

Fase Commerciale e Amministrativa

Una volta comunicata la data di entrata in esercizio dell'impianto avrà inizio la fase commerciale e amministrativa del processo. Essa prevede, come atto iniziale, la stipula di un contratto di durata ventennale tra il GRTN e il soggetto responsabile per ogni impianto incentivato. L'attività si espleta nella periodica acquisizione nei sistemi dei dati fisici ed economici relativi alle produzioni di energia elettrica degli impianti incentivati e nella predisposizione degli ordinativi di pagamento a favore dei soggetti responsabili dell'impianto.

In tale ottica e alla luce dell'elevata numerosità delle controparti che saranno coinvolte si prevedono a regime circa 130.000 transazioni all'anno.

Certificazione Garanzia di Origine, RECS e attività Internazionali

Certificazione Garanzia di Origine

Il D.Lgs. 387/03 di attuazione della Direttiva comunitaria 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, ha assegnato a GRTN il compito di rilasciare la Certificazione Garanzia di Origine ("GO") dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

Scopo di questa certificazione è la promozione dell'energia elettrica verde favorendone gli scambi transfrontalieri. La garanzia di origine, infatti, rilasciata in altri stati membri dell'Unione Europea, e' riconosciuta anche in Italia dove può essere utilizzata dagli importatori per ottenere l'esenzione dall'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs.79/99.

L'Operatore può richiedere al GRTN la GO per l'elettricità prodotta annualmente impiegando una delle fonti rinnovabili indicate dal D.Lgs. 387/03, ad esclusione dei rifiuti.

Similmente a quanto previsto per i CV, propedeutica al rilascio della GO, è la qualificazione dell'impianto quale Impianto alimentato da fonti rinnovabili per la garanzia d'origine (IRGO).

Con riferimento all'anno 2005 il GRTN ha emesso Garanzie di Origine a favore di 12 produttori per una produzione complessiva da fonti rinnovabili pari a 3.065 GWh.

Renewable Energy Certificate System

Il Renewable Energy Certificate System ("RECS") è un sistema europeo di certificazione volontaria che promuove l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. I certificati RECS - emessi a livello nazionale da organismi competenti - sono titoli commercializzabili separatamente dall'energia sottostante, della taglia minima di 1 MWh, e validi fino alla richiesta di annullamento che avviene nel momento in cui il detentore dei titoli li utilizza sul mercato. In Italia possono accedere al circuito RECS tutti gli impianti che producono energia rinnovabile, secondo le disposizioni della direttiva comunitaria 2001/77/CE e che non siano ammessi a beneficiare del regime dei CV istituito con il D.Lgs. 79/99.

Per quanto riguarda il volume di attività sul mercato RECS, nel 2005 sono stati complessivamente emessi in Italia 418.397 certificati di cui 241.048 annullati.

In Italia, così come negli altri paesi aderenti al sistema RECS, i titoli rilasciati sono utilizzati dagli operatori quali strumenti idonei per ottenere l'attribuzione di etichette che consentono al cliente finale di dare prova dell'avvenuto consumo di energia rinnovabile.

GRTN è il soggetto che in Italia rilascia i certificati RECS in qualità di membro dell' Association of Issuing Bodies ("AIB"), associazione nata nel 2001 con lo scopo di rilasciare questi titoli alle società di produzione, di cui sono membri gestori di rete, autorità di regolazione e società di consulenza specializzate in tema di energia.

Attività internazionali

In ragione dell'esperienza maturata nell'ambito della certificazione degli impianti di generazione, GRTN è altresì partner del progetto comunitario European Tracking System for Electricity ("E-Track"), finanziato nell'ambito del programma "Energia Intelligente per l'Europa", cui partecipano altri soggetti internazionali quali gestori di rete, regolatori e società di consulenza specializzate.

Obiettivo del progetto E-Track – iniziato a febbraio 2005 con scadenza giugno 2007 — è quello di definire le modalità necessarie per costituire un sistema europeo che consenta di registrare, in modo quanto più possibile armonizzato, attraverso un database centralizzato, le informazioni legate agli impianti di generazione, a partire dalle certificazioni che dovrebbero essere rilasciate in applicazione della disciplina comunitaria di settore. Si tratta, ad esempio, della GO per le fonti rinnovabili e per gli impianti in cogenerazione e della cd. *disclosure* (etichettatura associata alla fornitura di energia elettrica, mediante la quale viene indicato il mix dei combustibili utilizzati per la produzione).

GRTN, nel corso del 2005, ha coinvolto gli operatori di mercato in un primo *workshop* di consultazione al quale seguiranno ulteriori momenti di condivisione dei risultati intermedi di progetto.

Cogenerazione

Il D.Lgs.79/99 ha dato mandato all'AEEG di definire le condizioni in presenza delle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore può definirsi cogenerazione e godere, quindi, dei relativi benefici di legge. L'AEEG ha emanato, il 19 marzo 2002, la Delibera 42/02, per effetto della quale un impianto è definito di cogenerazione quando alcune grandezze caratteristiche del proprio funzionamento, quali il suo Indice di Risparmio di Energia (IRE) ed il suo Limite Termico (LT), sono superiori a determinate soglie fissate nella medesima delibera.

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla cogenerazione sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto di CV;
- diritto all'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, dopo quella prodotta da fonti rinnovabili;
- prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;

- diritto al rilascio di CV (per i soli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento);
- qualifica di cliente idoneo sul mercato del gas naturale (per la sola quota di gas utilizzata in cogenerazione);
- possibile ottenimento di "titoli di efficienza energetica" commerciabili.

Il 31 marzo 2005 è scaduto il termine per l'invio al GRTN delle richieste di riconoscimento di produzione in cogenerazione relative alla produzione 2004. Sono pervenute richieste per 280 sezioni di impianto.

Rispetto all'anno precedente si è avuto un incremento di dichiarazioni per 65 sezioni di impianto di cui 57 che hanno soddisfatto i requisiti di cogenerazione.

Nel 2004 sono stati prodotti in cogenerazione circa 36 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 110 TWh. Si sono quindi risparmiati, grazie alla cogenerazione, circa 35 TWh. La potenza installata totale ammonta a circa 6.900 MW.

Quanto all'energia prodotta nel 2005, il termine per la presentazione delle richieste di riconoscimento è il 31 marzo 2006. Fanno eccezione le richieste presentate ai soli fini della Delibera AEEG 34/05, le quali possono essere inoltrate nel corso di tutto il 2006 ai sensi della Delibera AEEG 256/05.

Rispetto agli anni precedenti, si può prevedere un incremento generale della potenza installata e delle energie (elettrica e termica) prodotte. E' probabile che l'incremento riguardi, principalmente, gli impianti che operano in teleriscaldamento e quelli di potenza inferiore a 10 MVA.

ATTIVITA' CONNESSE ALLA TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO

Dispacciamento e Commerciale

Fino al 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione a TERNI del ramo d'azienda inerente le attività di trasmissione e dispacciamento, GRTN ha garantito la sicurezza degli approvvigionamenti assicurando l'adeguatezza delle risorse a copertura della domanda ed il continuo bilanciamento in tempo reale tra il fabbisogno di energia e le risorse disponibili. Nel corso del 2005 infatti la gestione del sistema ha consentito di superare le criticità in modo soddisfacente, garantendo la sicurezza e adeguati margini di riserva.

Il 2005, come già evidenziato in precedenza, è stato caratterizzato da una domanda di energia che si è incrementata del 1,3 % rispetto all'anno precedente. In tale contesto il valore massimo del fabbisogno in potenza del periodo estivo è stato di 54.163 MW, registrato durante il 28 giugno 2005, con un incremento dell'1,2% rispetto alla precedente punta estiva del 23 luglio 2004 (53.507 MW). Lo stesso giorno si è registrato anche il massimo storico della richiesta giornaliera di energia elettrica, pari a 1.098 GWh.

Nel corso del periodo estivo del 2005 si è manifestata una crisi delle risorse idriche, che ha messo a rischio la disponibilità degli impianti termoelettrici esistenti lungo il corso del Po, in ragione della carenza d'acqua necessaria per le operazioni di raffreddamento. Per tale motivo l'Autorità di bacino del Po, ha predisposto un protocollo di intesa per la gestione unitaria delle crisi idriche del Po, firmato da tutti i soggetti operanti nell'ambito dello stesso bacino, al fine di predisporre un'attività di rilevazione e di controllo del bilancio idrico volta alla prevenzione degli eventi di magra eccezionale.

La minor utilizzazione della capacità di interconnessione con l'estero, in concomitanza con l'entrata in servizio di nuovi impianti funzionanti a gas, rispetto all'anno precedente, ha determinato inoltre un aumento consistente dei consumi termoelettrici di gas metano.

Tali circostanze, in aggiunta alle note riduzioni di fornitura del gas importato dall'estero, hanno portato ad una situazione di emergenza in relazione ai livelli delle riserve di gas naturale.

Le azioni poste in essere da GRTN nel 2005 per quanto riguarda le programmazioni delle manutenzioni degli impianti di produzione, in linea con quanto già fatto nel corso del 2004, hanno comunque consentito nei periodi di massima punta invernale di conseguire un margine di riserva pari a 9,5%, nonostante che nello stesso periodo si siano manifestati i due eventi sopra citati.

GRTN ha svolto inoltre fino al 31 ottobre 2005 le seguenti attività sui mercati dell'energia elettrica:

- a) *mercati dell'energia elettrica* caratterizzati da MGP, in cui gli operatori acquistano e vendono energia elettrica a programma, e dal mercato di aggiustamento ("MA"), in cui possono essere effettuate le modifiche ai programmi preliminari definiti nel MGP al fine di rendere tecnicamente fattibili i profili di immissione e prelievo dalla rete. Fino al 2004 il GRTN era l'unico soggetto abilitato a presentare offerte di acquisto su MGP. Nel 2005, con l'avvio della domanda attiva, il

GRTN ha continuato a presentare offerte di acquisto e vendita su MGP per integrare le offerte di acquisto presentate dagli operatori della domanda nel caso queste ultime presentassero scostamenti del +/- 5% rispetto alla previsione del fabbisogno formulata dal GRTN. Nel periodo di competenza del GRTN le offerte integrative regolate con il GME hanno fatto registrare una movimentazione di energia pari a circa 4,3 TWh per Euro 293 milioni di costi in conto acquisto e 3,1 TWh di energia per Euro 280 milioni di ricavi in conto vendita;

- b) *mercato dei servizi di dispacciamento* ("MSD") in cui GRTN ha approvvigionato - secondo criteri di ottimo economico - le risorse necessarie a garantire il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, in particolare quelle necessarie per risolvere le congestioni di rete, per acquistare la riserva necessaria alla copertura del fabbisogno e per bilanciare in tempo reale le produzioni con i consumi. Nel periodo 1° gennaio – 31 ottobre 2005 il GRTN ha acquistato e venduto sul mercato dei servizi per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento rispettivamente 17,2 TWh e 17,6 TWh sostenendo complessivamente un onere netto pari a circa Euro 1.100 milioni; alla copertura di tale onere hanno contribuito i Euro 300 milioni di corrispettivi di sbilanciamento pagati dagli utenti del dispacciamento per gli scostamenti rispetto ai programmi di immissione e di prelievo e per la parte residua, pari a circa Euro 800 milioni, il corrispettivo di dispacciamento cosiddetto "uplift" applicato per mezzo degli utenti di dispacciamento in prelievo a tutti i clienti finali.

Rientrano inoltre tra le partite gestite dal GRTN nel periodo di competenza:

- il corrispettivo per il diritto di utilizzo della capacità di trasporto conosciuto anche come "rendita di congestione" proporzionale al differenziale di prezzo tra zone di mercato adiacenti ed alla capacità di transito tra le zone stesse; il ricavo netto derivante da tale partita ammonta a circa Euro 58 milioni che aumentano fino a Euro 65 milioni se si tiene conto anche del ricavo netto derivante dall'applicazione degli strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra le zone italiane (CCC) e quelle estere (CCCI);
- la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (capacity payment) per la quale il GRTN ha riconosciuto complessivamente ai produttori nazionali circa Euro 93 milioni utilizzando il gettito derivante dalla componente CD versata dagli utenti del dispacciamento in prelievo;
- la remunerazione del servizio di interrompibilità prestato dai clienti disposti all'interruzione del carico. Tale servizio, che rappresenta una risorsa di dispacciamento finalizzata all'alleggerimento del carico in situazioni di emergenza, può essere prestato in due distinte modalità: quella "con preavviso" o quella "senza preavviso". Nel periodo 1° gennaio – 31 ottobre 2005 il GRTN ha contrattualizzato 1.736 MW di interrompibilità senza preavviso e circa 1.100 MW di interrompibilità con preavviso per un onere complessivo di circa Euro 255 milioni. Tale importo è stato coperto attraverso il gettito della componente INT versata dagli utenti del dispacciamento in prelievo.

Sviluppo rete

Nel corso del 2005 GRTN ha siglato con le regioni Umbria, Toscana e Marche un protocollo d'intesa per l'applicazione della Valutazione Ambientale Strategica ("VAS") alla pianificazione elettrica relativa al territorio regionale. Il GRTN ha inoltre siglato con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali un protocollo per l'integrazione della dimensione Paesaggio nella VAS applicata allo sviluppo della RTN.

Il GRTN ha inoltre completato le procedure tecnico-amministrative relative agli iter autorizzativi per i seguenti interventi di sviluppo:

Collegamento SAPEI Fiume Santo (Sardegna) - Latina (Lazio) a 500 kV da 1.000 MW: la richiesta di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio è stata inviata ai sensi del D.Lgs.190 (attuazione legge Obiettivo n. 443) in data 19 Ottobre 2004. Il Progetto del collegamento è stato approvato dal CIPE nella seduta del 2 Dicembre 2005;

Elettrodotto 380 kV Matera - S.Sofia: la variante per il completamento dell'elettrodotto Matera - Santa Sofia della lunghezza di 27 km ha ottenuto la pronuncia di compatibilità ambientale in data 6 Giugno 2005; la richiesta di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio è stata inviata, ai sensi del D.Lgs.190 (attuazione legge Obiettivo n.443) in data 26 Novembre 2004. Il Progetto della variante è stato approvato da parte del CIPE nella seduta del 2 Dicembre 2005.

INVESTIMENTI

Gli investimenti tecnici dell'esercizio ammontano a Euro 28.875 mila ed hanno riguardato principalmente le attività del mercato elettrico, la prosecuzione degli interventi per la realizzazione del Piano di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e quelle funzionali alla cessione del ramo d'azienda. Si segnala che la maggior parte degli investimenti ha riguardato cespiti che sono stati ceduti a TERNA.

Del totale degli investimenti per l'anno 2005 l'ammontare di Euro 3.383 mila è riferito a cespiti non trasferiti.

Investimenti 2005	Euro mila
Dispacciamento, Rete e Settlement	20.600
Immobili e impianti di pertinenza	2.280
Infrastruttura informatica	5.995
Totale	28.875
di cui :	
Piano di difesa	12.092
Capitalizzazione dei costi del personale	5.119

Le azioni di efficientamento sui processi operativi hanno consentito di riutilizzare una parte delle risorse per internalizzare le attività di sviluppo in particolare nell'area informatica, nell'area del dispacciamento ed in quella degli studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione. Pertanto, nel corso del 2005, sono stati capitalizzati Euro 5.119 mila di costi del personale, di cui Euro 2.334 mila relativi al Piano di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Relativamente al miglioramento della capacità di difesa del sistema elettrico nazionale a fronte di eventi accidentali e, più in generale, della continuità del servizio elettrico, sono proseguiti gli interventi riguardanti la realizzazione delle procedure sulla gestione dell'interconnessione Svizzera-Italia, il potenziamento del sistema di controllo, con particolare riguardo alla visualizzazione delle reti estere e all'inserimento di nuove funzionalità, l'estensione dei contratti di interrompibilità a nuove utenze e il loro asservimento, unitamente a quello degli impianti di pompaggio, al sistema di difesa di distacchi automatici del carico ("EDA"). Per quanto riguarda il rafforzamento della supervisione in linea è stato previsto l'impiego del sistema di monitoraggio a vasto raggio detto *Wide Area Monitoring System* ("WAMS"), basato sulla rilevazione istantanea dei valori di tensione e corrente e delle relazioni di fase intercorrenti presso le stazioni. La capacità di monitorare le caratteristiche dinamiche della rete consente in primo luogo di migliorare la capacità di trasmissione elettrica ed in secondo luogo di ridurre le criticità dovute a fenomeni di instabilità.

Inoltre si sono proseguite le attività per lo sviluppo del nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato ("SCTI") che dovrà sostituire l'attuale sistema denominato Sistema di Controllo Produzione e Trasmissione ("SCPT") e le attività riguardanti il progetto di rafforzamento strutturale dell'esercizio dei sistemi informatici (*Disaster Recovery*) volto ad aumentare la disponibilità e la velocità di risoluzione dei problemi rilevanti per la sicurezza del sistema elettrico.

Relativamente alla borsa elettrica, con l'attivazione della domanda attiva sin dall'inizio 2005 si sono rese necessarie delle modifiche ai sistemi informatici Forecast e Settlement, alla previsione del Fabbisogno e all'avvio del registro delle unità di consumo ("RUC").

Per il sistema Forecast, GRTN si è fatto carico di generare in proprio i Programmi Vincolanti per le unità partecipanti al mercato dei servizi di dispacciamento, effettuando un recupero di efficienza del processo di scambio dati con gli utenti del dispacciamento. E' stata inoltre riprogettata e avviata la nuova procedura Eneforbil per il calcolo degli sbilanci delle unità abilitate ai servizi di dispacciamento.

E' stato inoltre avviato il Datawarehouse per far fronte all'esigenza di reportistica indotta dalla Delibera 50/05 dell'AEEG. Sono stati completati i collaudi dell'applicativo UPN6 che ha valenza sia per Terna che per GRTN in quanto gestisce le unità di produzione non rilevanti CIP 6.

Relativamente alle attività di Dispacciamento è stata messa in esercizio l'applicazione per la gestione delle indisponibilità, volta ad effettuare la programmazione e consuntivazione delle indisponibilità dell'intero sistema elettrico anche tramite un'interfaccia web dedicata per gli operatori.

Si è inoltre proceduto a realizzare la nuova procedura per il calcolo del CTR a fronte della modifica della corrispondente Delibera da parte dell'AEEG.

Per la gestione delle fonti rinnovabili è stato avviato il progetto Rinnova, che verrà messo in esercizio nel corso del 2006 dal GRTN, con l'obiettivo di gestire in modo controllato il processo di qualifica degli impianti alimentati da fonte rinnovabile ai fini, rispettivamente, delle attività di qualifica IAFR, del rilascio dei CV e dell'identificazione IRGO.

Per l'attività di offerta dell'energia CIP 6 sul mercato del giorno prima, che dal 1° novembre 2005 è sotto la responsabilità del GRTN, è stato avviato il 20 ottobre 2005 il sistema Energy Bid della Società Elsag. In precedenza l'attività era svolta mediante il sistema Forecast.

E' stato realizzato nel mese di marzo 2005 il progetto di separazione dell'infrastruttura informatica, definito fin dal dicembre 2004 e che ha di fatto separato i servizi informatici di base (servizi di rete Microsoft, file system, posta elettronica, fax system) fra gli utenti destinati a Terna e quelli destinati a restare al GRTN. La soluzione adottata ha comportato interventi di riconfigurazione nei sistemi di Terna e nei sistemi del GRTN, affinché le due infrastrutture tecnologiche potessero coesistere e comunicare fra di loro in modo integrato e trasparente per gli utilizzatori. E' stato così possibile migrare gli utenti ed i relativi servizi di office prima ancora che la cessione del ramo di azienda fosse efficace. Tale progetto ha riguardato anche la parziale replica del sistema amministrativo-contabile, realizzato al fine di garantire sin dal giorno successivo alla data di

efficacia della cessione (1° novembre 2005) la piena operatività sia del ramo d'azienda ceduto che delle restanti attività rimaste in capo al GRTN.

In seguito alla cessione del ramo d'azienda si è reso inoltre necessario rivedere i portali web internet e intranet, per adeguarli agli assetti e alle missioni delle due nuove Società, e conseguentemente per rinnovare e ridisegnare i contenuti e per adottare una grafica nuova e più moderna.

Sono stati inoltre portati a termine gli interventi di ristrutturazione dell'edificio di proprietà del GRTN che ospita le sedi delle società del gruppo.

RICERCA E SVILUPPO

Nel corso del 2005 GRTN ha continuato a svolgere un'attività di ricerca e sviluppo in diverse aree strategiche per lo sviluppo e la gestione operativa della rete elettrica italiana. Il *focus* principale di tale attività ha riguardato lo sviluppo dei sistemi di difesa del sistema elettrico italiano, necessari a garantire la continuità del servizio di trasmissione in condizioni di emergenza. Dal 1° novembre 2005 tali attività sono state trasferite a TERNIA nell'ambito della cessione del ramo d'azienda.

In ambito europeo, GRTN ha esteso la propria attività di ricerca, anche attraverso il finanziamento di numerosi progetti proposti. Si è concluso il progetto di ricerca europeo avviato nel 2003 denominato High Voltage Direct Current ("HVDC"), finalizzato sia alla valutazione dell'impatto di una maggiore diffusione dell'interconnessione in corrente continua sul sistema elettrico europeo che allo studio di nuove soluzioni tecnologiche per rendere tecnicamente ed economicamente competitiva la tecnologia HVDC nei confronti della trasmissione in corrente alternata.

RISORSE UMANE

Dal 31 dicembre 2004 al 31 ottobre 2005 si è verificato un contenuto incremento dell'organico che è passato da 771 a 783 dipendenti; l'incremento di 12 unità è il saldo di un flusso di 21 persone in uscita e di 33 nuovi ingressi; l'84% dei nuovi ingressi è costituito da laureati.

Al 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo d'azienda, 583 dipendenti sono entrati a far parte dell'organico di TERNIA. Alla data del 31 dicembre 2005 i dipendenti del GRTN sono 202 di cui 20 dirigenti, 122 impiegati e 60 quadri.

Al fine di garantire a GRTN un'immediata funzionalità post-cessione del ramo d'azienda, la società si è dotata di un nuovo assetto organizzativo che prevede in particolare una direzione operativa dedicata alla gestione integrata delle attività tecnico-ingegneristiche e commerciali che prima erano allocate in altre direzioni.

Per quanto riguarda le principali attività di interlocuzione sindacale, nel primo trimestre del 2005 si è concluso il negoziato con le organizzazioni sindacali nazionali di categoria in tema di contrattazione aziendale, si è così dotata la società di un complesso di norme coerenti con il nuovo assetto organizzativo (nuovo protocollo di relazioni sindacali, premio di risultato ecc.), ad integrazione della regolamentazione discendente dal contratto collettivo di lavoro di settore.

Inoltre, la cessione del ramo d'azienda a TERNIA ha richiesto un'intensa attività di confronto con le organizzazioni sindacali, così come previsto dal contratto e dalla normativa vigente in caso di cessione di ramo d'azienda.

Per ciò che concerne gli aspetti di politiche e gestione delle risorse umane, in relazione ai nuovi scenari (organizzativi ed operativi) previsti per il 2005 e per favorire lo sviluppo delle competenze delle risorse e il miglioramento delle loro performance tecniche e manageriali, è stata in particolare intensificata l'attività di formazione.

Nel 2005 il numero di ore totali erogate, al netto della formazione linguistica, è stato di 10.486, pari a 14 ore pro capite.

In particolare è proseguita l'implementazione delle attività formative relative alle aree tematiche già individuate nello scorso anno (gestione del business, sviluppo dei collaboratori, sviluppo personale, skill pratico – operative e competenze tecniche).

Nell'ambito della gestione del business, alcuni segmenti di popolazione, mediante corsi specifici, hanno avuto la possibilità di approfondire la lettura e la modalità di utilizzo degli indicatori economico-finanziari d'impresa. Sono state inoltre organizzate alcune iniziative legate all'acquisizione di conoscenze sulle principali tecniche di pianificazione, programmazione e controllo dei progetti.

L'attivazione di seminari sul mercato elettrico, tenuti da docenti interni, ha permesso di valorizzare e diffondere il patrimonio di conoscenze tecnico specialistiche dell'azienda.

Le azioni formative relative allo sviluppo dei collaboratori hanno consentito di approfondire le dinamiche proprie del lavoro di squadra. Per lo sviluppo personale, sono stati realizzati corsi sulla Comunicazione in Pubblico, rivolti a coloro che rappresentano GRTN all'esterno.

Nel corso del 2005 sono proseguiti i corsi di formazione linguistica e informatica di base rivolti ad ampie fasce della popolazione aziendale.

Relativamente al sistema premiante è stato nuovamente adottato un sistema MBO per direttori e i responsabili di unità operative; gli obiettivi assegnati sono stati tali da rendere possibile il rendiconto al momento immediatamente precedente alla data di efficacia della cessione del ramo d'azienda.

Nei primi mesi del 2005 si è inoltre concluso il progetto denominato *skill inventory* con l'attribuzione a ciascun ruolo professionale dell'area *core business* di un insieme di competenze tecniche e dei relativi livelli di intensità la cui definizione ha avuto inizio nel 2004.

Infine, in un progetto condiviso con TERNIA sono stati selezionati anche una serie di indicatori per tenere sotto controllo il livello di rischio aziendale nell'ambito dell'area risorse umane, secondo la metodologia del *risk management*.

Per il 2006 si prevede in particolare di proseguire nell'analisi del corretto dimensionamento qualitativo e quantitativo degli organici a presidio dei processi aziendali e delle competenze presenti in azienda al fine di aumentare l'efficienza aziendale sia attraverso la ricollocazione, previo adeguato processo di riqualificazione, di risorse da aree con volumi di attività in contrazione a nuove linee di attività che, attraverso l'adozione di una politica di esodo incentivato; si prevede inoltre di intensificare l'attività di reperimento e selezione del personale al fine di assicurare l'inserimento di risorse qualificate e favorire il ricambio generazionale.

CONTROLLO INTERNO

L'attività di controllo interno del 2005 ha prodotto rapporti informativi sia per il vertice aziendale, sia per il Collegio sindacale. Inoltre, l'organismo di vigilanza ha incaricato le specifiche funzioni aziendali di procedere al monitoraggio del modello organizzativo introdotto presso il GRTN ex D.Lgs.231/2001.

A seguito dei mandati ricevuti sono state effettuate:

- analisi dei processi per verificare la loro conformità alle norme, valutazione dell'efficacia/efficienza dei processi, verifica della conformità di natura contabile-amministrativa (emissione di 16 relazioni di audit);
- azioni di follow-up per la verifica della accettazione ed attuazione dei suggerimenti migliorativi indicati in alcune relazioni di audit (emissione di 6 relazioni di follow up);
- monitoraggio dei processi di cui al modello organizzativo ex D.Lgs. 231/2001 (emissione di 19 relazioni sui processi sensibili).

Nel corso del 2005, inoltre, sono state intraprese attività specifiche di supporto presso le controllate GME ed AU, per la predisposizione del modello organizzativo-gestionale ex D.Lgs 231/2001.

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 27 marzo 2006 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 D.Lgs. 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.

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 simili.

Altre informazioni

Ai sensi dell'art. 2497 bis del c.c., si segnala che la società GRTN è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che ne detiene l'intero capitale sociale. Ai sensi del D.Lgs.79/99 i diritti dell'azionista sono esercitati d'intesa tra il Ministro dell'Economia e delle Finanze ed il Ministro delle Attività Produttive; gli indirizzi strategici ed operativi del GRTN sono definiti dal Ministero delle Attività Produttive.

RISULTATI ECONOMICO – FINANZIARI DI GRTN SPA

La *gestione economica* dell'esercizio 2005, raffrontata con l'esercizio 2004, è sintetizzata nel prospetto che segue ottenuto riclassificando il conto economico redatto ai fini civilistici.

Il confronto con l'anno precedente deve essere tuttavia valutato considerando prevalentemente due fenomeni: primo il diverso ruolo avuto da GRTN nell'esercizio in corso rispetto al precedente durante il quale, in considerazione della prima fase dell'avvio del mercato elettrico, ha svolto integralmente la funzione di unico acquirente di energia per il periodo 1° aprile – 31 dicembre 2004; secondo che i valori economici relativi al mercato elettrico alla trasmissione e al dispacciamento relativi all'esercizio 2005 si riferiscono ai soli primi 10 mesi dell'anno. Come segnalato in precedenza difatti tutte le attività inerenti la gestione della trasmissione e del dispacciamento sono state trasferite, a partire dal 1° novembre 2005, a TERNA in veste di nuovo gestore della RTN; conseguentemente le componenti economiche relative a queste attività in precedenza gestite da GRTN terminano come competenza il 31 ottobre 2005. Al riguardo si precisa che l'accordo formalizzato con TERNA ha previsto che tutti i fatti economicamente riconducibili all'energia transitata sulla RTN fino al 31 ottobre 2005 siano di competenza di GRTN per cui si prevede che per tutto l'esercizio 2006 continueranno le attività finalizzate alla definizione dei congruati per partite economiche riconducibili a tale periodo.

Per una migliore comprensione dell'andamento economico-finanziario della società, nel bilancio si è data separata evidenza alle partite energetiche economicamente passanti rispetto a quelle a margine, costituite queste ultime da tutti quei ricavi destinati sia alla copertura dei costi di gestione che alla remunerazione del capitale investito e per i quali esiste un'eccedenza rispetto ai costi.

Si segnala al riguardo che, per la prima volta, nel presente esercizio non è stato possibile realizzare la neutralità delle cosiddette partite energetiche economicamente passanti in quanto ai sensi della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 i ricavi per contributi da CCSE sono stati ridotti di Euro 135.399 mila, un importo pari al valore della plusvalenza generata dalla cessione a TERNA del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento. Il differenziale fra costi e ricavi relativo alle partite energetiche passanti risulta pertanto negativo di Euro 135.399 mila.

Euro mila

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO	2005	2004	Variazioni
PARTITE PASSANTI			
Ricavi delle vendite e prestazioni:	9.766.377	13.155.560	(3.389.183)
- Ricavi Mercato Elettrico	2.319.417	6.024.530	(3.705.113)
- Altre componenti dispacciamento	496.903	751.192	(254.289)
- Corrispettivo di trasporto quota terzi	706.227	904.287	(198.060)
- Accordo ETSO - CBT	59.587	53.500	6.087
- Vendita energia CIP 6, contratti per differenza e altre partite	3.066.245	2.876.425	189.820
- Vendita certificati verdi nazionali	96.875	160.284	(63.409)
- Contributi da CCSE e A3	3.021.123	2.385.342	635.781
Sopravvenienze attive	87.816	17.034	70.782
Totale ricavi	9.854.193	13.172.594	(3.318.401)
Costi Mercato Elettrico	2.319.417	6.040.432	(3.721.015)
Altre componenti dispacciamento	496.903	740.418	(243.515)
Canoni proprietari RTN	706.227	904.287	(198.060)
Accordo ETSO - CBT	59.587	63.159	(3.572)
Costi per acquisto energia CIP 6 e altri oneri relativi	6.292.368	5.409.505	882.863
Sopravvenienze passive	115.090	14.793	100.297
Totale costi	9.989.592	13.172.594	(3.183.002)
TOTALE PARTITE PASSANTI	(135.399)	-	(135.399)
PARTITE A MARGINE			
Ricavi per vendite e prestazioni	113.315	125.550	(12.235)
Altri ricavi e proventi	7.591	14.653	(7.062)
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	5.119	4.716	403
Totale ricavi	126.025	144.919	(18.894)
Costo del lavoro	51.213	56.152	(4.939)
Altri costi operativi	28.886	27.326	1.560
Sopravvenienze (attive)/passive nette	(565)	481	(1.046)
Totale costi	79.534	83.959	(4.425)
MARGINE OPERATIVO LORDO	(88.908)	60.960	(149.868)
Ammortamenti immateriali e materiali	11.552	14.977	(3.425)
Svalutazione crediti	3.852	18.603	(14.751)
Accantonamenti per rischi ed oneri	17.749	9.659	8.090
RISULTATO OPERATIVO	(122.061)	17.721	(139.782)
Proventi finanziari netti	7.597	6.406	1.191
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	(114.464)	24.127	(138.591)
Proventi/(Oneri) straordinari netti	132.652	(1.279)	133.931
Risultato ante imposte	18.188	22.848	(4.660)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(13.393)	(8.260)	(5.133)
UTILE NETTO D'ESERCIZIO	4.795	14.588	(9.793)

Partite passanti

I ricavi delle vendite e prestazioni pari Euro 9.766.377 mila, subiscono una riduzione rispetto allo scorso anno (Euro 3.389.183 mila) per le motivazioni precedentemente richiamate, in particolare si segnala che:

- i ricavi del mercato elettrico (Euro 2.319.417 mila), si riferiscono alle vendite effettuate sul MGP/MSD oltre che ai ricavi per sbilanciamenti; tale ammontare trova specifica contrapposizione nell'ambito dei costi del mercato elettrico per lo stesso totale complessivo;
- le altre componenti dispacciamento si riferiscono ai corrispettivi istituiti con la Delibera 48/04 quali quello per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva e quello per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico. Tali corrispettivi rilevati per un totale di Euro 496.903 mila trovano anch'essi specifico ed integrale bilanciamento nell'ambito dei costi;
- i corrispettivi di trasporto pari a Euro 706.227 mila sono destinati alla remunerazione dei proprietari della RTN;
- i ricavi relativi all'accordo ETSO – CBT, pur riferendosi solo ai primi 10 mesi dell'anno, si incrementano in conseguenza dei maggiori transiti oggetto di valorizzazione economica;

Le attività legate alla compravendita di energia CIP 6 che, a differenza delle precedenti, sono state svolte per l'intero arco temporale dell'esercizio evidenziano un marcato incremento complessivo.

I ricavi globali per tale attività inclusivi della vendita di CV, degli esiti dei contratti differenziali positivi e della quota compresa nelle sopravvenienze attive, ammontano a Euro 3.172.781 mila.

I costi di competenza relativi agli acquisti CIP 6 – inclusivi delle sopravvenienze passive e degli oneri relativi ai contratti per differenziali - ammontano a Euro 6.329.466 mila con un aumento rispetto allo scorso esercizio di Euro 905.329 mila imputabile essenzialmente alla dinamica dei prezzi di acquisto che hanno subito un consistente incremento nella componente relativa al costo evitato di combustibile.

Si segnala che, per la prima volta, nel presente esercizio non è stato possibile realizzare la neutralità economica delle partite energetiche relative all'energia CIP 6 in quanto, ai sensi della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 i ricavi per contributi da CCSE, che ammontano per l'esercizio 2005 a Euro 3.021.123 mila, sono stati ridotti di Euro 135.399 mila, un importo pari al valore della plusvalenza generata dalla cessione a TERNA del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento. Il differenziale fra costi e ricavi relativo alle partite energetiche passanti risulta pertanto negativo di Euro 135.399 mila.