissione è separata sotto il profilo contabile o amministrativo, ma in cui il controllo è detenuto dall'impresa ex monopolista verticalmente integrata, la proprietà degli asset di rete è in ogni caso in capo al TSO (Francia, Germania, Belgio).

Il seguente riquadro riepiloga la situazione in alcuni Paesi membri dell'UE.



<b>Paese</b>	<b>Società che gestisce la rete di trasmissione</b>	<b>Società proprietaria della rete di trasmissione</b>	<b>Controllo dell'asset e/o delle funzioni di gestione del TSO da parte del principale produttore</b>	<b>Separazione tra la gestione e la proprietà della rete di trasmissione</b>
Austria	3 Operatori Regionali	3 Operatori Regionali	SI	<b>NO</b>
Belgio	Elia	Elia	SI	<b>NO</b>
Danimarca	2 Operatori Regionali	2 Operatori Regionali	NO	<b>NO</b>
Finlandia	Fingrid	Fingrid	NO	<b>NO</b>
Francia	RTE (ramo di azienda di EDF)	RTE	SI	<b>NO</b>
Germania	4 Operatori Regionali	4 Operatori Regionali	SI	<b>NO</b>
Grecia	HTSO/DESMIE	PPC	NO	<b>NO</b>
Inghilterra e Galles	NG (ora NGT)	NG (ora NGT)	NO	<b>NO</b>
Irlanda	ESBNG	ESB	SI dell'asset NO delle funzioni di gestione	<b>SI</b>
<b>Italia</b>	<b>GRTN</b>	<b>Terna</b>	<b>SI dell'asset NO delle funzioni di gestione</b>	<b>SI</b>
Lussemburgo	CEGEDEL	CEGEDEL	NO	<b>NO</b>
Olanda	Tennet	Tennet	NO	<b>NO</b>
Portogallo	REN	REN	NO	<b>NO</b>
Spagna	REE	REE	NO	<b>NO</b>
Svezia	Svenska Kraftnat	Svenska Kraftnat	NO	<b>NO</b>

Dal punto di vista dell'assetto proprietario il progetto di riforma della direttiva 96/92/CE nulla dispone in merito alla proprietà degli asset di rete.

A ogni modo l'esperienza europea dimostra che l'assetto proprietario prevalente sul mercato è quello dell'integrazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione in un unico soggetto giuridico. La separazione delle competenze tra gestore della rete e proprietario della stessa genera complessità nell'organizzazione degli investimenti di sviluppo e degli interventi di manutenzione e ridu-

ce l'efficienza nell'erogazione dei servizi, dati i maggiori costi di transazione rispetto a una soluzione unitaria. D'altro canto l'unificazione della proprietà e della gestione della rete in un TSO indipendente dagli altri interessi del mercato favorirebbe il conseguimento delle condizioni di imparzialità e neutralità nella gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Considerando i modelli organizzativi dell'attività di trasmissione adottati negli altri Stati membri, di particolare interesse tra quelli che garantiscono l'indipendenza del gestore della rete anche sotto il profilo del controllo proprietario, vi sono quello adottato nel Regno Unito e quello adottato in Spagna.

#### 6.5.1 Il caso National Grid

Il gestore della rete di trasmissione di energia elettrica nel Regno Unito si caratterizza in quanto TSO completamente separato e indipendente dalle attività di produzione e fornitura di energia elettrica. La costituzione del TSO britannico risale all'Electricity Act del 1989 ed è quindi precedente agli interventi di liberalizzazione dell'UE. La legge del 1989 affida alla società National Grid la proprietà e la gestione della rete di trasmissione di Inghilterra e Galles e la responsabilità dell'interconnessione con le reti confinanti. National Grid Company, a partire dall'anno della sua costituzione, ha quindi ottenuto, in sede di conferimento delle attività da parte dei soggetti precedentemente integrati, la proprietà della rete di trasmissione in alta tensione e attraverso questa l'obiettivo di provvedere al suo sviluppo e risanamento, nonché di svolgere le operazioni di esercizio (trasmissione, erogazione del dispacciamento attraverso la gestione dei servizi ancillari) al fine del controllo dell'equilibrio nel sistema elettrico.

Inizialmente, il capitale azionario di National Grid era distribuito tra dodici società elettriche regionali che avevano la proprietà e la gestione delle reti di distribuzione. Rispettivamente nel 1995 e nel 1999, National Grid Holding, in seguito denominata National Grid

Group (NGG), è stata quotata alla borsa di Londra e di New York. Attualmente NGG è una public company. Nel 2002 gli azionisti con una quota superiore al 3% risultavano quattro fondi di investimento, uno statunitense e tre inglesi.

Le attività del core business di NGG in qualità di TSO in Inghilterra e Galles (trasmissione, dispacciamento e interconnessione) sono disciplinate dall'Office of Gas and Electricity Market (OFGEM), l'autorità di regolazione del settore, mentre il Pool era organizzato da NGC. A partire dal 2001, con l'entrata in vigore della disciplina del mercato attraverso i criteri e le procedure di contrattazione previste dal New Electricity Trade Arrangements (NETA), le attività di gestione della trasmissione e le attività svolte in qualità di operatore di sistema da NGC, inclusa l'attività di organizzazione del mercato del bilanciamento, sono regolate da un modello interfunzionale basato su specifici meccanismi di incentivazione all'efficienza del TSO.

Già a partire dalla prima metà degli anni '90, National Grid ha avviato una strategia di crescita delle attività sia attraverso investimenti nel settore elettrico in altri paesi, sia attraverso la valorizzazione dell'asset e delle competenze in altri settori.

La strategia di internazionalizzazione è stata perseguita principalmente attraverso accordi e acquisizioni di imprese operanti nel settore elettrico dei paesi di ingresso. Nel 1994 la società ha effettuato investimenti in Argentina e in Zambia. Dal 2000, attraverso l'acquisizione delle società New England Electricity e Mohawk transmission and distribution, NGG è entrata in maniera molto rilevante nel mercato statunitense.

La strategia di diversificazione, in particolare nel settore delle telecomunicazioni, è stata perseguita inizialmente nel mercato inglese attraverso una partecipazione del 32% nella società Energis, e successivamente all'estero in Polonia e in diversi paesi dell'America Latina. Nel maggio del 2002, alla luce della crisi del settore delle telecomunicazioni, NGG ha annunciato l'intenzione di dismettere la propria partecipazione in Energis e di rallentare i propri investimenti nei paesi sudamericani.

Nell'ambito della strategia di diversificazione è da segnalare la recente fusione (ottobre 2002) di National Grid con la società Lattice, soggetto proprietario della maggior parte della rete di trasmissione del gas in Inghilterra e Galles. L'accordo si è concluso con la costituzione di una joint venture, nuova holding del gruppo denominata in seguito alla fusione National Grid Transco (NGT), le cui azioni sono detenute per il 57,3% dai vecchi azionisti di NGG e per il restante 42,7% dai vecchi azionisti di Lattice. Alcune caratteristiche comuni al modello organizzativo delle due società nell'ambito delle rispettive attività di trasmissione di energia elettrica e di gas hanno favorito lo sfruttamento di sinergie attraverso la collaborazione. In particolare la fusione ha consentito:

- la composizione del capitale sociale, di natura privata e con una proprietà estremamente frammentata (public company) nel caso di entrambe le società, ha favorito le sinergie manageriali nel comune obiettivo di massimizzare i profitti aziendali, indipendentemente da possibili conflitti con altri operatori del settore del gas e dell'elettricità;
- l'integrazione della gestione con la proprietà delle reti di trasporto di elettricità e gas in un unico soggetto giuridico operante in condizioni di monopolio naturale sui rispettivi mercati, ha consentito di valorizzare in un'unica società il capitale investito in infrastrutture aumentando il tasso atteso di rendimento degli investimenti.

Occorre, in ogni caso precisare che le due società, entrambe quotate in borsa, hanno intrapreso autonomamente l'operazione di fusione, alla luce dei rispettivi piani strategici di diversificazione dell'area di affari e di valorizzazione delle infrastrutture.

#### 6.5.2 Il caso Red Electrica de Espana

Il TSO spagnolo, Red Electrica de Espana (REE) rappresenta, insieme al caso inglese, un caso atipico rispetto agli altri TSO europei in

quanto società nata come soggetto separato all'interno del settore elettrico, già nel 1984.

Nel 1984, anno di costituzione di REE, vengono conferite alla società le attività di gestione della rete elettrica nazionale, la responsabilità dell'interconnessione con le reti dei paesi confinanti (Francia, Inghilterra, Andorra, Marocco) e la proprietà di una parte dell'asset di rete. Dal 1984 al 2002 la proprietà della rete di trasmissione è ripartita, infatti, tra REE (57%), Endesa (18%), Iberdrola (15%), Union Fenosa (8%) e altri soggetti minori (2%). Tuttavia, REE svolge in autonomia e come soggetto unico le funzioni di gestione della rete e di operatore di sistema. A fine 2002, REE ha firmato un accordo con le società Endesa e Union Fenosa per l'acquisto delle rispettive porzioni della rete di trasmissione nazionale. In seguito all'accordo, REE raggiunge la completa proprietà della rete a 400 kV, il 39% della proprietà della rete a 220 kV, il 47% della proprietà delle stazioni e l'85% della capacità di trasformazione corrispondente, sul territorio nazionale. L'obiettivo dell'acquisizione è diventare l'unico TSO in Spagna, a fronte di una proprietà frammentata che genera inefficienze nella gestione del sistema. L'accordo con Endesa prevede il conferimento del 97% degli assets a REE nel 2002 e la rimanente quota nel periodo 2003-2004; mentre l'accordo con Union Fenosa prevede il conferimento del 100% degli assets nel 2002. Attraverso le operazioni di acquisizioni, attualmente in attesa dell'approvazione formale da parte della Comisión Nacional de Energía (CNE, Autorità di settore) e del Servicio de Defensa de la Concorencia (SDC, Autorità per la concorrenza), REE raggiunge la proprietà dell'84% della rete di trasmissione spagnola.

La struttura del capitale azionario della società REE ha subito trasformazioni nel corso degli anni. Dal 1984 al 1999 il capitale azionario è stato detenuto per il 60% dalla Società Estatal de Participaciones Industriales (SEPI, holding statale per le partecipazioni statali) e per il rimanente 40% da una quota ripartita tra quattro società di produzione di energia elettrica, alcune anche

proprietarie di parti della rete di trasmissione (Endesa, Iberdrola, H. Cantabrico e Union Fenosa). Nel 1999, la società REE viene quotata alla borsa di Madrid attraverso un'offerta pubblica di vendita su una quota delle azioni detenute dalla SEPI. In seguito all'operazione, viene collocato sul mercato azionario il 31,5% del capitale, la quota in capo a SEPI scende al 28,5%. Il rimanente 40% viene ricollocato in maniera equa (10%) tra le quattro società elettriche, in attuazione di quanto previsto dalla legge 54/97.

La legge di adozione della direttiva 96/92 e insieme di riforma del settore elettrico spagnolo (legge 54/97) rivede, tra l'altro, anche le condizioni di regolazione della struttura di capitale della REE. La legge fissa un limite alla detenzione di quote nel capitale sociale di REE di ogni socio istituzionale al 10%, con eccezione della SEPI che deve detenere almeno il 25% del capitale fino al 2003. La legge consentiva un periodo di sei mesi per gli aggiustamenti e su tale base sono state rimodulate le quote dei partners esistenti. La legge, inoltre, fissa il limite massimo del 40% del capitale azionario da parte di tutti i soggetti operanti nel settore elettrico.

Il 30 dicembre 2002 è stata approvata la legge 53/02 che modifica di nuovo la regolazione della struttura del capitale di REE. La legge prevede che nessun azionista, a eccezione della SEPI, possa detenere una quota azionaria (o esercitare diritto di voto) maggiore del 3%. La riduzione della quota azionaria al limite previsto dalla nuova legge deve essere completata entro il 2003. SEPI può detenere fino al 25% del capitale azionario di REE fino al 31 dicembre 2003 e successivamente, in ogni caso, deve conservare almeno il 10% del capitale. In attuazione di tali disposizioni, le quattro società del settore elettrico dovranno cedere almeno il 7% delle rispettive quote azionarie nel capitale di REE.

Anche REE, come NGG, ha avviato nel corso degli ultimi anni una strategia di internazionalizzazione e di diversificazione. La strate-

gia internazionale ha portato la società a realizzare investimenti nella trasmissione di energia elettrica prevalentemente in America Latina (in particolare Perù e Bolivia attraverso la costituzione delle società REDESUR e TDE). La strategia di diversificazione si è concentrata da un lato sul settore delle telecomunicazioni e in particolare nella rivendita di capacità di trasporto a lunga distanza agli operatori del settore attraverso la controllata Red Electrica Telecomunicaciones, dall'altro sulla vendita di servizi di consulenza specializzata in aree complementari con le attività di ingegneria e di gestione dei sistemi di trasmissione dell'elettricità. In seguito a tali strategie, i ricavi di REE nel 2002 derivavano per il 92% dalle attività del core business (TSO), per il 4% dalla vendita di servizi nel mercato delle telecomunicazioni e per il restante 4% dalle attività realizzate all'estero.

La legge di riforma del 1997 (legge 54/97) prevedeva l'obbligo, in capo a REE, di costituzione e di organizzazione della società OMEL, l'operatore del mercato elettrico spagnolo, assegnando all'operatore di rete la responsabilità dell'avvio operativo della borsa dell'elettricità a partire dal 1° gennaio 1998. La società OMEL viene pertanto incorporata in REE nel dicembre 1997 attraverso una quota di 300 milioni di pesetas integralmente sottoscritta da REE e per l'avvio della gestione commerciale a partire dal 1998. Nel mese di luglio 1999, la società REE cede tutta la quota di capitale di OMEL sul mercato attraverso una procedura d'asta e nel rispetto dei limiti previsti dalla legge 54/97 (limite del 10% per ciascun azionista e limite del 40% della quota di azioni complessivamente detenuta da operatori nel settore elettrico). L'attuale composizione azionaria di OMEL, nel rispetto dei limiti di legge, vede un pool di operatori del settore elettrico, insieme a istituzioni finanziarie e assicurative e a soggetti rappresentativi dei consumatori e delle società di intermediazione operanti nel settore elettrico. L'accelerazione della cessione al mercato di OMEL da parte di REE ha probabilmente condizionato l'attuale situazione di difficoltà di

coordinamento tra i due organismi nella messa a punto dell'organizzazione delle transazioni relative al mercato dei servizi.

La strategia di REE sul mercato interno è quella di diventare un TSO puro e indipendente, cioè un operatore che sia al contempo proprietario e gestore unico di tutta la rete di trasmissione e dei servizi di sistema sul territorio spagnolo. Questa strategia ha ricevuto il consenso delle Autorità nazionali competenti e in questa ottica vanno viste le recenti operazioni di acquisizione delle componenti della rete di trasmissione di Endesa e Union Fenosa.



## Considerazioni conclusive

Nel 2002 il bilancio di energia elettrica in Italia mostra un aumento del fabbisogno dell'1,8% rispetto al 2001, inferiore di circa l'1% al tasso medio previsto di lungo periodo. A fronte di un più lieve aumento della quota di fabbisogno coperta dalla produzione nazionale pari all'1,6%, la quota coperta dagli scambi con l'estero aumenta del 4,6%. L'incidenza delle importazioni sul consumo di energia elettrica in Italia passa, pertanto, dal 16% nel 2001 al 16,3% nel 2002. L'energia elettrica destinata al consumo del mercato libero registra un aumento del 25%, crescita da ricondurre principalmente all'abbassamento della soglia di consumo annuo necessario per il passaggio al mercato libero a 9 GWh a partire dal 1° gennaio 2002 e al conseguente aumento delle richieste di riconoscimento dell'idoneità. Nel 2002 la quota del fabbisogno complessivo di energia elettrica coperta dai clienti idonei ammonta al 33%. L'approvvigionamento di energia elettrica da parte dei clienti idonei nel 2002 è stato realizzato in parte attraverso la partecipazione alle procedure concorsuali svolte dal GRTN relative all'assegnazione dei diritti di capacità di trasporto dall'estero e della produzione di energia elettrica ritirata dal Gestore ai sensi del D.lgs. 79/99 (CIP 6). In particolare nel 2002 sono stati allocati al mercato libero circa 29 TWh da importazioni (su un totale, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 50,6 TWh) e circa 39 TWh di produzione CIP 6 (su una produzione complessivamente ritirata dal Gestore pari a 54,1 TWh). La rimanente quota di energia elettrica richiesta dai clienti idonei, al netto dell'autoconsumo, pari a 27 TWh, è stata coperta da contratti bilaterali direttamente stipulati con i produttori e, residualmente, dai saldi relativi ai contratti di scambio regolati dal GRTN.

L'esercizio del dispacciamento nell'anno 2002 è risultato più che soddisfacente, infatti l'indice di disalimentazione della rete di trasmissione italiana è risultato pari a 1,43 minuti ampiamente al di sotto dello standard di riferimento internazionale. Tuttavia, alcuni elementi di criticità hanno richiesto, oltre l'impegno dei servizi di

riserva, in alcuni casi anche il ricorso alla sospensione temporanea, in particolari aree geografiche, della fornitura di energia elettrica agli utenti sottoscrittori di contratti di interrompibilità per far fronte a situazioni di emergenza. Secondo gli standard internazionali l'energia non fornita a clienti con contratti interrompibili non è inclusa nell'indice di disalimentazione. Anche a motivo di tali interventi, il GRTN ha segnalato alcune criticità del sistema elettrico nazionale e in particolare il progressivo restringimento della capacità disponibile per gestire i picchi di domanda e le situazioni di emergenza non programmate. I ritardi nei programmi di ambientalizzazione e risanamento per rispondere agli obiettivi di tutela ambientale accumulati nella fase precedente la liberalizzazione avrebbero sicuramente comportato problemi di deficit della potenza disponibile per il periodo 2003-2004. Il Decreto legge del 18 febbraio 2003, n. 25, convertito nella legge del 17 aprile 2003, n. 83, si muove nella direzione di rivedere i criteri di valutazione dei programmi di ambientalizzazione degli impianti, prevedendo una verifica da parte del GRTN degli effetti provocati sull'equilibrio del sistema elettrico nazionale e consente di gestire, almeno temporaneamente, il problema derivante dal deficit di disponibilità di capacità. Il ricollocamento temporale delle ambientalizzazioni e delle indisponibilità programmate aiuta a risolvere, nell'immediato, il problema contingente dell'insufficienza di capacità disponibile per la gestione dell'equilibrio del sistema elettrico, ma a fronte di maggiori costi esterni derivanti dall'impatto ambientale. Nel medio periodo rimane assolutamente decisiva l'entrata in esercizio di nuova capacità di produzione, stante il limite fisico delle importazioni sulle interconnessioni esistenti.

L'offerta di nuova capacità, che apparentemente sembra essere consistente se si considera il volume complessivo delle richieste di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti e di connessione degli stessi alla Rete di trasmissione nazionale, presenta deboli tassi di crescita reale nel breve e medio termine. Su tale andamento pesano negativamente, non più i ritardi nel rilascio delle auto-

rizzazioni, ma i tempi di realizzazione degli investimenti. Ad aprile 2003, risultavano autorizzati alla costruzione 12 impianti di generazione per una potenza complessiva di circa 8.200 MW. I piani di realizzazione degli investimenti e di entrata in esercizio degli impianti, tuttavia, non sono stati definiti dagli operatori e non è quindi possibile prevedere l'effetto, nel tempo, della nuova potenza immessa nel sistema.

A fronte dell'aumento delle importazioni che saturano la rete di interconnessione, la produzione nazionale cresce a tassi relativamente bassi. Nel 2002 sono entrati in esercizio 740 MW di nuova capacità, di cui 500 MW da impianti alimentati a fonti rinnovabili. Le fonti rinnovabili e assimilate nel 2002 aumentano la consistenza in termini di capacità, anche per effetto delle incentivazioni e degli obblighi imposti dalla normativa, tuttavia per effetto della discontinuità causata dai fattori climatici, riducono il peso in termini di produzione (-10% rispetto al 2001). L'accelerazione e la semplificazione delle procedure di autorizzazione, per gli impianti di capacità superiore a 300 MW termici gioca a favore delle aspettative di crescita della capacità produttiva, tuttavia l'incertezza sul futuro quadro organizzativo e regolamentare del settore e, in particolare, i dubbi sulla data dell'avvio dell'operatività del GME e sul modello di sistema delle offerte possono, di converso, rallentare le iniziative di investimento da parte degli operatori.

La struttura della RTN è allineata agli standard internazionali sotto il profilo della qualità tecnica e della sicurezza. Essa presenta, tuttavia, in conseguenza della non ottimale allocazione della capacità produttiva rispetto ai consumi e soprattutto della fortissima domanda di importazione, limiti tecnici alla capacità di trasporto e di interscambio tra aree sia estere sia interne al territorio nazionale. La rete richiede, inoltre, attività ordinarie per la sua manutenzione, nonché attività di modernizzazione e sviluppo per far fronte alle richieste da parte degli operatori economici lato immissioni e lato prelievi, alla crescita del mercato e ai cambiamenti nel siste-

ma elettrico nazionale ed europeo. Il GRTN è responsabile della manutenzione e dello sviluppo della rete, ma realizza tali attività attraverso il coordinamento con i proprietari della stessa. Questo aspetto richiede l'affidamento a terzi delle operazioni di esercizio e degli investimenti. Sotto il profilo organizzativo, nel 2002 è stata firmata la convenzione con Terna, società del gruppo Enel proprietaria di oltre il 90% della RTN e sono state messe a punto le convenzioni con gli altri proprietari. Sulla base dei criteri e delle modalità previste dalle stesse convenzioni sono state date in appalto diverse attività di manutenzione e sviluppo.

Nel 2002, interventi di adeguamento e miglioramento di alcuni elementi limitanti di rete decisi dal Gestore e realizzati dai titolari delle porzioni di rete interessate hanno reso possibile l'incremento della massima capacità di trasporto sulla rete di interconnessione. L'aggiornamento del valore della massima capacità di trasporto ha visto una prosecuzione della cooperazione con i gestori delle reti dei paesi confinanti nella definizione di una metodologia comune per il calcolo della Net Transmission Capacity (NTC) in condizioni di sicurezza. Le iniziative di modernizzazione della rete, unitamente al raggiungimento dell'accordo nella determinazione dei valori tra gestori confinanti con la frontiera settentrionale hanno comportato un aumento della NTC da un valore, relativo al periodo invernale, pari a 6.000 MW nel 2002 a un valore di 6.300 MW nel 2003. Sempre nel 2002 è entrato in esercizio il nuovo collegamento a 400 kV Italia-Grecia, con una capacità di trasporto pari a 500 MW. Ulteriori incrementi della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione dovrebbero derivare dall'installazione di apparecchiature di regolazione dei flussi di potenza (c.d. Phase Shifter Transformer) e, in maggior misura, dalla realizzazione dei nuovi elettrodotti programmati dal GRTN.

Nel corso del 2002 sono proseguite le attività per il potenziamento della rete nazionale attraverso la gestione delle procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari di 109 interventi di sviluppo della rete di cui 17 sulla rete a 380 kV, 32 sulla rete a

220 kV e 60 sulla rete a 150/132 kV. Sulla realizzazione delle iniziative di sviluppo della rete nazionale, così come per la realizzazione delle linee di interconnessione per la parte relativa al territorio italiano, pesano i ritardi e le incertezze negli iter autorizzativi e le azioni di coordinamento con le amministrazioni e le comunità locali. Un'aspettativa positiva in tal senso deriva dall'attuazione della nuova normativa relativa alla semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli elementi della RTN ritenuti strategici per lo sviluppo del sistema nazionale. Nelle iniziative finalizzate alla costruzione di nuove opere, così come in quelle per il risanamento ambientale degli elettrodotti esistenti nella stessa area geografica, il GRTN interagisce e collabora con le amministrazioni locali competenti. In tal senso sono state realizzate diverse iniziative sia di natura organizzativa, sia operativa intese a migliorare la cooperazione e il coordinamento con gli enti locali. La messa a punto dello strumento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), realizzato per la prima volta con la Regione Piemonte e che il Gestore intende estendere a tutte le Regioni, costituisce un esempio in questa direzione. Sotto il profilo organizzativo la costituzione di una Direzione territorio, incaricata del coordinamento delle diverse sedi del Gestore dislocate sul territorio ha l'obiettivo di rendere funzionale la programmazione centrale delle attività di pianificazione della RTN alle esigenze di sviluppo territoriale attraverso una più attenta e diretta partecipazione alle attività locali.

Nel periodo interessato dal Rapporto non si è verificata la partenza del sistema delle offerte prevista all'art. 5 del D.lgs. 79/99 e il conseguente avvio dell'operatività del Gestore del Mercato Elettrico.

Il GRTN, oltre alle attività del core business relative alla gestione della Rete di trasmissione nazionale, ha svolto anche per quest'anno le procedure di assegnazione dell'energia elettrica disponibile per l'approvvigionamento dei clienti idonei. A fine 2002 si sono svolte le procedure di assegnazione della capacità di trasporto sul-

l'interconnessione per l'anno 2003, con alcune novità rispetto agli anni precedenti. Tra queste meritano di essere segnalate le seguenti: a) il proseguimento della collaborazione con i gestori confinanti nella determinazione della massima capacità di trasporto sulla rete di interconnessione alla frontiera settentrionale che ha portato, come si è detto, a un aumento del valore della NTC per il periodo invernale dai 6.000 MW del 2002 a 6.300 MW per il 2003 di cui 4.053 sono stati riservati al mercato libero (contro i 3.543 del 2002); b) l'aumento, di ulteriori 500 MW rispetto ai 600 previsti nel 2002 per il triennio 2002-2004, della capacità disponibile sulla frontiera settentrionale riservata a clienti interrompibili istantaneamente per il biennio 2003-2004; c) la previsione, sempre con riferimento ai clienti interrompibili istantaneamente, che il Gestore assegni ulteriori 100 MW di capacità di trasporto non garantita sulla frontiera slovena; d) l'accordo tra il GRTN e il gestore di rete francese RTE per l'allocazione su base settimanale e giornaliera della capacità di trasporto non assegnata, non utilizzata e disponibile in tempo reale sulla rete di interconnessione italo-francese; e) la prima allocazione, conseguente all'avvio dell'esercizio del cavo Italia-Grecia, della capacità di trasporto disponibile sul nuovo collegamento pari a 150 MW in entrata verso l'Italia e a 500 MW in uscita verso la Grecia, sulla base dell'accordo per l'allocazione congiunta raggiunto dal GRTN e dal gestore di rete greco HTSO e secondo le procedure definite dall'Autorità.

E' proseguito, anche se in misura sempre più contenuta rispetto agli anni precedenti per effetto di una maggiore razionalizzazione della rete e del conseguente aumento della NTC che ha comportato l'ottimizzazione dell'uso delle linee elettriche internazionali, l'acquisto di energia elettrica utilizzabile sulla rete di interconnessione in maniera non prevedibile e discontinua (acquisti spot) e la conseguente vendita dell'energia elettrica importata ai clienti idonei titolari di contratti di bilanciamento, al fine di compensare gli eventuali deficit di energia sui contratti di scambio (riconciliazione). Infine, il GRTN ha svolto, anche per il 2002, le procedure concor-

suali per l'assegnazione dell'energia elettrica c.d. CIP 6 al mercato libero per l'anno 2003.

In attesa dell'avvio del mercato organizzato dell'elettricità e del sistema delle offerte, sono state svolte una serie di attività prepedeutiche alla realizzazione del futuro assetto del mercato dell'energia elettrica all'ingrosso, dei mercati dei servizi per il dispacciamento le cui transazioni e le relative relazioni commerciali dovranno essere gestite in maniera coordinata dal GME sulla base dell'ordine di merito economico. A tale proposito occorre richiamare la distinzione operata dall'Autorità di una disciplina a regime per l'erogazione del servizio di dispacciamento con l'avvio del sistema delle offerte, da una disciplina transitoria che l'Autorità ha inteso regolamentare attraverso le norme in materia di bilanciamento e scambio. In merito alla disciplina a regime il periodo aprile 2002-marzo 2003 ha visto il Gestore impegnato nella definizione delle regole per il dispacciamento sulla base dei criteri definiti dall'Autorità e nella realizzazione dell'organizzazione, delle procedure e delle applicazioni necessarie a gestire le transazioni con le unità di produzione e di consumo per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento attraverso il sistema delle offerte sui mercati dei servizi gestiti dal GME. L'attuazione della disciplina transitoria avviata con la realizzazione e il funzionamento dei meccanismi previsti dai contratti di bilanciamento e scambio ha visto il GRTN impegnato nella gestione di numerosi rapporti commerciali con i titolari dei contratti e, nel caso dei contratti di scambio, in qualità di intermediario delle transazioni commerciali tra soggetti che prelevano energia elettrica attraverso punti normalmente non direttamente connessi alla RTN.

La gestione di tale meccanismo, nelle attuali condizioni normative e operative considerati anche i ritardi nella definizione del quadro regolamentare, ha comportato difficoltà applicative con conseguenti problemi di carattere organizzativo ed economico per il GRTN e più in generale per il settore elettrico nella ricostruzione

dei saldi fisici e nell'individuazione delle controparti commerciali. L'attribuzione di competenze improprie al GRTN rischia, inoltre, di sovrapporre i suoi compiti con quelli del GME, soggetto appositamente creato con la funzione di gestire i mercati dell'energia elettrica e dei servizi.

Tra le altre attività svolte dal GRTN meritano di essere segnalate: la continuità rispetto agli anni precedenti delle azioni finalizzate alla qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e la relativa gestione dell'emissione e della vendita dei certificati verdi; l'accordo raggiunto nel 2003 con altri TSOs europei sul valore di 0,5 Euro a MWh ricadente sui gestori esportatori quale componente della tariffa di trasporto degli scambi transfrontalieri in vigore per il 2003 e alcune nuove attività quali la partecipazione al sistema europeo di certificazione volontaria dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e le iniziative di formazione esterna intraprese con l'avvio del Master in gestione del sistema energetico, elettrico e territoriale (progetto MEET).

Notevoli sforzi sono stati destinati nei primi tre anni di attività all'organizzazione delle risorse economiche, umane e strutturali della società al fine di trasformarla in maniera coerente con il cambiamento del settore elettrico, di razionalizzarne le risorse e ottimizzarne la gestione, e di creare una nuova identità della società, in qualità di operatore di sistema, indipendente rispetto agli altri attori del settore elettrico.

Il valore aggiunto della società al lordo del costo del lavoro è cresciuto del 28,8% nel 2002 rispetto al 2000, mostrando un margine crescente tra ricavi e costi di gestione. Il margine operativo registra un aumento del 42,7% a fronte di un aumento del costo del lavoro dell'8,3%, effetto anche dell'ottimizzazione dell'organizzazione del personale. Gli utili della società mostrano un andamento soddisfacente nel corso del triennio, nonostante l'aumento delle voci relative agli ammortamenti e accantonamenti e al maggior



peso delle imposte e degli oneri straordinari per l'intero periodo. Il valore positivo degli utili, per tutto il triennio, ha consentito un aumento del patrimonio netto della società, il cui capitale sociale azionario è rimasto invariato dalla data di costituzione della società e del conferimento di capitale da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Il conto economico della società è influenzato dalle dinamiche delle attività caratteristiche del Gestore e, in particolare, dai ricavi e costi corrispondenti alle attività di gestione della RTN e di erogazione dei servizi di trasmissione. Un peso notevole, in termini di volumi, è tuttavia determinato dalle attività assegnate al Gestore al di là della concessione dei servizi di trasmissione e dispacciamento (es. compravendita di energia). Queste attività, seppure generano un margine operativo modesto per la società, comportano notevoli sforzi di natura organizzativa e gestionale. Il contenimento dei costi è significativo, pertanto, della capacità di risposta del Gestore all'ampliamento delle competenze e dello sforzo dedicato al recupero di efficienza gestionale. Un ulteriore aspetto di cui occorre tenere conto è il compito, affidato al GRTN, di costituzione dell'operatore incaricato della gestione del sistema delle offerte nei mercati dell'energia elettrica all'ingrosso e nei mercati dei servizi per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento (GME) e dell'operatore incaricato della garanzia degli approvvigionamenti per i consumatori vincolati (AU). Entrambe le società sono state costituite, attraverso un conferimento di capitale, dal GRTN; fanno parte pertanto del gruppo GRTN che eroga, attraverso le proprie unità di staff, i servizi di gestione amministrativa, contabile, legale, del personale, informatici e delle relazioni esterne. L'organizzazione centralizzata di tali servizi ha consentito di ridurre i costi di gestione del gruppo e di attutire in parte gli effetti negativi derivanti dal mancato avvio operativo dell'AU e dalla parziale operatività del GME, limitata alla gestione delle contrattazioni dei certificati verdi a partire dal marzo 2003.

Sotto il profilo organizzativo, le politiche della società hanno per-

seguito una duplice finalità: da un lato ottimizzare la gestione delle risorse umane attraverso una migliore ripartizione delle funzioni e un miglior coordinamento delle competenze; dall'altro rispondere alle numerose sollecitazioni provenienti dal contesto esterno e alimentate dall'aumento del numero e della complessità delle relazioni con gli operatori nel sistema elettrico nazionale ed internazionale. La riorganizzazione delle risorse umane e lo sviluppo delle infrastrutture e delle applicazioni informatiche, non solo per il GRTN ma per l'intero gruppo, rappresentano gli strumenti utilizzati per il perseguimento di tali obiettivi.

Lo scenario in cui il Gestore si trova a operare è, tuttavia, ancora molto incerto. La riforma avviata nel 1999 con l'approvazione del D.lgs. 79/99 di liberalizzazione del settore elettrico non è completata. Nei fatti alcuni aspetti di tale riforma sono in corso di modifica alla luce della legge di riordino presentata dal Ministro delle Attività Produttive e in fase di discussione nelle Commissioni parlamentari competenti.

La fase evolutiva che caratterizza il settore elettrico italiano è in realtà comune alla gran parte dei paesi dell'UE, di più recente apertura alla concorrenza dei rispettivi mercati dell'energia. Un'accelerazione, ma soprattutto una razionalizzazione del modello di riforma prescelto, potrebbe derivare da una maggiore incisività delle Istituzioni dell'UE nella determinazione delle politiche di integrazione del mercato europeo dell'energia elettrica e da un maggiore sforzo verso l'armonizzazione delle politiche di regolamentazione dei settori energetici. Nel corso del 2002, dopo un parziale rallentamento nei percorsi di determinazione di una politica comune, le iniziative europee hanno fatto registrare una relativa ripresa. Di fatto tale sforzo verso una maggiore cooperazione tra Stati nazionali ha interessato sia gli organismi politici e regolamentari sia gli operatori economici del settore: le attività dell'ETSO e dell'UCTE mostrano questa tendenza con riferimento ai TSOs.

Anche i cambiamenti che hanno caratterizzato la gestione e l'organizzazione del GRTN sono comuni a tutti gli operatori di trasmissione nei singoli Stati membri dell'UE. A tale riguardo emergono due aspetti di particolare rilevanza:

- le scelte di liberalizzazione e dei modelli di riforma del settore fatte dai singoli Stati membri alla luce dei livelli di discrezionalità consentiti dalla direttiva 96/92, definiscono l'ambiente in cui l'operatore di trasmissione si trova a operare e ne condizionano i meccanismi di relazione (tipologia di unbundling della funzione di trasmissione; servizi erogati; meccanismi di accesso di terze parti alla rete di trasmissione; presenza di un operatore di borsa e tipologia di coordinamento con l'operatore di rete);
- le trasformazioni "endogene", cioè l'evoluzione dei singoli operatori nei diversi Stati nazionali dipendono dalle caratteristiche delle società stesse e in particolare dalla natura delle imprese (capitale investito e in particolare immobilizzazioni nella rete; capitale sociale e in particolare composizione del capitale azionario; eventuale controllo dell'operatore di borsa).

In Italia, come più volte ribadito dal GRTN, la separazione delle competenze e l'organizzazione su base negoziale delle transazioni tra gestore e proprietario, crea rigidità e ritardi nella realizzazione delle opere e comporta inefficienze organizzative, dati i maggiori costi di transazione rispetto a una soluzione di coordinamento gerarchico attraverso la riunificazione.

Nel Rapporto sono stati analizzati più approfonditamente il caso inglese (National Grid) e il caso spagnolo (REE) in quanto ritenuti maggiormente significativi alla luce di una maggiore storia maturata in qualità di TSOs in ragione di un'anticipazione della separazione della funzione di trasmissione dell'energia elettrica nel settore. L'esperienza di questi due paesi mostra in particolare come:  
a) la proprietà della rete, e quindi, le relative immobilizzazioni nel

capitale investito della società che eroga i servizi di trasmissione di energia elettrica all'interno del settore, rappresentino un vantaggio per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza, di trasparenza e di non discriminazione perseguiti dalla separazione delle funzioni del TSO nelle politiche di liberalizzazione; b) la privatizzazione, tenuti in dovuto conto i particolari problemi di corporate governance legati alla necessità di controllare l'eventuale presenza di operatori del settore elettrico all'interno della compagine azionaria, aumenta i livelli di autonomia delle imprese e incentiva le stesse a intraprendere strategie di diversificazione e di internazionalizzazione; c) il coordinamento tra l'operatore di rete e l'operatore di borsa è necessario al fine di limitare il sorgere di conflitti di interesse e di competenza.

Alla luce di quanto esposto, e dell'aggiornamento svolto con il presente Rapporto sulla situazione del settore elettrico nazionale, si richiamano alcune azioni che appare rilevante accelerare per l'immediato futuro:

- 1) chiarire al più presto le politiche industriali del settore e in particolare le politiche di regolamentazione finalizzate alla promozione della concorrenza (c.d. riordino del settore elettrico);
- 2) decidere la natura, gli obiettivi e le funzioni dell'AU;
- 3) definire il modello di funzionamento del sistema delle offerte e chiarire le disposizioni attuative e procedurali per l'organizzazione delle contrattazioni di energia elettrica da parte del GME;
- 4) rivedere i meccanismi di gestione dei contratti di bilanciamento e di scambio nel periodo transitorio e, in particolare, il ruolo improprio di controparte delle transazioni commerciali di energia elettrica attribuito al GRTN;
- 5) completare e proseguire nell'obiettivo della semplificazione delle regole per il rilascio delle autorizzazioni alla costruzione di nuovi impianti di generazione e di trasmissione, chiarendo le modalità di coordinamento tra le competenze amministrative centrali e locali;

- 6) unificare proprietà e gestione della RTN alla luce delle esperienze degli altri paesi dell'UE;
- 7) proseguire nel percorso di armonizzazione delle politiche di regolamentazione dell'energia a livello europeo.

© GRTN 2003

Gestore della rete di trasmissione nazionale

Pubblicazione fuori commercio

Progetto grafico, impaginazione  
e supervisione alla stampa

**Gentil Associates**

Stampa

**Nova Tiporom - Roma**

Stampato su carta Fedrigoni Freelife Cento, carta ecologica



Finito di stampare nel mese di maggio 2003