

MISSIONE

Il 1° Novembre 2005 il Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. in seguito alla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di dispacciamento e trasmissione alla società TERNA S.p.A. ("TERNA") pur mantenendo lo stesso acronimo GRTN, ha mutato la propria denominazione in Gestore del Sistema Elettrico – GRTN S.p.A. ("GRTN") e la propria missione, focalizzandosi nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili, nonché sulla gestione di numerose attività di natura pubblicistica del settore elettrico.

A rafforzare la caratterizzazione delle attività svolte da GRTN, è altresì intervenuta l'assegnazione da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG") del ruolo di soggetto attuatore previsto dal Decreto del Ministero delle Attività produttive ("MAP") del 28 luglio 2005, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Il GRTN diventa, quindi, un importante punto di riferimento per l'attuazione delle scelte di politica energetica del Paese indirizzate alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso un maggior utilizzo di quelle rinnovabili.

In tale contesto, il GRTN:

- ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate ("CIP 6");
- gestisce, in qualità di soggetto attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- emette i Certificati Verdi ("CV") e verifica il rispetto dei relativi obblighi da parte di produttori e importatori;
- qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili ("IAFR");
- rilascia la Garanzia d'Origine ("GO") dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- effettua il riconoscimento degli impianti di produzione in cogenerazione;
- partecipa, in ambito internazionale, alla piattaforma di scambio dei certificati da fonti rinnovabili, Renewable Energy Certificate System ("RECS").

SCENARIO ENERGETICO DI RIFERIMENTO

La richiesta di energia elettrica in Italia, secondo i primi dati provvisori, nel 2005, è stata di 329.441 GWh con un aumento dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione nazionale netta pari a 289.655 GWh (sostanzialmente in linea con l'anno precedente) e dalle importazioni (50.264 GWh) che hanno fatto registrare un incremento rispetto all'anno precedente dell'8,3%, dovuto sostanzialmente al venir meno delle misure temporanee decise nel 2004 da GRTN per esigenze di sicurezza del sistema elettrico. Le esportazioni, invece, sono passate da 791 GWh a 1.109 GWh con una crescita pari al 40,2%.

BILANCIO ENERGETICO ITALIA

	2005(*)	2004	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione netta	289.655	290.022	-367	-0,1%
Import	50.264	46.426	3.838	8,3%
Totale	339.919	336.448	3.471	1,0%
Pompaggi	-9.369	-10.300	931	-9,0%
Export	-1.109	-791	-318	40,2%
Richiesta Italia totale	329.441	325.357	4.084	1,3%
Consumi	308.000	304.490	3.510	1,2%
Perdite	21.441	20.867	574	2,8%
Richiesta Italia totale	329.441	325.357	4.084	1,3%

Fonte TERNA - Valori provvisori (*)

L'incremento della richiesta di energia elettrica in Italia dell'1,3 % è dovuto sia all'aumento delle perdite di 574 GWh (+2,8%) che dei consumi (+ 3.510 GWh) che hanno registrato una crescita dell'1,2% rispetto al 2004, trainata principalmente dal settore terziario. La distribuzione dei consumi per settore economico è illustrata nella tabella seguente:

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER SETTORE ECONOMICO

	2005(*)	2004	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Industria	153.300	153.155	145	0,1%
Terziario	82.300	79.558	2.742	3,4%
Usi domestici	67.170	66.592	578	0,9%
Agricoltura	5.230	5.185	45	0,9%
Consumi totali	308.000	304.490	3.510	1,2%

Fonte TERNA - Valori provvisori (*)

Nel 2005 la produzione nazionale, al netto dei servizi ausiliari, è rimasta in media sostanzialmente stabile rispetto all'anno precedente (-0,1%) come evidenziato nella successiva tabella. Nel corso dell'anno, si è registrato un aumento della produzione termoelettrica di 6.824 GWh pari al +2,9% rispetto al 2004. A questo aumento si è contrapposta una riduzione della produzione idroelettrica di 7.374 GWh (-15,0%), dovuta sostanzialmente alla minore disponibilità da apporti naturali nel periodo estivo rispetto al 2004. La produzione da altre fonti rinnovabili è aumentata, nonostante il calo della produzione geotermoelettrica, grazie alla crescita del 15,6% della produzione eolica e fotovoltaica.

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

	2005(*)	2004	Variazioni	
	GWh	GWh	GWh	%
Produzione termica netta	240.588	233.764	6.824	2,9%
Produzione idrica netta	41.909	49.283	-7.374	-15,0%
Produzione geotermica netta	5.021	5.127	-106	-2,1%
Produzione eolica e fotovoltaica netta	2.137	1.848	289	15,6%
Produzione netta totale	289.655	290.022	-367	-0,1%

Fonte **TERNA** - Valori provvisori (*)

CESSIONE DEL RAMO D'AZIENDA TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO

In data 28 febbraio 2005 GRTN e TERNAL hanno sottoscritto il contratto di cessione del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento di GRTN, in applicazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004 ("DPCM"). La transazione ha avuto quale obiettivo, indicato dallo stesso DPCM, l'integrazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale ("RTN") e ha riguardato tutte le attività, le funzioni, i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo a GRTN ad eccezione:

- a) dei beni, rapporti giuridici e personale afferenti le funzioni di cui all'art. 3 commi 12 e 13 e di cui all'art. 11, comma 3, del Decreto Legislativo 79/99 ("D.Lgs. 79/99"), nonché le attività correlate di cui al Decreto Legislativo 387/2003 ("D.Lgs. 387/03");
- b) delle partecipazioni detenute nelle società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. ("GME") e Acquirente Unico S.p.A. ("AU");
- c) degli eventuali oneri e dei relativi eventuali stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere – fino alla data di efficacia del trasferimento – da GRTN stesso. In tal senso GRTN tiene indenne TERNAL da eventuali oneri di natura risarcitoria e sanzionatoria che potranno derivare alla stessa TERNAL per le attività poste in essere da GRTN fino alla data di efficacia del trasferimento, fermo restando l'impegno di TERNAL di fare tutto quanto in suo potere affinché l'ammontare di tali oneri risulti minimizzato.

Il GRTN e TERNAL hanno inoltre convenuto che le componenti economiche relative alle partite energetiche del mercato, inerenti l'attività svolta fino alla data di efficacia del trasferimento del ramo di azienda, siano di esclusiva pertinenza del cedente GRTN. Ciò in considerazione delle particolari regolazioni economiche che disciplinano tali partite.

Il contratto di cessione è divenuto efficace il 1° novembre 2005, una volta verificatesi le tre condizioni sospensive seguenti:

- il rilascio, da parte del MAP, di una nuova concessione 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 Garante della Concorrenza e del Mercato dell'autorizzazione all'operazione.

Le principali attività cedute con il ramo d'azienda sono state quelle di:

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

Il ramo d'azienda ceduto è costituito essenzialmente dal Centro nazionale di controllo ("CNC") sito a Roma, dalle Sedi Territoriali e da circa 580 persone.

Nel prospetto seguente sono riportati in sintesi i valori patrimoniali oggetto di cessione, comunicati a TERNA il 27 gennaio 2006:

Situazione patrimoniale di trasferimento al 31 ottobre 2005

Ramo di azienda Trasmissione e Dispacciamento

(dati in migliaia di euro)

ATTIVO		PASSIVO	
Immobilizzazioni immateriali	22.847	Fondi per rischi ed oneri	811
Immobilizzazioni materiali	62.148	Fondo trattamento di Fine Rapporto	15.868
Immobilizzazioni finanziarie	2.535	Debiti verso il cessionario	120.515
Crediti	736	Altri debiti	4.898
Ratei e risconti attivi	988	Ratei e risconti passivi	16.259
Totale	89.254	Totale Passivo	158.351
		PREZZO DI VENDITA al 31 dicembre 2004	68.300
		CONGUAGLIO	(1.998)
AVVIAMENTO	135.399		
Totale Attivo	224.653	Totale a pareggio	224.653

Il valore della transazione è di circa Euro 186,8 milioni. Tale valore è costituito dal prezzo di vendita concordato tra le parti pari a Euro 68,3 milioni, decurtato del conguaglio di circa Euro 2,0 milioni per la variazione patrimoniale intervenuta tra il 31 dicembre 2004 e la data di efficacia del contratto a cui si deve aggiungere l'importo di circa Euro 120,5 milioni per debiti commerciali di GRTN verso TERNA. Si segnala che ai sensi del contratto di cessione TERNA potrà fare eventuali contestazioni circa la consistenza delle voci ricomprese in tale situazione entro 75 giorni lavorativi dal 27 gennaio 2006, data di ricezione della situazione patrimoniale di trasferimento. La transazione ha generato una plusvalenza di Euro 135,4 milioni determinata dal prezzo di vendita al netto del conguaglio (Euro 66,3 milioni) a cui si somma, essendo negativo, il valore patrimoniale netto del ramo di azienda (Euro 69,1 milioni). La Delibera 15/05 dell'AEEG in attuazione dell'articolo 1 del DPCM ha fissato in 0,0095 centesimi di Euro/kWh la quota parte della componente del corrispettivo di trasporto ("CTR") destinata a copertura dei costi connessi alle attività rimaste in carico a GRTN, a partire dalla data di efficacia. La successiva Delibera 27/06 conferma quanto stabilito dalla Delibera 15/05 precisando che tale corrispettivo è da considerarsi a titolo di acconto e salvo conguaglio.

Contestualmente all'operazione di cessione del ramo d'azienda, GRTN e TERNA hanno stipulato una serie di contratti per l'esecuzione di prestazioni di servizi, con il fine di minimizzare, sull'organizzazione delle rispettive aziende, le eventuali diseconomie generate dall'operazione di cessione del ramo d'azienda, potendo così fruire di un congruo lasso di tempo per la riorganizzazione dei processi aziendali coinvolti.

I principali contratti di servizio stipulati sono:

- contratto per la messa a disposizione, da parte del GRTN a favore di TERN, di postazioni di lavoro nell'immobile di viale Pilsudski;
- contratto per la messa a disposizione, da parte di TERN a favore del GRTN, di postazioni di lavoro nell'immobile di via Palmiano;
- contratto per la fornitura di servizi informatici da parte di TERN a favore del GRTN;
- contratto per la fornitura, da parte di TERN a favore del GRTN, dei dati di misura afferenti le unità di produzione CIP 6;
- contratto per la fornitura di servizi di supporto tecnico e gestionale da parte di TERN a favore del GRTN per la fatturazione, l'incasso e il pagamento delle partite economiche di competenza del GRTN ma relative alle attività di trasmissione e dispacciamento proprie del ramo d'azienda ceduto.

DELIBERA AEEG N.79 DEL 12 APRILE 2006

La delibera riguarda *“Disposizioni relative alla destinazione di alcune partite economiche rinvenienti dal miglioramento dell'efficienza e dell'economicità nella gestione del sistema elettrico in seguito all'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, nonché dal saldo dei versamenti operati in applicazione dei corrispettivi per la capacità di trasporto (CCT) nell'anno 2004”*.

Con tale atto la AEEG ha disposto:

- 1) la riduzione per l'anno 2005 dei contributi dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 61 della Delibera 05/04 (Testo integrato) in misura pari al valore dell'avviamento realizzato da GRTN per la vendita a TERNA del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento;
- 2) la destinazione parziale dei corrispettivi di capacità di trasporto (CCT) relativi all'anno 2004.

Relativamente a tale ultimo punto facendo seguito a quanto già chiaramente delineato con la Delibera 15/05, la AEEG ha destinato una parte dei corrispettivi per CCT alla copertura di oneri relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica che GRTN ha sostenuto fino alla data di trasferimento delle attività di trasmissione e dispacciamento a TERNA; nello specifico tali oneri si riferiscono alla adesione ad accordi internazionali per transiti transfrontalieri e accordi con proprietari di rete.

Sul primo punto con la Delibera la AEEG ha:

- considerato che “il controvalore dell'avviamento” conseguito dal GRTN “rappresenti il beneficio derivante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, previsto dall'obiettivo di cui all'art. 1-ter, comma 1, del Decreto Legge 239/03 di assicurare una maggiore efficienza, sicurezza, affidabilità ed economicità al sistema elettrico nazionale”;
- ritenuto di “mantenere il beneficio” suddetto “all'interno del sistema elettrico nazionale, prevedendo una diminuzione degli oneri gravanti sugli utenti del sistema elettrico”;
- reputato quindi opportuno “destinare il controvalore dell'avviamento determinatosi in seguito alla cessione a TERNA da parte del GRTN del Ramo di Azienda trasferito ai sensi dell'art.1, comma 1, del D.P.C.M 11 maggio 2004 a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico”;

conseguentemente, ha disposto che “i contributi da CCSE afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 61 del Testo integrato spettanti al GRTN per l'anno 2005 sono ridotti di un importo pari a 135.398.920 Euro”.

In merito alla rappresentazione contabile del punto 1) che si è data nel presente bilancio si evidenzia che:

- a) sulla base dei principi contabili di riferimento, delle norme del codice civile in materia di chiarezza (art. 2423), e del contenuto stesso della delibera che interviene solo sulla riduzione del contributo, si è proceduto alla rilevazione contabile della plusvalenza nell'ambito della voce "proventi straordinari" (voce E20 del conto economico). Ciò in quanto tale componente ha origine dalla realizzazione di una operazione straordinaria, cioè dalla cessione di un ramo di azienda, non connessa all'attività tipica del GRTN;
- b) sulla base del disposto specifico della Delibera si è proceduto a ridurre dell'importo, di Euro 135.398.920, l'ammontare dei contributi da CCSE di competenza dell'anno 2005;

Il mancato conseguimento di ricavi per Euro 135.398.920, a fronte di costi di pari importo, determina il venir meno della neutralità economica della gestione delle partite energetiche intermedie da GRTN: ciò si riflette sulla redditività operativa della società che, per la prima volta, risulta negativa .

Il Consiglio di Amministrazione del GRTN in data 26 Aprile 2006, contestualmente all'approvazione del bilancio, ha deliberato di ricorrere al TAR avverso la citata Delibera 79/06 art.1 al fine di verificarne la legittimità.

ATTIVITA' SVOLTE NELL'ESERCIZIO 2005

Allo svolgimento, per i primi dieci mesi, delle attività relative alle funzioni di trasmissione e dispacciamento poi trasferite a TERNA – per le quali si prevede proseguirà per tutto l'anno 2006 la gestione dei conguagli degli anni precedenti – si sono affiancate le attività necessarie per la realizzazione della stessa cessione, nonché le attività relative alla nuova missione aziendale.

Nell'ultima parte dell'anno, infine, si è profuso un rilevante sforzo organizzativo per l'avvio delle attività legate alla incentivazione del fotovoltaico, caratterizzate dall'esigenza di tempi rapidi di risposta da parte dell'azienda e dall'elevata numerosità delle controparti che hanno richiesto di accedere alle procedure di incentivazione.

FONTI RINNOVABILI

Compravendita energia CIP 6

Con riferimento alle attività commerciali di gestione delle partite economiche connesse all'energia, l'anno 2005 è stato caratterizzato dall'avvio, a partire dal 1° gennaio, del mercato dell'energia con domanda attiva (formulazione di offerte di acquisto da parte degli operatori ammessi alle contrattazioni).

Tale nuovo contesto ha inciso in modo significativo non solo sulle attività commerciali connesse alle attività di trasmissione e dispacciamento successivamente trasferite a TERNA, ma anche sulle modalità di vendita dell'energia CIP 6 ritirata dal GRTN ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del D.Lgs. 79/99.

Nel 2005 il GRTN ha ritirato dai produttori CIP 6 un volume di energia pari a circa 51,3 TWh di cui l'81% da impianti alimentati a fonti assimilate e 19% da impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Il prezzo medio unitario di ritiro dell'energia è stato pari a 96,63 Euro/MWh per un costo complessivo pari a Euro 4.954 milioni; a tale costo vanno aggiunti gli effetti derivanti dall'aggiornamento dei corrispettivi 2005 per il quale si attendono oneri per ulteriori Euro 812 milioni principalmente legati all'incremento del costo evitato di combustibile.

Si riporta nella tabella che segue il riepilogo per l'anno 2005 dell'energia acquistata per tipologia di acquisti e di fonte.

ENERGIA ACQUISTATA

TWh

Tipologia acquisto	2005	2004	Differenza
CIP 6	50,3	52,4	-2,1
108/97	1,0	1,2	-0,2
Mini-idro	-	3,1	-3,1
TOTALE	51,3	56,7	-5,4

TWh

Tipologia di fonte	2005	2004	Differenza
Fonti Assimilate	41,4	43,3	-1,9
Fonti Rinnovabili	9,9	13,4	-3,5
TOTALE	51,3	56,7	-5,4

Nel 2005 il GRTN ha complessivamente ritirato circa 5,4 TWh in meno rispetto al 2004, di cui circa 3,1 TWh dovuti alla disdetta dei rapporti contrattuali con gli impianti mini-idro per effetto della regolamentazione introdotta dal D.Lgs. 387/03 che ha riportato in capo ai gestori di rete locali l'obbligo di ritiro di tali produzioni.

In accordo alle modalità previste dal D.M. del 24.12.2004 GRTN ha provveduto a collocare l'energia ritirata dai produttori CIP 6 presentando giornalmente nel Mercato del Giorno Prima ("MGP") offerte di vendita determinate sulla base del programma orario di produzione degli impianti.

Per l'esercizio 2005 il GRTN ha collocato sul mercato elettrico un volume di energia CIP 6 pari a 50,5 TWh per un controvalore di Euro 3.046 milioni.

La differenza tra l'energia acquistata da GRTN e quella collocata sul mercato a programma viene valorizzata nell'ambito della partita dei corrispettivi di sbilanciamento. Nel 2005 GRTN ha complessivamente sostenuto oneri di sbilanciamento per un totale di Euro 72 milioni.

Il disavanzo economico risultante dalla differenza tra i costi sostenuti dal GRTN per l'acquisto dell'energia dai produttori incentivati e i ricavi netti derivanti sia dalla vendita dell'energia nel mercato (MGP, contratti per differenza, sbilanciamenti) sia dalla vendita dei CV di titolarità del GRTN, viene coperto ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del D.Lgs.79/99 dal gettito derivante dalla componente tariffaria A3. Per l'anno 2005 il disavanzo totale da coprire attraverso la componente A3 ammonta a Euro 3.021 milioni, al netto del valore dei CV venduti e tenendo in considerazione l'aggiornamento dei corrispettivi 2005. Tale importo sconta ai sensi della Delibera AEEG 79/06 del 12 Aprile 2006 una riduzione di Euro 135,4 milioni pari al valore della plusvalenza generata dalla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento.

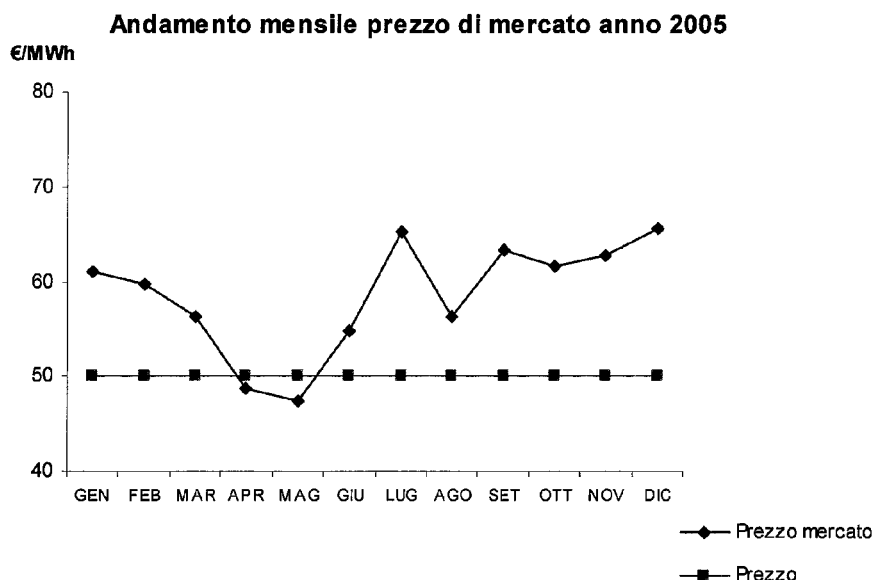
Contratti differenziali e gestione dei rischi finanziari

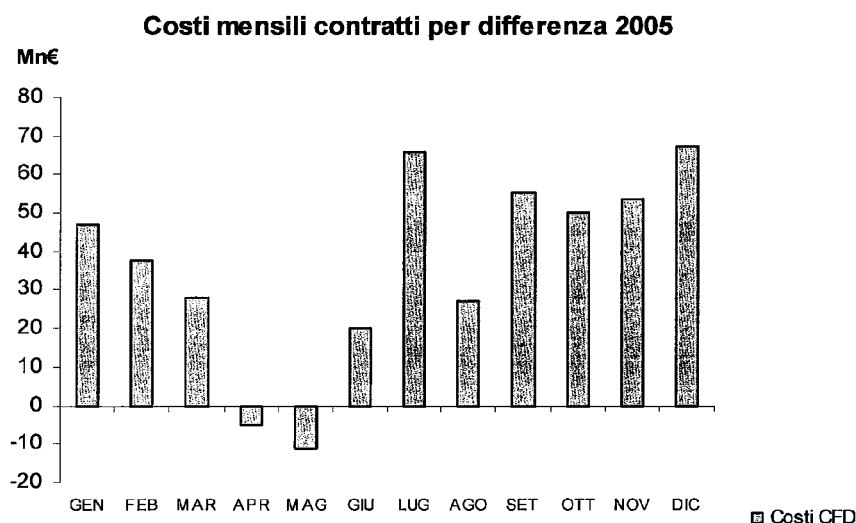
GRTN ha stipulato dei contratti differenziali per la vendita sul mercato dell'energia CIP 6 (ai sensi del decreto del MAP del 24 dicembre 2004 per l'anno 2005 ed ai sensi del decreto del MAP del 5 dicembre 2005 per l'anno 2006). Tali contratti, stipulati dalla società con controparti non finanziarie operanti nel settore elettrico (tra cui la società controllata AU), prevedono principalmente l'obbligo di pagamento del differenziale tra il prezzo di mercato ed il prezzo definito nel contratto (prezzo di assegnazione) posto a carico dell'una o dell'altra parte (cd "contratti differenziali a due vie") a seconda che il prezzo di mercato risulti superiore o inferiore al prezzo di assegnazione.

L'assegnazione dei diritti per l'anno 2005, come da DM, è avvenuta per una quota pari al 40% dell'energia CIP 6, pari a 2.320 MW (2.240 MW per il 2006), ad AU (per la fornitura al mercato dei clienti vincolati) e per il restante 60%, pari a 3.480 MW (3.360 MW per il 2006), ai clienti idonei del mercato libero, così come risultante dall'assegnazione pubblicata sul sito del GRTN in data 30 dicembre 2004 (23 dicembre 2005 per il 2006). Il contratto, successivamente stipulato con gli assegnatari si intende perfezionato e vincolante fra le parti dalla stessa data di comunicazione della assegnazione dei diritti CIP 6. Il prezzo di assegnazione costante per tutte le ore del 2005 era pari a 50 Euro/MWh (mentre per il 2006 il prezzo di assegnazione è pari a 55,5 Euro/MWh).

Gli assegnatari dei diritti associati all'energia CIP 6 hanno ricevuto mensilmente dal GRTN il differenziale tra il prezzo unico nazionale ("PUN") e il prezzo di assegnazione per un ammontare complessivo netto, nel 2005, pari a Euro 436 milioni.

Si riporta di seguito l'andamento mensile del prezzo di mercato e i corrispondenti importi associati alla regolazione del contratto per differenza:





La politica perseguita da GRTN tramite la stipula di tali contratti consiste nella stabilizzazione del rischio di prezzo all'interno del sistema elettrico, cioè nella copertura del rischio di oscillazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica in borsa.

Ai sensi dell'articolo 5 del decreto del MAP del 24 dicembre 2004 con validità per l'anno 2005 (confermato per l'esercizio 2006 dall'articolo 5 del decreto del MAP del 5 dicembre 2005), al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società, l'AEEG include negli oneri di sistema (previsti dall'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99) i costi e i ricavi del GRTN derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP 6. In virtù di tali disposizioni normative, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per GRTN, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa dell'energia CIP 6 si rifletterebbero sulla componente tariffaria A3 che alimenta il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Certificati Verdi

La produzione di energia da fonti rinnovabili, oltre al meccanismo CIP 6, viene promossa anche con il sistema dei CV che si basa sull'obbligo per i produttori e importatori di energia di immettere ogni anno, nel sistema elettrico nazionale, energia prodotta da fonti rinnovabili per una quota prefissata dell'energia non rinnovabile prodotta (al netto della cogenerazione) o importata nell'anno precedente. In particolare, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, i soggetti obbligati devono presentare a GRTN un numero di CV determinato in proporzione al volume di energia rinnovabile corrispondente all'obbligo.

Con riferimento alla disciplina dei CV, GRTN svolge le seguenti attività:

- valutazione dell'energia prodotta da fonte non rinnovabile (soggetta all'obbligo di immissione di energia rinnovabile nel sistema elettrico) mediante autocertificazione dei produttori e degli importatori;

- valutazione della quota di energia elettrica prodotta con cogenerazione, ovvero produzione combinata di energia elettrica e calore sulla base dei criteri definiti nella delibera AEEG 42/02, esclusa dall'obbligo di immissione di energia rinnovabile nel sistema elettrico;
- qualifica degli impianti alimentati a fonti rinnovabili ed entrati in servizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento e riattivazione in data successiva al 1° aprile 1999;
- emissione dei CV a favore degli impianti qualificati per ogni 50 MWh di produzione annuale netta avente diritto al rilascio di CV;
- validazione delle transazioni di compravendita di CV tra operatori e validazione dell'annullamento dei CV ai fini della verifica dell'adempimento all'obbligo.

Nel primo trimestre dell'anno, a seguito dell'invio da parte dei produttori qualificati della certificazione inerente l'energia prodotta nel 2004, il GRTN ha provveduto ad emettere 60.000 CV corrispondenti a 3 TWh di nuova energia prodotta da fonti rinnovabili.

I 60.000 CV offerti sul mercato dai produttori qualificati sono stati acquistati e quindi utilizzati dai soggetti obbligati per la copertura dell'obbligo 2003. Tuttavia, essendo tale obbligo pari a circa 4 TWh, il suo adempimento ha richiesto anche l'offerta da parte del GRTN di 20.000 CV associati agli impianti CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999.

Nel mese di novembre 2005 GRTN ha determinato il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2005 (108,92 €/MWh) quale differenza tra il costo medio di ritiro dell'energia CIP 6 prodotta da impianti a fonti rinnovabili incentivate (calcolato ai prezzi di acconto 2005) e il ricavo medio di vendita della stessa energia.

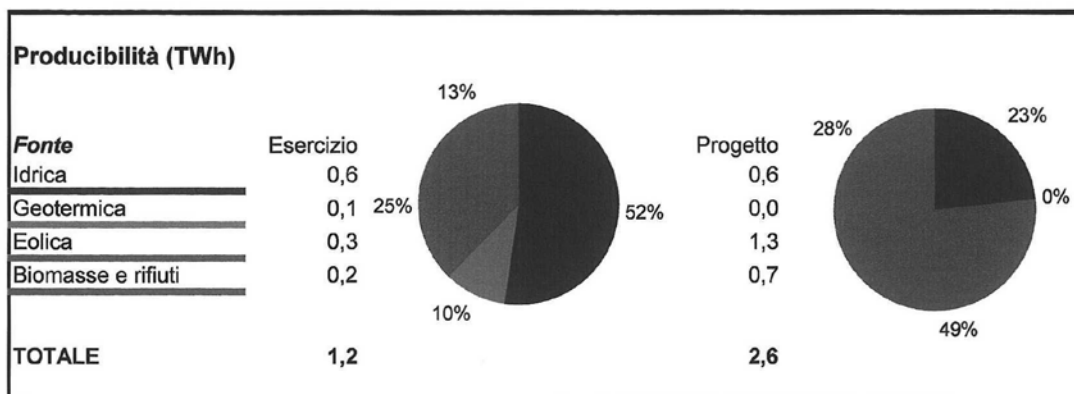
Qualificazione Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR)

Nell'anno 2005 l'attività di qualifica operata da GRTN ha comportato l'analisi di 323 domande di riconoscimento, di cui 264 (pari al 82%) sono state qualificate IAFR. Tali domande si riferiscono a:

- 148 impianti in esercizio per una producibilità annua pari a 1,2 TWh;
- 116 impianti in progetto per una producibilità annua pari a 2,6 TWh.

Nella tabella di seguito riportata si evidenzia la producibilità annua degli impianti qualificati IAFR suddivisi per fonte:

IMPIANTI DA FONTI RINNOVABILI QUALIFICATI NEL 2005

**Fotovoltaico**

In attuazione dell'art. 7 del D.Lgs. 387/03, il MAP di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio ("MATT"), ha emanato il D.M. 28/07/2005 con il quale sono stati definiti i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 1.000 kW collegati alla rete elettrica, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento (impianti esistenti da almeno 2 anni), o rifacimento totale (impianti esistenti da almeno 20 anni) successivamente al 30 settembre 2005.

Il 14 settembre 2005, l'AEEG ha adottato la Delibera 188/05 con la quale ha stabilito le modalità di presentazione delle richieste di incentivazione e ha individuato GRTN quale soggetto attuatore per la valutazione delle richieste di incentivazione e la concessione delle tariffe incentivanti. Il meccanismo di incentivazione ha quindi avuto avvio il 19 settembre 2005.

Tale meccanismo è in conto energia e consiste nell'erogazione di un corrispettivo commisurato all'elettricità prodotta dagli impianti, sulla base di tariffe che variano a seconda della taglia di potenza degli impianti. Per le domande accettate nel 2005 e nel 2006, le tariffe - riconosciute per un periodo di 20 anni - sono fisse nel corso del periodo di incentivazione, mentre sono previste riduzioni di tariffa per le domande accettate a partire dal 2007. Le risorse per il riconoscimento delle tariffe incentivanti trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3. Per gli anni 2005 e 2006 i valori delle tariffe sono i seguenti:

Taglia di potenza degli impianti (kW)	Tariffe incentivanti (€ / kWh)
$1 \leq P \leq 20$	0,445 (se si sceglie lo "scambio sul posto" definito dalla Delibera AEEG n° 28/06)
	0,460 (se non si sceglie lo "scambio sul posto" ovvero se si sceglie la cessione alla rete)
$20 < P \leq 50$	0,460
$50 < P \leq 1.000$	Valore soggetto a gara con un tetto massimo di 0,490

Anche in virtù del grande successo registrato, il 6 febbraio 2006 il MAP e il MATT hanno licenziato un secondo decreto che ha individuato in 1.000 MW l'obiettivo di potenza fotovoltaica da installare in Italia entro il 2015 (attualmente è installata una potenza di circa 30 MW), definendo al contempo dei limiti alla potenza che può essere incentivata annualmente fino al 2012 (in totale 500 MW):

Taglia di potenza degli impianti (kW)	Limite annuale (2006-2012)	Limite totale (2006-2012)
$1 \leq P \leq 50$	60 MW	360 MW
$50 < P \leq 1.000$	25 MW	140 MW
Totale	85 MW	500 MW

Le domande di incentivazione possono essere inoltrate a GRTN solo nell'ultimo mese di ognuno dei 4 trimestri in cui è diviso l'anno solare, e solo se GRTN non abbia precedentemente comunicato l'esaurimento di potenza disponibile.

L'attività di GRTN, quale soggetto attuatore, è divisa in 2 fasi:

- Fase Ingegneristica - riconoscimento tecnico degli impianti, che parte dall'istruttoria di ammissione delle domande di incentivazione presentate sino all'entrata in esercizio degli stessi;
- Fase Commerciale e Amministrativa - determinazione ed erogazione dell'incentivazione ai soggetti responsabili dell'impianto.

Fase Ingegneristica

A decorrere dalla fine di ciascun trimestre, GRTN ha 60 giorni di tempo per valutare le domande e redigere due graduatorie degli ammessi: una per gli impianti di potenza non superiore a 50 kW, l'altra per gli impianti di potenza superiore a 50 kW. Entro tale termine il GRTN deve comunicare la potenza ancora disponibile per l'incentivazione: solo se vi è ancora potenza disponibile, possono

essere presentate altre domande. Nei successivi 30 giorni (90 giorni dal termine di ogni trimestre) GRTN deve comunicare a tutti i soggetti l'esito delle richieste di incentivazione.

Ricevuti gli esiti favorevoli, i soggetti responsabili dell'impianto sono tenuti, ad alcuni adempimenti, pena la revoca del diritto acquisito. Essi, in particolare:

- entro 6 mesi dalla ricezione dell'esito (12 mesi per impianti di potenza superiore ai 50 kW) devono iniziare i lavori dandone comunicazione al GRTN;
- entro 12 mesi dalla ricezione dell'esito (24 mesi per impianti di potenza superiore ai 50 kW) devono terminare i lavori inviando al GRTN la documentazione finale di progetto;
- entro 6 mesi dalla conclusione dei lavori l'impianto deve entrare in esercizio dandone comunicazione al GRTN.

Le tabelle che seguono forniscono il quadro delle domande pervenute e accolte dal 19 settembre 2005 sino alla data del 31 dicembre 2005:

DOMANDE PERVENUTE dal 19 settembre al 31 dicembre 2005

Classe di potenza	3 trimestre 2005 (19/09/05-30/09/05)		4 trimestre 2005 (01/10/05-31/12/05)		TOTALE	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1 - 20 kW	2.390	18	5.297	36	7.687	54
20 - 50 kW	1.200	55	2.853	130	4.053	185
50 - 1.000 kW	78	49	97	58	175	107
TOTALE progetti	3.668	122	8.247	224	11.915	346

DOMANDE ACCOLTE dal 19 settembre al 31 dicembre 2005

Classe di potenza	3 trimestre 2005 (19/09/05-30/09/05)		4 trimestre 2005 (01/10/05-31/12/05)		TOTALE	
	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)	Numero	Potenza (MW)
1 - 20 kW	1.847	14	3.763	26	5.610	40
20 - 50 kW	1.021	47	2.374	108	3.395	155
50 - 1.000 kW	46	27	70	44	116	71
TOTALE progetti	2.914	88	6.207	178	9.121	266

Il successo del nuovo piano degli incentivi al fotovoltaico, è dunque testimoniato dal numero delle richieste pervenute al GRTN. Infatti nel corso del primo trimestre 2006 sono pervenute al GRTN circa 17.000 nuove domande che sommate a quelle ricevute nel corso del 2005 portano ad un numero complessivo di circa 29.000 domande.