

Partite a margine

I ricavi delle vendite e prestazioni si decrementano di Euro 3.321 mila a seguito dell'effetto combinato delle seguenti variazioni: il venir meno della quota CTR per la copertura dei costi delle controllate e la riduzione del contributo dovuto da CCSE sull'ammontare delle componenti A fatturate al mercato libero a seguito delle diverse modalità intervenute da aprile sulla esazione di tali componenti. Tale riduzione è controbilanciata dall'aumento dei ricavi caratteristici – suddivisi in base alla nuova normativa in corrispettivi di trasporto CTR GRTN (Euro 88.796 mila), di dispacciamento dis (Euro 27.568 mila) e di misura MIS (Euro 6.470 mila) – generato dai maggiori volumi di energia transitati su RTN e dall'inclusione della copertura dei costi sostenuti per il Piano di Difesa.

La voce altri ricavi e proventi si incrementa rispetto allo scorso esercizio di Euro 8.966 mila principalmente per un riaddebito di costi ad operatori esteri (Euro 7.285 mila) non presente nell'anno 2003. Inoltre in tale voce sono ricompresi principalmente i ricavi nei confronti delle controllate GME e AU per la remunerazione di servizi a loro svolti dal GRTN (Euro 5.009 mila), nonché ricavi per riaddebito di costi per personale distaccato presso altri organismi (Euro 1.541 mila).

La variazione della voce incrementi di immobilizzazioni per lavori interni si riferisce alla capitalizzazione di risorse di personale che nel corso dell'anno sono state dedicate direttamente ad attività di sviluppo di progetti i cui benefici economici si manifestano lungo un arco temporale pluriennale.

Il costo del lavoro pari ad Euro 56.152 mila registra un incremento di Euro 7.477 mila, rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da ascrivere alla variazione della consistenza media, passata da 717 a 771 unità, ad una diversa composizione del mix in seguito all'assunzione di personale a professionalità e inquadramento più elevati, nonché agli effetti incrementativi della retribuzione variabile legata ai premi di risultato rilevati nell'anno, la cui erogazione avverrà nei primi mesi del 2005.

Gli altri costi operativi, che si riferiscono all'acquisizione di risorse esterne relative principalmente a spese trasmissione dati, spese telefoniche, servizi di edificio ed altre più specificamente indicate nella Nota integrativa, si incrementano di Euro 2.957 mila per effetto soprattutto della più intensa attività svolta nel corso dell'anno.

Le sopravvenienze passive nette pari ad Euro 481 mila (Euro 172 mila nel 2003) sono costituite dal saldo di componenti attivi per Euro 28.408 mila e componenti negativi per Euro 28.889 mila.

Le sopravvenienze attive si riferiscono per circa Euro 25.963 mila a conguagli e rettifiche riferite allo scorso esercizio circoscritte a casi specifici relativi a rapporti con proprietari della RTN (Euro 17.693 mila) e a titolari di contratti di bilanciamento e scambio ex delibera 27/03 (Euro 8.270 mila). La quota rimanente pari ad Euro 2.445 mila si riferisce invece alla definizione dei rapporti con un fornitore per partite non riguardanti l'energia.

Il margine operativo lordo per effetto delle su esposte componenti si attesta ad Euro 60.960 mila con un limitato decremento di Euro 752 mila rispetto all'esercizio 2003.

Il risultato operativo di Euro 17.721 mila è in flessione rispetto all'esercizio precedente di Euro 7.817 mila per effetto di maggiori accantonamenti e svalutazioni e di una riduzione degli ammortamenti dovuta all'applicazione, dall'anno in corso, delle sole aliquote economico-tecniche come previsto nel nuovo diritto societario (D.Lgs. 6/03).

La gestione finanziaria evidenzia proventi netti in riduzione rispetto all'esercizio precedente

per effetto dei più ridotti tempi medi di giacenza delle risorse finanziarie a seguito di un efficientamento dei tempi di incasso e pagamento nonostante i maggiori volumi intermediati ed una flessione dei tassi di interesse.

La gestione straordinaria evidenzia un margine negativo (Euro 1.279 mila) relativo principalmente al saldo netto tra i proventi che si riferiscono al disinquinamento fiscale operato ai sensi del D.Lgs. 6/03 pari a circa Euro 1.583 mila e gli oneri relativi agli esodi incentivati erogati o accantonati nell'anno pari ad Euro 2.438 mila.

Le imposte indicate si riferiscono alle imposte correnti, IRES (Euro 5.980 mila) e IRAP (Euro 4.700 mila), e alle imposte anticipate pari ad Euro 2.420 mila. La contrazione rispetto allo scorso esercizio è dovuta alla riduzione del reddito imponibile per effetto delle riprese in diminuzione di fondi tassati utilizzati o rilasciati nell'esercizio, e alla rilevazione delle imposte anticipate non presenti nello scorso esercizio

L'utile netto dell'esercizio, pari ad Euro 14.588 mila, può beneficiare dell'onere fiscale più contenuto ed incrementarsi rispetto all'esercizio precedente di Euro 2.165 mila pari ad una variazione positiva del 17,4%.

La sintesi della struttura patrimoniale confrontata con quella dell'anno precedente è riportata nella seguente tabella:

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003	Variazioni
Immobilizzazioni nette			
- Immobilizzazioni immateriali	17.659	10.365	7.294
- Immobilizzazioni materiali	86.832	82.177	4.655
- Immobilizzazioni finanziarie:			
• partecipazioni	16.704	16.704	-
• altri crediti	1.110	871	239
Totale	122.305	110.117	12.188
Capitale circolante netto			
- Crediti verso clienti	1.295.864	1.014.133	281.731
- Credito verso CCSE	353.695	361.946	(8.251)
- Credito/(Debito) verso controllate	396.206	(2.513)	398.719
- Ratei, risconti attivi e altri crediti	5.475	3.784	1.691
- Debiti verso fornitori	(2.056.000)	(1.328.178)	(727.822)
- Ratei, risconti passivi e altri debiti	(147.539)	(6.386)	(141.153)
- Crediti/(Debiti) tributari per IVA e altre imposte	50.891	650.196	(599.305)
- Debito verso CCSE per anticipazione IVA	(132.373)	(533.652)	401.279
Totale	(233.781)	159.330	(393.111)
Fondi diversi	(54.302)	(60.496)	6.194
Capitale investito netto	(165.778)	208.951	(374.729)
Patrimonio netto	94.851	80.263	14.588
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette:			
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
- debiti verso banche a breve termine	-	146.497	(146.497)
- disponibilità liquide	(273.540)	(30.720)	(242.820)
Totale	(260.629)	128.688	(389.317)
Copertura	(165.778)	208.951	(374.729)

Le immobilizzazioni immateriali si incrementano di Euro 7.294 mila per effetto principalmente dell'attività di investimento realizzata nell'anno pari ad Euro 13.866 mila al netto degli ammortamenti, mentre le immobilizzazioni materiali nette si incrementano rispetto a fine 2003 di Euro 4.655 mila e la loro variazione è dovuta ad investimenti per Euro 12.828 mila, al netto della quota degli ammortamenti di competenza, Euro 7.900 mila, e dei disinvestimenti netti. Le immobilizzazioni finanziarie sono relative principalmente alla partecipazione nelle due società controllate AU e GME valutate al costo e non evidenziano variazioni.

Il capitale circolante netto positivo nel 2003 per Euro 159.330 mila presenta al 31 dicembre 2004 un saldo negativo di Euro 233.781 mila con un incremento di Euro 393.111 mila.

Al riguardo si segnala che le partite di credito – riferibili a quelle per energia verso i clienti, le controllate nonché verso la CCSE (per un totale di Euro 2.045.765 mila) – vengono pressoché bilanciate dai debiti verso fornitori (Euro 2.056.000 mila) con un miglior grado di copertura ri-

spetto all'esercizio precedente di circa Euro 55.623 mila. I valori espressi nei rapporti verso le controllate sono conseguenza delle tempistiche di incasso e pagamento oltre che delle rilevazioni contabili per fatture in corso di ricezione o emissione verso le stesse.

La voce ratei, risconti passivi e altri debiti (Euro 147.539 mila) comprende anch'essa alcune partite legate all'energia, infatti circa Euro 129.100 mila si riferiscono a risconti passivi relativi alla sospensione dei margini positivi netti realizzati nel 2004 a titolo di corrispettivi per la capacità di trasporto (artt. 37 e 42 della delibera AEEG 48/04) in attesa venga disposta dalla AEEG la loro destinazione ed Euro 9.602 mila alla sospensione di ricavi percepiti nell'anno e finalizzati, nell'ambito del quadro regolatorio vigente, al finanziamento di investimenti.

La riduzione del credito verso l'erario per IVA e altre imposte (- Euro 599.305 mila) è conseguenza di diverse iniziative poste in essere dal GRTN nel corso dell'anno per il contenimento di tale esposizione creditoria. Tale variazione deve comunque essere confrontata con quella relativa alla riduzione del debito verso CCSE per anticipazione IVA di Euro 401.279 mila, che esprime il rimborso effettuato da GRTN alla CCSE per la restituzione delle anticipazioni dalla stessa effettuate e che sono proseguite anche nei primi mesi dell'anno successivo a quello in chiusura.

La variazione dei fondi è legata principalmente all'utilizzo o rilascio di alcuni di essi avvenuto sia per effetto del verificarsi di eventi per i quali erano stati costituiti che per le disposizioni da parte della AEEG, intervenute nel corso dell'anno come meglio precisato nella Nota integrativa.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio e che il livello delle disponibilità liquide è legato essenzialmente alle risorse esistenti il 31 dicembre 2004 per effetto dello sfasamento temporale, seppur limitato, esistente tra alcune tipologie di incasso che avvengono negli ultimi giorni dell'anno ed i relativi pagamenti che si realizzano a partire dai primi giorni del mese successivo.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2004 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario.

RENDICONTO FINANZIARIO

Euro mila

	al 31.12.2004	al 31.12.2003
Disponibilità finanziarie nette iniziali	(115.777)	277.590
Flusso finanziario da (per) attività di esercizio		
Utile netto dell'esercizio	14.588	12.423
Ammortamenti	14.977	16.606
(Plusvalenze)/Minusvalenze	(36)	13
(Rivalutazioni)/Svalutazioni	-	11.774
Incrementi/(Decrementi) fondi	(6.194)	(4.365)
Totale	23.335	36.451
Variazione del capitale circolante netto	393.111	(402.810)
Flusso finanziario operativo	416.446	(366.359)
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(13.866)	(11.418)
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(12.828)	(7.753)
Investimenti in immobilizzazioni finanziarie	(239)	(80)
Disinvestimenti	319	12
Versamenti per copertura perdite controllate	-	(7.769)
Altre variazioni	(515)	-
Totale	(27.129)	(27.008)
Flusso finanziario del periodo	389.317	(393.367)
Disponibilità finanziarie nette finali	273.540	(115.777)

Con riferimento alla situazione esistente al 31 dicembre 2004 si può rilevare che la generazione dei flussi finanziari (Euro 389.317 mila) è riconducibile essenzialmente alle dinamiche di variazione del capitale circolante netto.

Infatti il capitale circolante netto si riduce in modo significativo generando un rilascio di risorse finanziarie di Euro 393.111 mila invertendo completamente gli effetti rispetto all'anno 2003 durante il quale aveva assorbito risorse per Euro 402.810 mila.

L'analisi delle variazioni del capitale circolante è evidenziata nei precedenti commenti alla situazione patrimoniale cui si rimanda.

RAPPORTI CON LE CONTROLLATE

Con l'avvio nel 2004 del mercato elettrico i rapporti con le società del Gruppo GRTN sono di conseguenza evoluti e rispecchiano il cambiamento del quadro normativo di riferimento.

Rapporti con Acquirente Unico S.p.A.

Nelle transazioni con AU oltre al contratto di prestazioni di servizi forniti dal GRTN alla controllata relativo a: *"fornitura servizi di staff - legale, amministrazione, finanza e controllo, audit, personale, sistemi informatici, comunicazione - locazione di immobili per lo svolgimento della propria attività e relativi servizi di edificio; fornitura di servizi di telefonia e telecomunicazioni; servizi di comunicazione; personale della controllante distaccato;"* si sono determinati nuovi rapporti di natura commerciale derivanti principalmente dall'applicazione della delibera AEEG 48/04 e dalle ulteriori nuove norme introdotte.

In particolare il GRTN ha fatturato alla controllata AU i corrispettivi previsti dalla citata delibera 48/04, la vendita di energia elettrica CIP 6 (per la quota parte relativa alle bande di energia assegnate), l'energia derivante dai contratti di scambio e le ulteriori componenti correlate all'energia (capacità di trasporto per interconnessione con estero ecc.).

Rapporti con Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Per quanto concerne i rapporti con la controllata GME oltre al contratto di prestazioni di servizi già enunciato nei rapporti con la controllata AU, nel 2004 il GRTN ha acquistato dal GME l'energia transitata sulla borsa elettrica.

Inoltre, in applicazione dell'art. 9 dell'allegato A alla delibera AEEG 48/04, il GRTN e la controllata hanno stipulato un contratto (di natura passiva), per disciplinare, tra l'altro:

- l'affidamento al GME delle offerte al MSD;
- lo scambio delle informazioni rilevanti ai fini del dispacciamento e della regolazione delle partite economiche del mercato elettrico;
- la registrazione ai fini del dispacciamento dei contratti di compravendita conclusi nel sistema delle offerte;
- la liquidazione delle partite economiche relative al MSD e la liquidazione e regolazione delle partite economiche relative al MGP e al MA.

Le risultanze patrimoniali dei valori relativi alle società controllate sono dettagliate nella Nota integrativa, mentre di seguito si evidenziano gli importi consuntivati nel corso dell'esercizio relativi alle voci dei ricavi e dei costi connesse con la negoziazione delle partite energetiche oltre a quelle relative ai contratti di prestazione dei servizi.

RICAVI*Euro mila*

Società	2004	2003	Variazioni
Acquirente Unico S.p.A.			
- Corrispettivi delibera 48/04	662.296	-	662.296
- Vendita energia ed ulteriori componenti correlate	5.090.754	-	5.090.754
- Prestazioni e servizi vari	2.371	1.367	1.004
Totale	5.755.421	1.367	5.754.054
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
- Vendita energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	19.024	-	19.024
- Prestazioni e servizi vari	2.638	2.121	517
Totale	21.662	2.121	19.541

COSTI*Euro mila*

Società	2004	2003	Variazioni
Acquirente Unico S.p.A.			
- Personale distaccato	40	24	16
Totale	40	24	16
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
- Acquisti di energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	4.000.002	-	4.000.002
- Corrispettivi contratto di service GME art. 9 all. A delibera 48/04	8.400	-	8.400
- Corrispettivi per ogni MWh negoziato su mercato	2.433	-	2.433
- Corrispettivi per certificati verdi	117	-	117
- Personale distaccato	82	-	82
Totale	4.011.034	-	4.011.034

ATTIVITÀ PRINCIPALI DELLE CONTROLLATE

Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Il GME è una società, costituita dal GRTN in data 27 giugno 2000, alla quale sono attribuite le seguenti funzioni:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del D.Lgs. 79/99);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei certificati verdi (art. 6 del decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 11 novembre 1999);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica ("TEE") e la predisposizione, d'intesa con l'AEEG, delle regole di funzionamento del mercato (art. 10 dei D.D.M.M. 24 aprile 2001).

La società controllata con l'avvio della borsa elettrica è diventata pienamente operativa nel corso del 2004, svolgendo le attività di seguito indicate.

Mercato elettrico

Il GME, oltre alla gestione operativa dei mercati dell'energia, MGP e MA, ha organizzato e gestito le seguenti attività ad esso complementari:

- l'ammissione degli operatori al mercato elettrico;
- la contabilità del mercato elettrico, per gli aspetti relativi alla liquidazione e alla fatturazione delle partite economiche del MGP e del MA;
- la regolazione periodica dei pagamenti;
- le prove propedeutiche alla ammissione della domanda attiva al mercato elettrico;
- la revisione delle regole di funzionamento del mercato elettrico.

Il GME, inoltre, ha organizzato e gestito l'MSD, ottemperando alle disposizioni della delibera AEEG 48/04 relative all'avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della delibera AEEG 05/04.

Piattaforma di aggiustamento bilaterale ("PAB")

Nell'ambito delle attività promosse per dotare gli operatori lato domanda di adeguati sistemi di flessibilità, il GME ha:

- progettato, realizzato e collaudato la PAB;
- definito e pubblicato il regolamento e le disposizioni tecniche di funzionamento della PAB;
- organizzato e gestito le sessioni di prova della PAB con la partecipazione degli operatori.

La prima sessione operativa della PAB è avvenuta ufficialmente con decorrenza 31 dicembre 2004.

Mercati per l'ambiente

Il GME, nel corso del 2004, ha svolto le attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei certificati verdi. In particolare ha:

- gestito le procedure di ammissione degli operatori alla sede di contrattazione dei certificati verdi;
- emanato le disposizioni tecniche di funzionamento cioè le regole tecnico-operative per le sessioni di contrattazione;
- organizzato e gestito le sessioni di contrattazione.

Sono state organizzate 24 sessioni di mercato nelle quali sono stati complessivamente scambiati 20.439 certificati di cui 20.419 relativi al 2003 e 20 relativi al 2004. Al 31 dicembre 2004 risultano 91 gli operatori che hanno ottenuto la qualifica di operatore del mercato dei certificati verdi.

Il GME ha svolto una serie di attività preliminari all'organizzazione della sede di contrattazione dei TEE; ha predisposto una proposta di regole di funzionamento del mercato e ha tenuto contatti con l'AEEG al fine di pervenire a regole di mercato condivise.

La controllata ha chiuso il bilancio 2004 con un fatturato di circa Euro 4.527.675 mila cui si contrappongono costi della produzione per Euro 4.522.024 mila. L'utile netto di esercizio risulta pari ad Euro 5.191 mila mentre lo scorso anno la società rilevava una perdita di Euro 7.412 mila stante la mancanza di operatività.

Acquirente Unico S.p.A.

Con l'avvio del dispacciamento di merito economico, le modalità di copertura del mercato vincolato sono profondamente cambiate. La novità rilevante consiste nell'avvio dell'operatività dell'AU che deve assicurare la copertura della domanda espressa dal mercato vincolato minimizzando i rischi ed i costi di approvvigionamento. Nel periodo aprile-dicembre l'AU si è approvvigionato di energia per 126 TWh.

In particolare l'approvvigionamento di energia elettrica da parte dell'AU per il mercato vincolato è avvenuto secondo le modalità di seguito riportate.

Contratti di importazione annuali

L'AU ha provveduto a stipulare per l'anno 2004, sulla base della capacità di trasporto assegnatagli dalla delibera AEEG 157/03, contratti di importazione attraverso aste competitive per un totale di energia fornita pari a 5,1 TWh.

Acquisizione di energia a fronte di contratti di importazione pluriennali

All'AU è stata trasferita, secondo quanto previsto nel proprio decreto istitutivo, l'energia elettrica proveniente dai contratti pluriennali di importazione stipulati dall'Enel prima del 19 febbraio 1997. Tali contratti hanno contribuito nel 2004 all'approvvigionamento di energia per il mercato vincolato per una quantità pari a 14,4 TWh.

Importazioni di cui alla delibera 85/04

Va rilevato che il contratto pluriennale di importazione di elettricità sottoscritto da Enel con la società EdF contiene clausole di interrompibilità e modulabilità che permettono al fornitore di ridurre, a propria discrezione, ma entro limiti complessivi giornalieri e annuali prestabiliti, le quantità giornaliere fornite. Nel corso dell'anno con la delibera 85/04, l'AEEG ha aumentato la quota di approvvigionamento di elettricità di importazione per il mercato vincolato a prezzi costanti e più vantaggiosi attribuendo in via esclusiva all'AU la capacità di trasporto dell'elettricità sulle reti transfrontaliere, resa disponibile dal ricorso alle clausole di interrompibilità previste nei contratti di importazioni dell'EdF. L'energia elettrica importata dall'AU in ragione di detta attribuzione è stata di 0,4 TWh.

Attribuzione all'AU di energia CIP 6

Nel 2004 l'AU ha acquisito energia CIP 6, sia attraverso la quota di capacità riservatagli dal MAP con decreto 29 gennaio 2004 pari al 20% della produzione CIP 6 assegnabile in banda, sia attraverso l'attribuzione all'AU dell'energia CIP 6 non assegnabile, in quanto non programmabile nemmeno su base statistica, per un valore totale di 23,4 TWh.

Contratti bilaterali con i produttori

Nel mese di marzo l'AU ha indetto un'asta al ribasso per l'assegnazione di contratti bilaterali fisici per una quantità pari al 25% della domanda del vincolato prevista nel 2004, nel rispetto del vincolo stabilito dal decreto istitutivo.

L'esito della gara ha comportato l'assegnazione di tutta l'energia oggetto del bando, vale a dire 4.800 MW, a 11 società partecipanti.

Il fabbisogno di energia soddisfatto attraverso i contratti bilaterali fisici nel 2004 è stato di 30,3 TWh.

Energia approvvigionata attraverso il sistema delle offerte

La quota di energia destinata al fabbisogno del mercato vincolato, non approvvigionata dall'AU attraverso le modalità fin qui descritte, è stata fino al 1° aprile 2004 acquistata dall'Enel nello STOVE.

Dal 1° aprile in poi l'AU ha provveduto ad approvvigionare detta quota di energia attraverso il sistema delle offerte.

L'energia approvvigionata in borsa nel 2004 ammonta a 62,6 TWh.

Copertura del rischio di prezzo nel 2004

Poiché l'acquisto attraverso il sistema delle offerte avviene a cadenza giornaliera, tale modalità implica incertezza sul livello del prezzo. Al fine di garantire la propria missione istituzionale e perseguire la stabilità del prezzo di cessione dell'energia elettrica al mercato vincolato, l'AU ha fatto ricorso a strumenti di copertura del rischio definiti contratti differenziali a due vie ("CfD"). L'effetto economico di un CfD a due vie è quello di predeterminare il prezzo dell'energia elettrica sottostante al contratto scambiata nel sistema delle offerte. Esso, pertanto, non si configura come una modalità di approvvigionamento di energia, ma come uno strumento di fissazione del prezzo.

Il quantitativo di energia coperto dai CfD è stato di 38,4 TWh, pari a circa il 61% del totale acquistato in borsa.

La controllata ha chiuso il bilancio 2004 con un fatturato di circa Euro 8.288.253 mila cui si contrappongono costi della produzione per Euro 8.288.154 mila. L'utile netto di esercizio risulta pari ad Euro 2.940 mila mentre lo scorso anno la società rilevava una perdita di Euro 4.260 mila stante la mancanza di operatività.

Associazione Italenergy

In data 14 luglio 2004 il GRTN, il GME e l'AU hanno costituito l'associazione Italenergy. Tale associazione ha lo scopo di promuovere la cooperazione tra operatori italiani nel settore dell'energia ed operatori esteri con particolare riguardo, ma non esclusivamente, ai paesi europei oltre che alla Turchia. A tal fine saranno individuate le opportunità di sviluppo e diffusione all'estero delle tecnologie e delle capacità imprenditoriali italiane in alcune aree tematiche a più alto potenziale di crescita.

INFORMAZIONI AI SENSI DELL'ART. 2428 DEL CODICE CIVILE

Con riferimento alle indicazioni previste al comma 3° e 4° dell'art. 2428 Codice Civile, si precisa che la società non possiede, non ha acquistato o alienato nel corso dell'esercizio – neanche tramite società fiduciaria o per interposta persona – azioni proprie.

Si evidenzia inoltre l'inesistenza delle seguenti fattispecie:

- crediti e debiti commerciali di durata residua superiore a cinque anni e di debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali;
- oneri finanziari imputati nell'esercizio ai valori iscritti nell'attivo dello Stato patrimoniale;
- proventi da partecipazioni;
- non sono state emesse azioni di godimento, obbligazioni convertibili in azioni o titoli similari.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Avvio della domanda attiva nella borsa elettrica

Il 1° gennaio 2005 è stata avviata la terza fase del mercato elettrico che prevede la partecipazione attiva della domanda: agli operatori lato generazione si sono affiancati 149 operatori lato consumo che quotidianamente presentano offerte di acquisto in borsa per soddisfare le proprie previsioni di fabbisogno al netto dei contratti bilaterali.

Per un periodo transitorio, che va dal 1° gennaio 2005 al 31 dicembre 2005, il GRTN mantiene una funzione di monitoraggio delle previsioni di acquisto degli operatori e può presentare offerte di acquisto e di vendita in borsa per integrare le offerte degli operatori in funzione dell'effettivo fabbisogno.

Codice di rete

Nell'ambito degli adempimenti finalizzati alla riunificazione di gestione e proprietà della RTN in attuazione del DPCM, il GRTN ha predisposto il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete ("Codice di rete"). Il documento contiene la regolamentazione tecnica di carattere obiettivo e non discriminatorio per l'accesso e l'uso della rete, per l'interrompibilità delle reti e per l'erogazione del servizio di dispacciamento, nonché i criteri generali per lo sviluppo e la difesa della sicurezza della RTN e per gli interventi di manutenzione. Il documento, adottato in esito ad un apposito processo di consultazione ed in conformità alle direttive emanate dall'AEEG con delibera, è stato inviato, in data 31 gennaio 2005, all'AEEG e al MAP per la rispettiva verifica di conformità. Il DPCM prevede che la verifica venga effettuata entro il termine di 90 giorni dall'inoltro da parte del GRTN del documento; qualora il MAP e l'AEEG non si pronuncino entro tale termine il Codice di rete si intende approvato.

Cessione a Terna del ramo di azienda di trasmissione e dispacciamento

In data 28 febbraio 2005 Terna e GRTN hanno sottoscritto il contratto per il trasferimento a Terna del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento del GRTN, così come indicato dal DPCM del 11 maggio 2004. Il contratto è finalizzato all'integrazione della proprietà e della gestione della RTN.

Il ramo di azienda oggetto di trasferimento include circa 580 persone e comprende le seguenti attività:

- dispacciamento, ovvero la gestione dei flussi di energia elettrica immessi e prelevati sulla RTN per bilanciare la domanda e l'offerta;
- programmazione e sviluppo rete, ovvero la definizione dei programmi di investimento per il potenziamento della RTN.

Le parti hanno concordato un prezzo pari ad Euro 68,3 milioni per la cessione del ramo di azienda al netto di Euro 111,6 milioni di debiti commerciali verso Terna. La valorizzazione complessiva del ramo di azienda trasferito è dunque pari ad Euro 180 milioni.

La data di efficacia dell'unificazione tra proprietà e gestione della RTN verrà fissata a valle del verificarsi di tre condizioni sospensive:

- la nuova concessione, da parte del MAP, per lo svolgimento delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;

- l'approvazione, da parte del MAP e dell' AEEG, del Codice di rete;
- il rilascio, da parte dell'Autorità Antitrust del parere favorevole all'operazione.

Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS) - Art.19 dell'Allegato B del Decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 "Codice in materia di protezione dei dati personali"

Il GRTN in data 31 marzo 2005 ha pubblicato sul proprio sito internet l'aggiornamento del Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS) previsto nell'articolo 19 del Disciplinare tecnico in materia di misure minime di sicurezza - allegato B del Decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 "Codice in materia di protezione dei dati personali".

Il Codice impone l'obbligo di aggiornare il DPS entro il 31 marzo di ogni anno.

Normativa

Si descrivono di seguito i principali provvedimenti non emanati necessariamente dopo la chiusura dell'esercizio ma i cui effetti avranno luogo dal 1° gennaio 2005.

Decreto del MAP del 17 dicembre 2004 per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione per l'anno 2005

Con il decreto del 17 dicembre 2004, il MAP ha fissato, le modalità e le condizioni per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'importazione di energia in Italia per l'anno 2005. Il decreto ministeriale prevede:

- l'equa ripartizione dell'allocazione tra gestori di rete confinanti, in mancanza d'accordo per l'assegnazione congiunta;
- l'assegnazione dei diritti mediante asta implicita, basata su offerte di acquisto e vendita di energia poste sul mercato secondo le indicazioni dell'AEEG, anche da parte di operatori stranieri, coerentemente con la struttura ed il funzionamento del mercato elettrico italiano;
- l'attribuzione all'AU di diritti di utilizzo per una percentuale non inferiore al 26% della capacità assegnabile;
- l'utilizzo, su base mensile, per oltre l'80% della disponibilità, pena la decadenza;
- la cessione tra operatori dei diritti di utilizzo già assegnati, mediante meccanismi di mercato trasparenti.

Decreto del MAP del 24 dicembre 2004 per la cessione dell'energia CIP 6

Con il decreto del 24 dicembre 2004 il MAP ha definito, per l'anno 2005, le modalità per la vendita, da parte del GRTN, dell'energia CIP 6. Il decreto prevede che l'energia elettrica venga ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GRTN e che il 40% dell'energia venga assegnata ad AU per la fornitura ai clienti vincolati e il 60% ai clienti idonei del mercato libero. In particolare, innovando rispetto al meccanismo degli anni precedenti e coerentemente con il meccanismo di borsa, il sistema delineato dal decreto prevede che in esito alle procedure di assegnazione gli operatori stipulino un contratto per differenza con il GRTN per regolare le differenze, con riferimento all'energia assegnata, rispetto al prezzo di assegnazione stabilito dal medesimo decreto pari a 50 euro/MWh. In virtù delle assegnazioni e del contratto, pertanto, gli operatori assegnatari si approvvigionano sul mercato elettrico per i quantitativi di cui si sono resi assegnatari e corrispondono al GRTN, se la differenza è ne-

gativa, o ricevono dal GRTN, se positiva, la differenza tra il prezzo di acquisto sul mercato elettrico dell'energia elettrica e il prezzo stabilito dal decreto.

Sintesi dell'attività di regolazione dell'AEEG di maggior impatto per il GRTN

Delibera 205/04 - Definizione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto

Con la delibera 168/03, che stabilisce le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico, l'AEEG ha anche definito i criteri per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nei mercati dell'energia e del dispacciamento, prevedendo l'applicazione di un corrispettivo, denominato CCT, per l'assegnazione oraria di tali diritti, nel MGP nel caso in cui si manifesti congestione in alcune sezioni della rete.

Il corrispettivo CCT è pari al differenziale tra il prezzo unico nazionale e i prezzi zionali a cui sono valorizzate le offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima ed è applicato ai transiti orari di energia tra le zone di mercato. Poiché nei primi mesi di funzionamento della borsa elettrica tale differenziale è stato caratterizzato da una notevole volatilità, l'AEEG, con la delibera 205/04, dà la possibilità agli operatori di cautelarsi contro il rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto, attraverso appositi strumenti di copertura, i CCC. L'assegnazione dei CCC avviene a titolo oneroso mediante aste organizzate dal GRTN senza comportare, però, la contestuale assegnazione dei diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto, la quale continua ad avvenire secondo le modalità stabilite dalla delibera 168/03.

Delibera 223/04 - Disposizioni per l'anno 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione

Con la delibera 223/04 l'AEEG stabilisce le modalità e le condizioni per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2005 per le frontiere settentrionale e meridionale, in attuazione del decreto del MAP del 17 dicembre 2004. Tali modalità e condizioni prevedono una modifica delle procedure di assegnazione della capacità di interconnessione, che negli anni scorsi avvenivano in base al meccanismo del pro quota annuale tra i richiedenti, con l'introduzione di meccanismi di mercato per la gestione delle congestioni giornaliere coerentemente con le disposizioni del Regolamento CE 1228/03, in particolare degli art. 5 e 6 e del decreto ministeriale citato.

Tali meccanismi prevedono l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete d'interconnessione, al netto delle capacità riservate indicate nel decreto ministeriale del 17 dicembre 2004, mediante asta implicita sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia per l'esecuzione di scambi transfrontalieri tra operatori italiani e stranieri, da presentarsi nel mercato del giorno prima sulle rispettive zone virtuali estere.

Delibera 224/04 - Disposizioni per l'anno 2005 per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere, nonché di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica

Con la delibera 224/04 l'AEEG, considerato che il meccanismo d'asta implicita scelto per l'assegnazione potrebbe comportare il rischio di alta volatilità del differenziale tra prezzo estero e

prezzo interno della zona di importazione, ha previsto, per garantire i clienti finali contro tale rischio, l'assegnazione gratuita, con meccanismo pro quota, di strumenti di copertura del rischio, denominati CCCI ed ha fissato le condizioni da applicare alle riserve di capacità di trasporto. L'assegnazione dei CCCI avviene per ogni singola frontiera e, qualora la richiesta superi l'offerta, l'attribuzione avviene con il metodo del pro quota in funzione dei consumi complessivi degli ultimi dodici mesi dei clienti finali.

Delibera 235/04 - Aggiornamento delle fasce orarie per l'anno 2005

Con la delibera 235/04, l'AEEG ha approvato l'aggiornamento dell'articolazione delle fasce orarie, con validità dal 1° gennaio 2005 al 31 dicembre 2005, che tiene conto unicamente degli adeguamenti calendariali.

Delibera 237/04 - Modificazioni ed integrazioni alle disposizioni delle deliberazioni dell'AEEG 30 dicembre 2003, n. 168/03, e 19 novembre 2004 n. 205/04

Al fine di dar luogo all'entrata a regime del dispacciamento di merito economico con la partecipazione attiva della domanda, stabilita alla data del 1° gennaio 2005 con la delibera 237/04, l'AEEG ha modificato essenzialmente la delibera 168/03 in materia di erogazione del servizio di dispacciamento. In sintesi la delibera ha innovato la precedente regolamentazione prevedendo:

- la possibilità per i titolari di contratti bilaterali di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati;
- un regime transitorio per l'anno 2005 per la valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo non rilevanti;
- l'introduzione di condizioni transitorie circa le modalità di partecipazione al mercato delle unità di produzione non rilevanti.

Delibera 15/05 - Determinazioni dell'AEEG connesse all'attuazione dell'articolo 1 del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004

Con la delibera 15/05 l'AEEG stabilisce che, ai fini delle determinazioni tariffarie rilevanti per il processo di unificazione della proprietà e della gestione della RTN contenuti nel DPCM, si applicano i criteri di riconoscimento e di copertura dei costi per l'erogazione dei servizi contenuti nella delibera 05/04. Per consentire una congrua remunerazione delle attività restanti, una volta completata la cessione del ramo di azienda trasmissione e dispacciamento a Terna, l'AEEG ha inoltre effettuato una suddivisione del corrispettivo di trasporto previsto per il 2005, pari a 0,0336 centesimi di euro/kWh, attribuendone una quota pari a 0,0095 centesimi di euro/kWh al GRTN.

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

A seguito della cessione a Terna del ramo di azienda trasmissione e dispacciamento, la gestione nel 2005 sarà caratterizzata da una contrazione delle attività con una concentrazione sull'intermediazione dell'energia da fonte rinnovabile ed assimilata oltre alle azioni volte al raggiungimento delle migliori sinergie nell'ambito del Gruppo.