

adottate le disposizioni necessarie alla regolazione dei flussi finanziari conseguenti all'applicazione di componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi derivanti dagli obblighi attribuiti ai soggetti che risulteranno dal processo di unificazione di cui all'articolo 1 del DPCM 11 maggio 2004.

**Cap. IV° LA PERSISTENZA DELLA FORMA DI SOCIETA' DI DIRITTO
PRIVATO DEL GRTN DOPO IL DPCM 11 MAGGIO 2004**

L'“excursus” relativo all'evoluzione nell'ambito delle competenze, così come delineatasi dopo il DPCM 11 maggio 2004, accentua ulteriormente due osservazioni già formulate da questa Corte in precedenti relazioni, l'una concernente la intermediazione della CCSE, che rischia di avere incidenza sul Bilancio del Gestore e sui relativi flussi di cassa, l'altra, ancora più pregnante, concernente la forma privatistica societaria mantenuta al Gestore.

Per tale ultima osservazione, va evidenziato che essa, per l'esattezza, si accentua se si consideri il persistere della forma di società per azioni, conservata al nuovo soggetto pur dopo la dismissione delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale (RTN) e la conseguente limitazione della sua sfera gestionale.

In presenza di una tale perdurante forma societaria, non si può omettere di considerare, per un corretto inquadramento della problematica cui si fa cenno, che la produzione e divisione di utili costituisce la causa tipica del contratto di società civilistica, così che la elezione della forma societaria appare coerente se riferita al complesso delle attività aventi una funzione economico-sociale che attiene allo scopo e al metodo utilitari, come tali rapportati al funzionamento del libero mercato.

Di converso, si deve rilevare che ai sensi dell'art. 5 del Decreto MAP 24 dicembre 2004, avente validità per il 2005 (esteso al 2006 in forza dell'art.5 del Decreto MAP 5 dicembre 2005) al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società GRTN, l'AEEG include nel sistema (previsto dall'art. 3, comma 13, del D.Lgs. 79/99) i costi e i ricavi derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP6.

In virtù di tali disposizioni normative, così come in genere per tutte le attività di gestione relative alle fonti rinnovabili, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per il Gestore, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa si rifletterebero sulla componente tariffaria A3, che alimenta il conto per nuovi impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate.

Il nuovo assetto del GRTN, oltre i poteri conservati ai soggetti pubblici, non appare coerente con le regole del mercato, (vedasi poteri dell'ex MAP e del MEF oltre quelli esercitati dall'AEGG e di cui si riferirà con riguardo alla delibera 79\2005). In particolare l'acquisto di energia avviene ad un prezzo superiore a quello liberamente stabilito dalle regole della concorrenza, assegnando ad un soggetto regolatore (AEEG) la integrazione del differenziale, attraverso prelievi mirati, fissati

autoritativamente .

In proposito, si deve ulteriormente segnalare che, mentre per ogni soggetto economico le diseconomie dovute alle inefficienze organizzative restano a carico del soggetto stesso, nel caso che ne occupa sono sostanzialmente coperte dalla componente tariffaria, come avviene per gli oneri di sbilanciamento di cui meglio si riferirà in sede di disamina delle poste di Bilancio.

A fronte di questa differenza, in rapporto sia alla natura ed alle funzioni delle società private sia ai principi regolanti il funzionamento del libero mercato, vi è l'accollo al bilancio pubblico di scelte gestionali che si sottraggono alle norme sul controllo vigenti per i soggetti pubblici che utilizzano, come l'attuale Gestore, in parte risorse di natura pubblica; risorse qualificate proprio dal loro carattere di prelievi autoritativi decisi dall'AEEG nella determinazione della componente tariffaria A3 accollata agli utenti finali che sono costretti a subirne l'onere.

Per cogliere appieno le implicazioni di una tale duplice diversità (soggetto privato sottratto alle regole di mercato per una funzione pubblica cui non corrispondono le normali limitazioni inerenti la gestione dei soggetti pubblici) basti porre attenzione al confronto della condizione del Gestore con quella dei soggetti pubblici, che in analogia con quanto avviene per il primo, si avvalgono di risorse rivenienti da prelievi forzosi e predeterminati (qual è l'ammontare dei congruagli dovuti al GRTN). Varrà, per cogliere le conseguenze evidenziate da un tale raffronto, porre attenzione segnatamente a quanto si ricava dalla sottoposizione alle rigide regole che disciplinano sia l'accesso alle consulenze che la riduzione degli organici.

In proposito, sarà sufficiente segnalare inoltre che il Gestore pur essendo obbligato astrattamente ad operare "secondo criteri di efficienza economica", percepisce corrispettivi -determinati dall'autorità- finalizzati ad assicurare esclusivamente la copertura dei costi di funzionamento, mentre detta Autorità (AEEG) è disciplinata dalla L. 14 novembre 1995, n. 481, norma che ha provveduto altresì ad individuare gli indirizzi generali validi per tutte le autorità di regolazione dei servizi pubblici.

Com'è noto, il legislatore ha ritenuto di sottoporre a regolazione il settore energetico, anche nella fase successiva alla c.d. liberalizzazione, al fine di garantire la continuità, l'efficienza e la non discriminazione nell'approvvigionamento energetico, in generale, e nei diversi servizi relativi al settore energetico in particolare.

Se non bastassero le considerazioni attinenti il rapporto del Gestore con il mercato dell'energia e con l'AEEG, si deve aggiungere che, come più volte confermato dalla giurisprudenza, in tale settore il servizio pubblico riveste un carattere oggettivo in

base al quale questo viene definito in ragione non della sua riserva a favore di un soggetto pubblico, bensì delle finalità connesse al suo svolgimento che ne giustificano la sottoposizione a regole per garantirne l'espletamento in modo continuativo, efficiente ed imparziale.

Cap.V° GLI ORGANI SOCIALI

Lo Statuto del Gestore attualmente vigente, sotto il Titolo V°, dall'art. 11 all'art. 14, prevede tra gli organi sociali l'Assemblea nelle due forme dell'Assemblea ordinaria e straordinaria.

Tra le competenze dell'Assemblea, secondo quanto disposto dall'art 15, vi è la nomina degli amministratori per un periodo non superiore a tre esercizi; detta nomina è subordinata a norma dell'art 15.3 al possesso di specifici requisiti.

Detti amministratori vanno, quindi, a comporre il Consiglio di Amministrazione che, secondo la disciplina del Titolo VI°, ne regola la vigenza ordinaria, limitata al periodo di tre esercizi, rinnovabile a norma dell'art. 2383 del codice civile, nonché ne disciplina la composizione.

La stessa norma, infatti, nel disciplinare la composizione di detto CdA, fissa un numero di membri non inferiore a tre e non superiore a sette..

In attuazione di quanto previsto dalla citata norma statutaria, l'Assemblea Ordinaria del 3 luglio 2003 ha deliberato la "nomina del Presidente e dei componenti il Consiglio di Amministrazione previa determinazione del loro numero e del periodo di durata in carica".

Dal verbale di detta seduta dell'Assemblea Ordinaria, di cui alla data del 3 luglio 2003, risulta così che "il rappresentante dell'Azionista Unico Ministero dell'Economia e delle Finanze" ha provveduto ad illustrare la proposta di deliberazione elaborata di intesa con il Ministero delle Attività Produttive ai sensi e per gli effetti dell'art 3, comma 4, del D.Lvo 79\99 e dell'art.8.1 dello Statuto Sociale all'epoca vigente.

Sulla scorta di detta proposta, l'Assemblea così come costituitasi alla data del 3 luglio 2003 ha deliberato che il numero dei componenti del CdA sia elevato da cinque a sette, per la durata degli esercizi 2003,2004,2005 " e fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2005", rinnovandone integralmente i singoli componenti rispetto a quelli in carica al momento di detta delibera.

Dei sette nuovi componenti il CdA, uno ha assunto le funzioni di Presidente, affiancato da un consigliere con funzioni di vice Presidente.

Il CdA del 4 luglio 2003 ha quindi approvato un ordine del giorno in cui si è previsto, tra l'altro:

- la nomina dell' Amministratore delegato;
- l'assetto dei poteri in ambito aziendale;
- compensi degli amministratori con particolari incarichi ex art.2389 c secondo c.c..

Alla stregua di quanto deliberato, è risultata una retribuzione dei nuovi componenti il CdA composta come segue:

Tabella 1 - Compensi vertice GRTN per l'anno 2005 (importi in euro)

		Compenso ex art. 2389 comma 1	Compenso ex art. 2389 comma 3	Compenso variabile	Oneri a carico Azienda (1)	Retribuzione da dirigente	TOTALE
CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE							
1	Presidente	40.000,00	75.000,00	25.000,00	6.124,57		146.124,57
2	Vice Presidente	20.000,00	67.000,00		6.046,53		93.046,53
3	Amministratore Delegato	20.000,00	170.000,00	120.000,00	66.773,30	150.000,00	526.773,30
4	Consigliere	20.000,00			1.474,72		21.474,72
5	Consigliere	20.000,00			1.474,72		21.474,72
6	Consigliere	20.000,00					20.000,00
7	Consigliere (2)	20.000,00					20.000,00
COLLEGIO SINDACALE							
1	Presidente (2)	26.000,00					26.000,00
2	Componente	21.000,00					21.000,00
3	Componente	21.000,00					21.000,00
ORGANISMO DI VIGILANZA EX. D. LGS. 231/2001							
1	Monocratico		15.000,00		65,04		15.065,04

(1) qualora i redditi percepiti siano configurati come redditi di lavoro dipendente o assimilati

(2) compenso corrisposto al Ministero dell'Economia e delle Finanze

Nel corso del 2005, si è tenuta l'Assemblea Straordinaria del 20 maggio 2005, che ha deliberato le seguenti modifiche, in attuazione del disposto del DPCM 11 maggio 2004: art.1 (riguardante la denominazione); art. 4 (riguardante l'oggetto sociale); 11.3(per emendare un errore materiale); oltre ad inserire un nuovo art. 15.3 (riguardante i requisiti richiesti per assumere la carica di amministratore).

Conforme alla proposta del Presidente è stato deliberato:

- art.1 la Società per azioni ha la denominazione " Gestore del Sistema Elettrico - GRTN S.p.A;
- art.4.1 la Società ha per oggetto l'esercizio delle funzioni di natura pubblicistica del settore elettrico e in particolare delle attività di carattere regolamentare, di

verifica e certificazione relative al settore dell'energia elettrica di cui all'art. 3, commi 12 e 13 e di cui all'art 11, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 e successive modifiche ed integrazioni, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo 19 dicembre 2003 n. 387 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, comprese le attività di carattere regolamentare e le altre competenze, diritti e poteri ad esse inerenti".

Segue quindi, nel testo del verbale della suddetta Assemblea straordinaria del 20 maggio 2005, una elencazione dei compiti cui deve attendere la società " nello svolgimento della propria attività".

Nel corso della stessa seduta, peraltro, si è proceduto al rinnovo del Collegio sindacale e del suo Presidente, determinandone il compenso ai sensi dell'art. 26 dello Statuto sociale, che ne fissa anche la composizione in tre membri effettivi e due supplenti.

Lo stesso art. 26.2 dispone, al riguardo, che i sindaci restano in carica per tre esercizi e scadono alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo al terzo esercizio della carica, prevedendone la rieleggibilità.

Cap.VI° LE VARIAZIONI NELLA CONSISTENZA DELLE RISORSE UMANE

Va segnalato che tra il 31 dicembre 2004 ed il 31 dicembre 2005 si è registrato nell'ambito del GRTN un incremento della dotazione complessiva di personale da 771 unità a 783 unità, dovuta ad un saldo tra 33 nuovi ingressi e 21 esodi.

Il tutto, mentre in data 15 luglio 2004 è stata costituita una task force "Progetto separazione attività CIP 6" che ha avuto, tra gli altri, i compiti di censire le attività e le risorse umane impegnate nei processi operativi riconducibili nel perimetro delle responsabilità del soggetto giuridico che cederà il ramo di azienda e, contemporaneamente, di individuare una composizione ottimale delle strutture di staff necessarie per il suo funzionamento.

In seguito alle analisi della task force, il numero delle risorse necessarie per il funzionamento del GRTN-CIP 6 ad ottobre 2004 è risultato essere pari a 126 unità. Il tutto, mentre nell'ipotesi presentata nella riunione del Consiglio di amministrazione del 26 gennaio 2005 si è pervenuti ad un totale di 130 unità, a fronte di 583 dipendenti entrati a far parte di TERNA.

La seguente tabella confronta nel dettaglio le variazioni intervenute tra le due date:

Tabella 2: Personale GRTN – CIP 6 (escluso il Personale distaccato)

Elenco risorse GRTN/CIP 6						
Aree	Ipotesi di split presentata al CDA del 26/1/2005 (a)				Documento elaborato dalla Task force (b)	Differenza (a)-(b)
	Quadri	Impiegati	Dirigenti	Totale	Totale	
Amministrazione, Finanza e Controllo	7	22	3	32	30	2
Commerciale e Ingegneria	15	21	2	38	35	3
Audit	4	2	1	7	8	-1
Legale	5	9	1	15	16	-1
Relazioni Istituzionali, Immagine e Comunicazione	2	1		3	2	1
Personale	5	9	1	15	13	2
Sistemi e Infrastrutture	7	9	3	19	22	-3
Staff AD			1	1		1
TOTALE	45	73	12	130	126	4

Rispetto alla previsione di 126 unità, il dato finale di 168 unità di cui 17 dirigenti, senza considerare i distaccati che meritano un discorso a parte, presenta degli scostamenti, che si motivano con il fatto che nel procedere al trasferimento a

TERNA si è ritenuto di dover privilegiare, pur in presenza della identica garanzia del posto di lavoro, il consenso degli interessati in relazione alla sede di lavoro ed alla tipologia dello stesso.

La conseguenza di un tale incremento delle risorse umane (da 126 a 168) rimaste in servizio presso il GRTN, si riflette sui diversi oneri accollati al Gestore rispetto a Terna e appare ingiustificata rispetto al numero ritenuto strettamente necessario per il funzionamento del nuovo soggetto derivante dal trasferimento della gestione della RTN, segnatamente sotto il profilo delle qualifiche dirigenziali dei dipendenti rimasti in carico al gestore.

In aggiunta a questo dato, attinente le qualifiche, si deve considerare anche il profilo organizzativo delle risorse umane rimaste al nuovo soggetto, successivamente alla cessione del ramo d'azienda.

Infatti, si è ritenuto di mantenere sostanzialmente inalterata la struttura organizzativa nonostante il passaggio da una missione bivalente (trasmissione e fonti rinnovabili) ad una nuova missione concentrata sulle fonti rinnovabili la cui caratterizzazione richiede, in ragione della complessità del nuovo perimetro che comporta impegnative funzioni di controllo, una articolazione che se anche più complessa si atteggia profondamente diversa rispetto a quella precedente.

Ritornando sul piano delle qualifiche del personale rimasto in dotazione al Gestore, occorre considerare che la distribuzione degli addetti per qualifica evidenzia un'incidenza superiore al 10% dei dirigenti sull'organico complessivo.

La rivisitazione dell'assetto definitivo, cui già sta doverosamente provvedendo la nuova gestione, successivamente al 1 novembre 2005, non può prescindere dal considerare che esso dovrà, nel prossimo futuro, soggiacere all'evoluzione dei compiti che accompagneranno la nuova missione del GRTN, nel cui ambito si dovrà tenere conto di una specifica valutazione a valle di una definizione dello scenario evolutivo del fotovoltaico, con l'incremento dell'attività accollata alla struttura organizzativa.

Del pari l'esperienza maturata, con l'evidenziarsi di situazioni anomale (costi dovuti alla insufficienza dei controlli sulle quantità reali di energia da fonte rinnovabile prodotta rispetto a quella offerta sul mercato ovvero l'alienazione acritica e totale del servizio informatico con accollo di rilevanti costi per la prosecuzione del servizio), dimostra che tra le direzioni di staff da conservarsi va privilegiata quella Audit che consente una penetrante azione di vigilanza tale da garantire una costante verifica della coerenza delle scelte organizzative ed operative rispetto ai risultati di gestione prefissati e conseguiti.

Al riguardo si deve riferire come detta Direzione Audit in un apposito rapporto precedente il passaggio definitivo osservava che nella struttura informatica che rimarrà al GRTN – CIP 6 non risulta la presenza di un nucleo di risorse dedicato alla gestione della sicurezza del sistema informativo (coordinamento business continuity plan e disaster recovery, redazione di politiche di sicurezza, controllo in linea della sicurezza, ecc.). Del pari la stessa Direzione evidenziava, in proposito, che essendosi deciso di conferire per intero l'Unità Sistemi e Telecomunicazioni (risorse e attività) al TSO, per la garanzia della continuità dello svolgimento delle attività istituzionali rimanenti in capo al GRTN – CIP 6 vi era la necessità di stipulare all'uopo, in tempi brevi, un contratto di servizio con il TSO.

Il tutto, sino a rilevare che in seguito si sarebbe imposta (come di fatto si sta constatando) una valutazione circa l'opportunità di proseguire sulla strada dell'outsourcing (rivelatasi inopportuna e costosa) oppure dotarsi internamente (come ora si sta provvedendo in presenza degli oneri evidenziati dal bilancio) di una struttura idonea allo scopo, procurandosi le professionalità e l'hardware/software necessari.

L'osservazione non è di poco conto se si consideri che la nuova gestione, succedutasi a quella che ha contrattato la cessione, molto più oculatamente è dovuta ritornare sulla questione, dopo aver preso atto del costo (900.000,00 Euro l'anno) del servizio informatico fornito in "outsourcing", di cui meglio si dirà di seguito allorché si scenderà nel dettaglio di analisi del Bilancio.

La rivisitazione dell'assetto organizzativo, tuttavia, non potrà prescindere, nel prossimo futuro, dal processo di industrializzazione di nuovi servizi; processo che comporterà la definizione logica delle modalità operative di presa in carico, oltre che di gestione tecnica e commerciale, di nuove forme di incentivazione di futura introduzione.

Tutto ciò, salvo le discrasie evidenti, che vanno corrette come eredità non razionale della cessione, induce a ritenere che solo allorché sarà definitivamente chiaro lo scenario di riferimento per la missione del GRTN, sarà anche possibile intervenire sul modello organizzativo da adottare per quanto attiene le modalità operative della società.

Una attenta valutazione della dotazione organica cui si è pervenuti successivamente agli accordi di cessione intervenuti tra Terna ed il GRTN deve prendere le mosse da quanto dispone, sia pure a carattere generale, il citato DPCM 11 maggio 2004.

In tale ottica, acquistano una assoluta rilevanza le disposizioni di cui all'art. 1 del citato testo, a tenore del quale sono esclusi dal trasferimento a Terna i "beni,

rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di cui all'art. 3, commi 12 e 13, e di cui all'art. 11, comma 3, del *decreto legislativo n. 79 del 1999*, nonché le attività correlate di cui al *decreto legislativo n. 387 del 2003*"

Alla stregua di questa disposizione il personale trasferito a TERNA avrebbe dovuto escludere quello strettamente connesso con la missione che residua dalla cessione del ramo di azienda e che inerisce direttamente la nuova missione istituzionale.

Nella realtà, dal raffronto tra la situazione precedente la cessione e quella successiva si ricavano alcuni dati che, oltre a variare con il mutare delle date di rilevazione, disegnano uno scenario non armonico che mentre ha definito l'onere finale accollato a TERNA sulla base di un contenimento dell'impatto finanziario, ha gravato il GRTN di uno squilibrio che si registra innanzi tutto nel rapporto numerico tra dirigenti ed addetti sino a toccare alti livelli di professionalità degli addetti rimasti nella sfera del GRTN.

Nello stesso ambito delle incoerenze delle scelte operate, in sede di cessione del ramo d'azienda, per la determinazione delle risorse umane rimaste in carico al gestore, un discorso a parte merita la considerazione del carico derivante dalla definizione del personale distaccato, su cui già nelle relazioni di precedenti esercizi questa Corte ha formulato specifiche osservazioni.

Nella seguente tabella si evidenzia la variazione del personale distaccato tra il 30\09\2005 ed il 31\12\2005, cioè tra prima e dopo la cessione di ramo d'azienda.

Tabella 3: Personale GRTN distaccato presso altri enti

PERSONALE DISTACCATO		
UNITA' DI DISTACCO	30\09\2005	31\12\2005
Ministero Attività Produttive (MAP)	23	22
Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE)	30	31
Acquirente Unico (AU)	1	2
Totale	54	55

Al riguardo, si osserva che il GRTN, all'atto della cessione del ramo di azienda a Terna aveva in essere due convenzioni rispettivamente:

- con il MAP valida fino al 31 dicembre 2007, ovvero sino al termine dei distacchi nella stessa regolamentati o ad altra successiva determinazione o pattuizione che ne revochi l'efficacia o comunque ne modifichi la concreta attuazione;

- con la CCSE – convenzione valida "...fino al 31 dicembre 2005, ovvero sino al termine dei distacchi nella stessa regolamentati o ad altra successiva determinazione o pattuizione che ne revochi l'efficacia o comunque ne modifichi la concreta attuazione.

Di contro, le risorse GRTN presso le controllate, invece, vengono distaccate sulla base di accordi tra le parti, senza che siano sottoscritte convenzioni.

In presenza di un tale scenario, occorre considerare infine che, per quanto riguarda la convenzione con il MAP, all'art. 8 si legge che *"qualora intervengano modifiche degli assetti societari o proprietari di GRTN, o nel caso in cui il quadro normativo e regolamentare di riferimento venga mutato, la presente convenzione si intende automaticamente decaduta e con essa i distacchi di personale GRTN presso il Ministero"*.

Del pari, occorre considerare che il personale distaccato presso il MAP- ai sensi dell'art.3 punto 3.2 della Convenzione stipulata in data 28 novembre 2003, rispondente al fine di *"fornire all'Amministrazione un adeguato supporto tecnico per il rispetto degli adempimenti relativi all'attuazione del decreto legislativo n.79\99"*- era chiamato a svolgere sia attività di attuazione del D.Lgs 79\99, sia attività più specificamente tecniche (istruttorie, amministrative, di monitoraggio e salvaguardia della sicurezza e continuità del sistema) di cui gran parte trasferite al TSO, per effetto di quanto previsto dal DPCM 11 maggio 2004.

Nonostante queste chiare premesse, i dipendenti distaccati presso il MAP sono rimasti tutti a carico del GRTN-CIP6.

Per quanto concerne i distaccati presso la CCSE, la convenzione, stipulata in data 31 luglio 2003 per regolamentare la gestione e l'amministrazione del personale distaccato, non indica in maniera sistematica quali siano i ruoli, le competenze e le attività che i distaccati sono chiamati a svolgere presso CCSE.

In precedenza sono state già formulate osservazioni contenute nelle relazioni di questa Corte, per l'esercizio 2003, circa la correttezza dei distacchi.

Rimanendo, sullo stesso piano, si è pure evidenziato che il diverso trattamento economico, di cui si giovano i dipendenti distaccati presso il MAP e la CCSE rispetto ai dipendenti pubblici, per i quali trova applicazione la contrattazione collettiva del pubblico impiego, finisce per amplificare gli oneri compensati con la tariffa A3 dal momento che i distaccati, che per inciso costituiscono interamente l'attuale organico della CCSE, si giovano del più costoso contratto in vigore per la categoria degli elettrici.

Ferme queste considerazioni, già valide al momento della cessione del ramo di

azienda, viene in rilievo una ulteriore osservazione che attiene la quantificazione degli oneri rimasti in capo al nuovo GRTN che risulta aver ereditato l'intero complesso di personale distaccato sia presso il MAP che presso la CCSE, con una incidenza percentuale del 30% della sua dotazione organica, mentre al momento della cessione la percentuale era nettamente inferiore (pari al 7%) se si consideri che, a fronte dello stesso numero di distaccati, l'organico complessivo era costituito da 783 dipendenti.

Si tratta, come è agevole rilevare, alla luce anche di altre evidenze non certo positive per la vita futura del Gestore, di un ennesimo onere scaricato sulla sua gestione, che, mentre ha comportato indubbi vantaggi per TERNA, sta impegnando il nuovo "management" in un'opera di razionalizzazione non agevole.

Nel complesso, tornando alla incidenza percentuale, mentre dopo la cessione si viene a determinare una consistenza di 53 distaccati su di una dotazione di 168 dipendenti, assegnati esclusivamente alle attività del GRTN, pari ad una percentuale del 30%, precedentemente il rapporto percentuale risultava meno invasivo, in quanto, a fronte della stessa quantità di personale distaccato, non solo l'organico complessivo del GRTN era di 783 unità con una incidenza percentuale di poco superiore al 7%, ma si registrava un ambito di competenze e di apporti (rispetto al MAP ed alla stessa CCSE) ben più ampio, in parallelo con quelle che erano le più ampie attribuzioni del Gestore precedentemente la cessione del ramo di azienda.

Infatti, al di là di un ingiustificato aumento percentuale del personale distaccato, si deve considerare che vi è stato contemporaneamente un ridimensionamento della missione istituzionale del GRTN, così che le professionalità che collaborano all'interno del Gestore, pur subendo un ampio e drastico ridimensionamento, conseguente alla sola gestione delle fonti rinnovabili, vede un apporto collaborativo più ampio del personale comandato anche per settori che non sono più di pertinenza del datore di lavoro.

Cap.VII° LE PROCEDURE ATTUATIVE DELLA NUOVA MISSIONE E LE PRINCIPALI PROBLEMATICHE

In sintesi, il meccanismo complessivo per l'incentivazione delle fonti rinnovabili definito dalla normativa in vigore, prevede per il Gestore le seguenti attività:

- 1) Ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate (CIP 6);
- 2) Gestisce in qualità di soggetto attuatore il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- 3) Emette certificati verdi (CV) e verifica il rispetto dei relativi obblighi da parte dei produttori e importatori;
- 4) Qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);
- 5) Rilascia la Garanzia di Origine (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- 6) Effettua il riconoscimento degli impianti di produzione in cogenerazione;
- 7) Partecipa , in ambito internazionale, alla piattaforma di scambio dei certificati da fonti rinnovabili (Renewable Energy Certificate Sistem -RECS).

Di seguito si analizzano le più rilevanti funzioni rimaste nel perimetro di competenza del Gestore:

A) Energia CIP6

Per quanto concerne il CIP6 occorre osservare che il relativo provvedimento (Comitato Interministeriale) nasce nel 1992 per incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Tra il 1992 ed il 1995 i produttori hanno presentato all'Enel i progetti per la costruzione degli impianti aventi le caratteristiche richieste e stipulato con quest'ultima le convenzioni preliminari, rimandando la stipula delle convenzioni definitive alla data della effettiva entrata in esercizio degli impianti.

Come si evince dal rapporto inviato all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) in data 18/03/2005, alla fine del 2004 erano attive 567 convenzioni, corrispondenti a una potenza contrattualizzata complessiva di 9370 MW.

Questo tipo di energia viene remunerata secondo quattro componenti:

- a. costo "evitato" di impianto;

- b. costo evitato di esercizio e manutenzione;
- c. costo evitato di combustibile;
- d. incentivo per la produzione da fonti rinnovabili e assimilate.

Il GRTN acquista l'energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode di forme di remunerazione incentivata e la offre sul mercato dell'energia elettrica. La differenza tra i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia e i ricavi derivanti dalla vendita della stessa e dei certificati verdi di titolarità del GRTN viene coperta con la componente tariffaria A3 a carico dei consumatori finali.

Nel 2004 il GRTN ha ritirato una quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate pari a 56,7 TWh, corrispondenti ad un onere complessivo di 5.423 milioni di euro, di cui:

Tipologia di remunerazione	TWh	Milioni di euro
CIP 6 (delibera 81/99)	52,4	5.142
Eccedenze di energia elettrica (delibera 108/97)	1,2	86,3
Energia elettrica prodotta da impianti cc.dd. mini-idro (delibera 62/02)	3,1	194,7
Totale	56,7	5.423

Le informazioni circa la quantità di energia CIP/6 prodotta mensilmente pervengono al GRTN con due modalità distinte a seconda che si tratti di impianti connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) o alle reti di altri Distributori.

Nel primo caso l'Unità Metering rileva le misure tramite il sistema SAPR (sistema di acquisizione principale del metering) e le fornisce agli operatori su una apposita pagina web. Una volta acquisite, le misure vengono elaborate attraverso l'applicazione di opportuni algoritmi che permettono di determinare l'energia effettivamente ceduta al GRTN.

Si evidenzia che, a valle della cessione del ramo d'azienda a TERN, le misure degli impianti connessi alla RTN dovranno essere fornite dalla società cessionaria. A tal fine, infatti, è stata predisposta una bozza di contratto per regolare il servizio offerto.

La bozza contiene una clausola di manleva a favore del Gestore che recita come segue: *"TERNA si impegna a risarcire, manlevare e tenere indenne il Gestore da qualsiasi perdita, danno, costo, spesa (ivi inclusi onorari e spese legali), responsabilità e/o pretese derivanti da o connessi con la tardiva, inesatta o mancata comunicazione dei Dati di Misura da parte di TERNA"*.

Tra gli inconvenienti di una tale soluzione, sussiste quello per cui, in mancanza di un controllo diretto da parte del GRTN in merito alla esattezza delle misure, possa verificarsi il rischio che in caso di errori a favore dei produttori il GRTN paghi cifre superiori a quelle effettivamente dovute.

Come viene proposto dalla Direzione Audit del GRTN con una relazione del settembre 2005, nell'ottica di sviluppo delle attività istituzionali del GRTN si configura l'esigenza di valutare, per il futuro, l'ipotesi di dotare l'azienda di un sistema di metering autonomo, così come è stato avviato, nel corso del 2006 dal nuovo "management" del Gestore.

A tal riguardo, risulta che si sta approntando, con l'inizio del 2006, una soluzione idonea a restituire un controllo diretto al GRTN.

Per quanto concerne la misura dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti non rilevanti, nella maggior parte dei casi essa è fornita da ENEL Distribuzione.

Dal mese di luglio 2003 quest'ultima trasmette le misure riguardanti l'energia attiva suddivisa in fasce orarie tralasciando quelle relative all'energia "reattiva". Peraltro, l'immissione in rete di energia reattiva con fattore di potenza diverso da quello stabilito nelle convenzioni (o nei documenti successivi che rettificano le convenzioni) può comportare l'applicazione di penali a carico dei produttori. La conseguenza di tutto ciò è che allo stato attuale gli operatori determinano i valori dell'energia reattiva in modo da evitare l'applicazione di penali (a meno che non sia lo stesso produttore che riconosce e quindi inserisce nelle fatture importi a titolo di penali).

Nel rispetto delle convenzioni vigenti apparirebbe opportuno, al fine di ridurre il rischio di mancati incassi per il GRTN, che le quantità dell'energia elettrica ceduta siano sempre comprensive dell'energia reattiva. A tale scopo sarebbe auspicabile sollecitare Enel Distribuzione a dar seguito a quanto concordato in merito, così come sollecitato dalla Direzione audit del GRTN (relazione del settembre 2005).

Per la vendita sul mercato dell'energia CIP6, il GRTN ha stipulato dei contratti differenziali (ai sensi di apposito Decreto MAP del 24 dicembre 2005, relativamente al 2005, e del 5 dicembre 2005 per il 2006).