



*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

CONDIZIONI PER L'EROGAZIONE DEL PUBBLICO SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA  
ELETTRICA SUL TERRITORIO NAZIONALE E PER L'APPROVVIGIONAMENTO DELLE RELATIVE RISORSE SU  
BASE DI MERITO ECONOMICO,  
AI SENSI DEGLI ARTICOLI 3 E 5 DEL DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79

*Relazione AIR*

9 giugno 2006

## **Premessa**

*Il provvedimento, approvato con deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06, “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”, è stato adottato applicando una nuova metodologia: l'analisi di impatto della regolazione (di seguito: l'Air).*

*L'Air, prevista dall'articolo 12 della legge di semplificazione n. 229/03, ha come principale obiettivo il miglioramento della qualità complessiva della regolazione, dando pubblicità alle esigenze e agli obiettivi che stanno alla base dell'atto amministrativo, esplicitando le motivazioni dell'opzione adottata rispetto ad altre ipotesi di intervento, coinvolgendo nel procedimento tutti gli interessati.*

*L'Autorità ha avviato, con la deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/2005, una fase di sperimentazione della nuova metodologia, che avrà durata triennale e riguarderà alcuni dei principali provvedimenti dell'Autorità, individuati in coerenza con il piano triennale della attività 2006 – 2008. Alla fine del periodo sperimentale (che dovrà servire in particolare per definire compiutamente i criteri per selezionare i provvedimenti da sottoporre ad analisi, le modalità di organizzazione interna dell'Autorità, le modalità di consultazione degli organismi rappresentativi degli interessi destinatari degli interventi regolatori e le modalità di valutazione economica) verrà adottato l'atto di regolazione formale dell'Air con relativo manuale operativo.*

*Sulla base della procedura Air attualmente in fase di sperimentazione, il provvedimento approvato dall'Autorità viene accompagnato dalla presente relazione che ha il compito di illustrare l'iter seguito, evidenziando in particolare:*

- i riferimenti normativi generali;*
- l'ambito di intervento del provvedimento;*
- le ragioni di opportunità dell'intervento;*
- gli obiettivi dell'Autorità;*
- le opzioni di intervento, i risultati delle consultazioni e le valutazioni delle opzioni;*
- la descrizione dell'opzione preferita e la motivazione della scelta effettuata.*

## Indice

A) Contesto normativo e ragioni di opportunità dell'intervento.....	4
B) Obiettivi generali e specifici .....	8
C) Ambito di intervento .....	10
D.1) Opzioni preliminari.....	12
D.2) Selezione delle opzioni rilevanti.....	21
E) Valutazione economica delle opzioni .....	22
F) Opzione preferita .....	24
APPENDICE – Consultazioni .....	38
<i>Allegati vari</i>	

## A) Contesto normativo e ragioni di opportunità dell'intervento

### **RIFERIMENTI NORMATIVI GENERALI**

#### *Norme comunitarie / internazionali*

- Direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
- Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE

#### *Norme statali*

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
- Legge 23 agosto 2004, n. 239. Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

#### *Provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*

- Deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168, come successivamente modificata e integrata
- Documento per la consultazione 31 luglio 2003 "Proposte per la regolazione dei contratti bilaterali di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"
- Documento per la consultazione 27 novembre 2003 "Proposta di condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"
- Documento per la consultazione 19 novembre 2004 "Condizioni vigenti dall'1 gennaio 2005 per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79"
- Documento di ricognizione 1 giugno 2005 "Ricognizione in materia di registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica, nonché di diritti ed obblighi connessi con l'esecuzione di tali contratti nell'ambito del servizio di dispacciamento"
- Documento per la consultazione 4 agosto 2005 "Registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica ai fini della loro esecuzione nell'ambito del servizio di dispacciamento"
- Documento per la consultazione 16 novembre 2005 "Modifiche alla deliberazione n. 168/03 per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica ai fini della loro esecuzione nell'ambito del servizio di dispacciamento, la modifica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e la definizione di disposizioni transitorie relative all'anno 2006"

#### *Altri atti normativi*

- Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, approvato con decreto del Ministro delle Attività Produttive in data 19 dicembre 2003.

## ***CONTESTO NORMATIVO***

Il decreto legislativo 16 marzo, n. 79 (di seguito decreto legislativo n. 79/99) prevede che l'acquisto e la vendita di energia elettrica possano avvenire attraverso la contestuale presenza di un sistema delle offerte ad accesso facoltativo e di un sistema di registrazione di acquisti e vendite concluse al di fuori del medesimo sistema delle offerte (a termine). L'attività di registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica nel mercato elettrico è tipicamente inerente l'organizzazione del mercato elettrico ed è pienamente riconducibile ai compiti affidati al Gestore del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del sopra menzionato decreto legislativo n. 79/99. Ai sensi dell'articolo 5 del sopra menzionato decreto, al Gestore del mercato elettrico è infatti affidata l'organizzazione del sistema di negoziazione di energia elettrica. Tale organizzazione deve avvenire secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività.

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede, inoltre, con riferimento alla gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi di cui all'articolo 5 comma 2 del medesimo decreto, che i rapporti tra Terna ed il Gestore del mercato elettrico debbano essere inquadrati in apposite convenzioni il cui schema sia sottoposto preventivamente all'Autorità al fine di garantire la non discriminazione tra i soggetti partecipanti al mercato elettrico e i soggetti che si avvalgono di contratti bilaterali di cui all'articolo 6 del decreto legislativo n. 79/99, nonché di assicurare un'adeguata copertura degli oneri connessi a detta gestione.

L'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 prevede che il Gestore della rete di trasmissione nazionale, oggi Terna, eserciti in regime di concessione le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, e assegna all'Autorità il compito di fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento, perseguendo l'obiettivo della più efficiente utilizzazione dell'energia elettrica prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale.

In attuazione delle disposizioni sopra richiamate l'Autorità ha stabilito, prima con la deliberazione n. 95/01 e successivamente con la deliberazione n. 168/03 le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica secondo criteri di merito economico mentre Terna ha adottato, nell'abito del Codice di rete, le regole per il dispacciamento che disciplinano le modalità e le procedure per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e per l'erogazione del medesimo servizio agli utenti della rete.

Nel contesto sopra delineato l'attività di dispacciamento ha come finalità, tra le altre, quella di consentire l'esecuzione delle transazioni di acquisto e vendita di energia elettrica concluse tra gli operatori, attraverso la registrazione degli acquisti e delle vendite e dei programmi di immissione e di prelievo, garantendo la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003 prevede, inoltre, che l'Autorità svolga un'attività di monitoraggio. Si ritiene che tale attività possa essere favorita dalla semplificazione dei processi amministrativi e gestionali legati alla registrazione dei contratti di compravendita e alla loro esecuzione fisica.

## ***MOTIVAZIONI ECONOMICHE***

L'esperienza maturata nel primo anno di operatività del dispacciamento di merito economico, avviato il 1 aprile 2004 con la partecipazione dei soli utenti di dispacciamento in immissione

e solo a partire dall'1 gennaio 2005 con la partecipazione di tutti gli utenti del dispacciamento, ha fatto emergere l'esigenza di aumentare, attraverso la rimozione di alcuni vincoli e rigidità presenti nei sistemi attualmente utilizzati, la flessibilità delle piattaforme di registrazione degli acquisti e delle vendite, in particolare degli acquisti e delle vendite a termine, anche al fine di favorire lo sviluppo di mercati per la negoziazione di prodotti a termine. La necessità, ad esempio, di indicare già in fase di registrazione degli acquisti e delle vendite i punti di prelievo e di immissione con riferimento ai quali i medesimi acquisti e vendite verranno eseguiti e l'impossibilità per gli operatori in immissione (prelievo) di effettuare acquisti (vendite) nel mercato del giorno prima (MGP), sono elementi che ostacolano lo sviluppo di piattaforme per la contrattazione di prodotti a termine e pregiudicano l'efficiente funzionamento del mercato.

È altresì emersa l'esigenza di ridurre gli oneri amministrativi per gli operatori, legati all'utilizzo di differenti piattaforme, e i rischi legati alla probabilità di errori nella programmazione.

### ***MOTIVAZIONI SOCIALI***

Si riscontrano due principali esigenze di carattere sociale.

Innanzitutto è necessaria l'introduzione di un sistema di garanzie che assicuri il buon esito delle transazioni concluse dagli operatori con Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento, al fine di garantire la stabilità del sistema elettrico anche sotto il profilo economico e finanziario e l'equità del sistema, evitando che partite economiche relative a corrispettivi per il servizio in capo ad un utente insolvente diano luogo ad oneri ulteriori per gli altri utenti del sistema. Il sistema di garanzie deve essere strutturato, anche adottando opportuni meccanismi di coordinamento tra i vari sistemi di registrazione degli acquisti e delle vendite (a termine piuttosto che nell'ambito del sistema delle offerte) in maniera da contenere l'onerosità del medesimo sistema per gli utenti del servizio di dispacciamento.

In secondo luogo, le modalità di registrazione dei contratti di compravendita devono agevolare le attività svolte da Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento ai fini del mantenimento del sistema in condizioni di sicurezza.

### ***CRITICITÀ CHE L'INTERVENTO MIRA A EVITARE O RIDURRE***

All'avvio del dispacciamento di merito economico, il 1° aprile 2004, l'architettura del sistema elettrico italiano risentiva ancora dell'originaria preoccupazione di assicurare una stretta corrispondenza fra ciascuna transazione commerciale ed i corrispondenti impegni ad immettere/prelevare energia elettrica in esecuzione della medesima transazione. Tale corrispondenza, se pur necessaria con adeguato anticipo per consentire a Terna un corretto approvvigionamento delle risorse per la gestione del sistema nel tempo reale, può essere ottenuta con modalità alternative rispetto a quella previste dalla normativa vigente, con notevoli semplificazioni di carattere operativo e gestionale.

L'architettura prevista all'avvio del dispacciamento di merito economico:

- ammetteva l'accreditamento ai fini della registrazione di acquisti e vendite da parte dei soli utenti del dispacciamento, ovvero operatori titolari di un contratto di dispacciamento e quindi responsabili per punti di immissione o di prelievo; (criticità I)
- non consentiva l'aggiustamento delle posizioni tra gli operatori; non era possibile, ad esempio, registrare una vendita nel quale il soggetto venditore fosse un utente del dispacciamento in prelievo o registrare un acquisto nel quale il soggetto acquirente fosse un utente del dispacciamento in immissione; (criticità II)

- non consentiva in alcuni casi la chiusura nel MGP delle posizioni derivanti dagli acquisti e dalle vendite a termine, con la conseguente potenziale inefficienza derivante dalla programmazione degli impianti indipendentemente dal prezzo che si forma nel medesimo mercato; (criticità III)
- richiedeva l'identificazione, per ciascun acquisto o vendita registrata, dei programmi orari di immissione o di prelievo in esecuzione del medesimo acquisto o vendita già in fase di registrazione; (criticità IV)
- mancava di un sistema di garanzie efficace nel coprire Terna dai rischi commerciali connessi all'attività di dispacciamento; (criticità V).

Alcune delle rigidità sopra elencate sono state successivamente mitigate sul piano sostanziale prevedendo, con successivi interventi:

- a) la facoltà per gli utenti del dispacciamento di delegare un terzo a registrare acquisti e vendite sia a termine che nell'ambito del sistema delle offerte;
- b) la facoltà per gli operatori di mercato di ricorrere agli sbilanciamenti a programma, ovvero di cedere nel MGP eventuali acquisti non bilanciati da corrispondenti programmi di prelievo. Tale previsione, riservata agli operatori regolarmente iscritti al MGP, risolve solo parzialmente la criticità III in quanto, da un lato la decisione tra il prelievo dell'energia acquistata e la rivendita in MGP non è basata su un'indicazione di prezzo ma è effettuata ex-ante, dall'altro continua a non essere possibile per un utente del dispacciamento in immissione decidere di approvvigionarsi nel MGP dell'energia venduta a termine anziché programmarla in immissione con impianti propri, soprattutto potendo indicare un prezzo sulla base del quale effettuare tale scelta;
- c) l'introduzione della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale della domanda (PAB) nella quale gli utenti del dispacciamento in prelievo possono cedere energia elettrica ad altri utenti del dispacciamento in prelievo. L'introduzione della PAB, se da un lato risolve la criticità II, anche se limitatamente agli utenti del dispacciamento in prelievo, dall'altro introduce oneri amministrativi e gestionali per gli operatori che si trovano a gestire differenti piattaforme con tempistiche e procedure differenti. Sono inoltre emerse alcune criticità sotto il profilo della trasparenza e delle garanzie a copertura delle transazioni effettuate.

Al fine di favorire lo sviluppo di un mercato per la negoziazione di prodotti a termine e di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale è quindi imprescindibile lo sviluppo di un sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite che superi tutte le criticità evidenziate e agevoli la definizione di un adeguato sistema di garanzie.

## B) Obiettivi generali e specifici

L'autorità ritiene, alla luce delle motivazioni giuridiche, economiche e sociali sopra esposte, opportuno adottare nuove modalità di registrazione dei contratti di acquisto e di vendita di energia elettrica nell'ambito della disciplina del dispacciamento di merito economico al fine di strutturare in maniera più efficiente il sistema di registrazione attualmente vigente e di ampliare e rendere più flessibili le modalità e gli strumenti per la registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica a disposizione degli operatori di mercato.

La riconfigurazione del sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica deve inoltre essere effettuata anche al fine di consentire il superamento delle criticità evidenziate nel precedente paragrafo.

L'intervento proposto si pone l'ulteriore obiettivo di definire le condizioni essenziali per la gestione degli strumenti a garanzia del buon esito delle transazioni concluse nell'ambito del servizio di dispacciamento.

In relazione alla riconfigurazione delle modalità di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine sono identificabili gli obiettivi specifici elencati di seguito.

Per alcuni di tali obiettivi, ogni qualvolta ciò è possibile, viene identificato un indicatore utile per la valutazione quantitativa del livello di raggiungimento dell'obiettivo stesso insieme con i corrispondenti valori obiettivo.

OBIETTIVO SPECIFICO 1	INDICATORE QUANTITATIVO	VALORE – OBIETTIVO
Consentire agli operatori la chiusura delle posizioni sia bilateralmente che attraverso acquisti e vendite nel MGP		
OBIETTIVO SPECIFICO 2	INDICATORE QUANTITATIVO	VALORE – OBIETTIVO
Favorire lo sviluppo di piattaforme di negoziazione di prodotti a termine (ad esempio contratti <i>forward</i> e <i>futures</i> )	n. di piattaforme di negoziazione disponibili per gli operatori e n. di prodotti negoziati	Almeno una piattaforma entro il 2007
OBIETTIVO SPECIFICO 3	INDICATORE QUANTITATIVO	VALORE – OBIETTIVO
Favorire la creazione di un mercato a termine con orizzonte più lungo del MGP liquido e trasparente che possa rappresentare un riferimento affidabile per tutti gli operatori	liquidità del mercato	20% dell'energia scambiata a termine
OBIETTIVO SPECIFICO 4	INDICATORE QUANTITATIVO	VALORE – OBIETTIVO

Ridurre il numero di piattaforme e di transazioni necessarie alla registrazione e all'esecuzione degli acquisti e delle vendite al fine di minimizzare i costi di transazione e i rischi di errore	n. di piattaforme e n. di transazioni necessarie alla registrazione e all'esecuzione degli acquisti e delle vendite	1 piattaforma per inizio 2007
--	---	-------------------------------

## C) Ambito di intervento

### **C.1 CONFINI OGGETTIVI**

#### ***ATTIVITÀ INTERESSATE DALL'INTERVENTO***

Le attività interessate dall'intervento comprendono tutti gli elementi in cui si articola l'erogazione del servizio di dispacciamento, ovvero:

- a) la registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica e dei programmi di immissione e di prelievo in esecuzione dei medesimi acquisti e vendite;
- b) l'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento;
- c) la determinazione e la regolazione dei corrispettivi di dispacciamento.

#### ***AMBITO TERRITORIALE DI RIFERIMENTO***

L'intervento riguarda tutti i punti di immissione e di prelievo stabiliti sul territorio nazionale, nonché i punti di importazione ed esportazione in corrispondenza dei quali avviene l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da/verso paesi confinanti.

### **C.1 CONFINI SOGGETTIVI**

Al fine di identificare i confini soggettivi dell'intervento, ovvero l'insieme dei soggetti interessati dall'intervento stesso, è utile distinguere tra:

- a) destinatari diretti, che comprendono i soggetti per i quali l'impatto dell'intervento, in termini ad esempio di modifica delle attività svolte dai medesimi, è diretto;
- b) destinatari indiretti, che comprendono i soggetti che, pur non subendo un impatto diretto dall'intervento, hanno interessi in alcune fasi della filiera oggetto dell'intervento.

Tra i destinatari diretti rientrano:

- gli utenti del dispacciamento e gli operatori di mercato, ovvero i soggetti delegati da utenti del dispacciamento, in immissione; ad oggi in tali categorie rientrano circa 200 soggetti;
- gli utenti del dispacciamento e gli operatori di mercato in prelievo; ad oggi in tali categorie rientrano circa 200 soggetti;
- le imprese distributrici, oggi circa 200;
- la società Terna SpA, nella sua qualità di concessionaria dell'attività di dispacciamento;
- il Gestore del mercato elettrico SpA (di seguito: Gestore del mercato elettrico), nella sua qualità di gestore del mercato dell'energia elettrica e dei relativi servizi;
- la società Gestore del sistema elettrico – GRTN SpA, nella sua qualità di operatore di mercato dei punti di immissione corrispondenti a impianti di produzione CIP 6;
- l'Acquirente unico SpA, nella sua qualità di utente del dispacciamento dei punti di prelievo corrispondenti a clienti finali del mercato vincolato e di operatore di mercato dei punti di immissione corrispondenti a impianti di produzione d.lgs. 387/03 o l. 239/04.

Tra i destinatari indiretti rientrano:

- le società di intermediazione finanziaria, alla luce dell'auspicato sviluppo di mercati a termine legati all'acquisto e alla vendita di energia elettrica;
- gli istituti di credito, in relazione alla possibilità per tali istituti di partecipare ai meccanismi di gestione delle garanzie;
- le società che svolgono attività di sviluppo di sistemi informativi per la gestione delle transazioni di energia elettrica, in relazione all'impatto dell'intervento sui medesimi sistemi, sia con riferimento agli operatori istituzionali (Terna, il Gestore del mercato elettrico, ecc.) che agli altri soggetti interessati.

Le Amministrazioni coinvolte dall'intervento, oltre all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, comprendono, per gli aspetti di rispettiva competenza:

- l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato;
- il Ministero dello Sviluppo economico.

## D.1) Opzioni preliminari

### D.1.1 CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE OPZIONI PRELIMINARI

Come accennato in precedenza, gli elementi generali dell'assetto organizzativo del settore elettrico italiano rilevanti ai fini della disciplina del dispacciamento di merito economico sono delineati nel decreto legislativo n. 79/99.

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che l'acquisto e la vendita di energia elettrica possano avvenire secondo due modalità alternative:

- a) attraverso la contrattazione nell'ambito del sistema delle offerte gestito dal Gestore del mercato elettrico;
- b) al di fuori del medesimo sistema, ovvero attraverso la contrattazione bilaterale tra gli operatori.

La registrazione degli acquisti e delle vendite a termine, ovvero degli acquisti e delle vendite conclusi attraverso la contrattazione bilaterale al di fuori del sistema delle offerte, così come la registrazione degli acquisti e delle vendite conclusi nell'ambito del sistema delle offerte, costituisce lo strumento per l'esecuzione delle medesime transazioni e modifica gli obblighi degli operatori nei confronti del sistema elettrico, ovvero di Terna in qualità di soggetto responsabile dell'attività di dispacciamento, prefigurando un diritto per i soggetti acquirenti di disporre dell'energia elettrica acquistata e un obbligo per i soggetti venditori di rendere disponibile la medesima energia; tale attività rientra pertanto nell'attività di dispacciamento affidata a Terna dall'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 insieme alle attività connesse alla regolazione dell'immissione e del prelievo dell'energia elettrica venduta o acquistata, ovvero alla fase di esecuzione fisica degli acquisti e delle vendite conclusi nei diversi mercati (a termine, MGP, MA, MSD ex-ante e in tempo reale). Tale fase del contratto è sottratta alla disponibilità delle parti (venditore-acquirente) e può essere garantita unicamente dal soggetto responsabile della gestione complessiva dei flussi di energia elettrica a livello nazionale.

Le caratteristiche tecniche del sistema elettrico, inoltre, fanno sì che l'approvvigionamento delle risorse necessarie per garantire la sicurezza nell'ambito del servizio di dispacciamento debba essere programmato in anticipo rispetto al tempo reale, ovvero al momento temporale in cui le medesime risorse si rendono necessarie. Affinché tale attività di programmazione possa essere svolta con efficacia, è necessario che siano comunicati a Terna i programmi di immissione/prelievo di energia elettrica in esecuzione degli acquisti e delle vendite registrate entro un termine prefissato (identificato come *gate closure* e coincidente con il termine per l'invio delle offerte nel MGP). Tali programmi devono:

- essere definiti per punto di dispacciamento; tale previsione consente a Terna di valutarne correttamente l'impatto sulla sicurezza di funzionamento del sistema elettrico e di garantire la sicurezza attraverso la corretta programmazione delle risorse per il bilanciamento del sistema ed un efficace monitoraggio del comportamento degli operatori;
- essere congruenti con le reali capacità di produzione degli *asset* fisici sottostanti (unità di produzione e di consumo); tale previsione è necessaria al fine di evitare che nel sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite possano essere registrate posizioni speculative (ovvero che l'utente del dispacciamento non sarebbe in grado di coprire con le prestazioni degli *asset* fisici nella propria disponibilità) e implica che Terna mantenga un registro delle unità di produzione e di consumo recante i dati sulle effettive capacità di immissione

delle unità connesse al sistema elettrico nazionale e che proceda sistematicamente a verificare la congruenza dei programmi di immissione e di prelievo ricevuti con i dati di disponibilità di potenza delle relative unità;

- essere vincolanti; tale condizione è volta a garantire che i programmi registrati rappresentino le reali previsioni di immissione e di prelievo degli utenti del dispacciamento cui i medesimi programmi si riferiscono ed è essenziale per un'efficace ed efficiente gestione del sistema elettrico da parte di Terna.

In particolare il terzo requisito implica che ogni deviazione “volontaria” degli utenti di dispacciamento rispetto alle obbligazioni di immissione o di prelievo assunte nei confronti del Terna debba essere adeguatamente valorizzata in modo da disincentivare tale comportamento e che ogni deviazione anche involontaria sia valorizzata in modo da consentire il recupero dei costi provocati dalla deviazione stessa.

E' opportuno precisare che l'attuale architettura del mercato per il servizio di dispacciamento comporta l'esigenza per Terna di conoscere i programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle vendite e agli acquisti conclusi dagli utenti del dispacciamento solo a seguito della chiusura del mercato dell'energia, al fine di provvedere alla soluzione delle congestioni, tenendo conto del modello di rete utilizzato per il dispacciamento, alla costituzione dei margini di riserva rotante e all'approvvigionamento della riserva terziaria. Non risulta, quindi, necessario che gli operatori definiscano al momento della registrazione degli acquisti e delle vendite a termine i programmi di immissione e di prelievo in esecuzione dei medesimi acquisti e vendite con riferimento a ciascun punto di dispacciamento; tale esigenza si manifesta invece in corrispondenza del termine per l'invio delle offerte nel mercato del giorno prima in quanto, contestualmente alla determinazione dell'equilibrio del medesimo mercato e alla conseguente accettazione delle offerte di vendita e di acquisto presentate, vengono registrati anche i programmi di immissione e di prelievo in esecuzione degli acquisti e delle vendite a termine e vengono assegnati i diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

Infine un elemento essenziale di un sistema elettrico che garantisca al contempo la sicurezza e una sufficiente flessibilità dei sistemi di negoziazione, è un sistema di garanzie, sottoscritto da tutti gli operatori e che copra tutte le partite economiche che originano dalla sottoscrizione di posizioni commerciali nei mercati e dalla regolazione degli scostamenti tra posizioni commerciali e posizioni fisiche, ovvero, più in generale, nell'ambito dell'erogazione del servizio di dispacciamento.

In presenza di un sistema di garanzie che non garantisca, ad esempio, il buon esito delle transazioni connesse con l'erogazione del servizio di dispacciamento, si determinano, a seguito dell'insolvenza di un operatore nei confronti di Terna, oneri aggiuntivi a carico della medesima società e, in definitiva, degli altri operatori di mercato

Al fine di definire la migliore soluzione in relazione agli obiettivi del provvedimento è possibile raggruppare le opzioni analizzate durante il processo di consultazione distinguendo tra le opzioni relative alla definizione del sistema di garanzie per il servizio di dispacciamento da quelle relative all'implementazione del sistema di registrazione. La scelta tra le diverse opzioni può, sotto determinate condizioni, essere effettuata in maniera indipendente all'interno di ciascuno dei due raggruppamenti individuati.

Nel punto D.1.2 viene presentata l'analisi delle problematiche connesse con il sistema di garanzie a copertura del buon esito delle transazioni concluse nel mercato elettrico e vengono analizzate alcune opzioni alternative per l'implementazione del medesimo sistema.

Nel punto D.1.3 vengono, invece, analizzate le differenti opzioni presentate durante il processo di consultazione per la regolazione della registrazione degli acquisti e delle vendite e dei relativi programmi di immissione e di prelievo.

#### **D.1.2 OPZIONI RELATIVE ALLA DEFINIZIONE DEL SISTEMA DI GARANZIE**

Il sistema di garanzie deve rispondere alla duplice esigenza di ridurre il più possibile il rischio di mancata copertura dei costi del sistema o, più in generale, garantire il buon esito delle transazioni concluse dagli operatori (ivi inclusi gli operatori “istituzionali”) in caso di mancato pagamento o di fallimento di uno o più operatori, contenendo al contempo il costo complessivo per gli operatori medesimi degli strumenti di garanzia utilizzati.

Un ulteriore obiettivo, che è opportuno tenere presente anzitutto per ragioni di equità, è la corretta attribuzione delle responsabilità e dei costi del sistema elettrico, che comporta, nell’ambito della strutturazione del sistema di garanzie, il contenimento degli oneri sostenuti dagli operatori in caso di inadempimento da parte di altri operatori.

La scelta delle caratteristiche del sistema di garanzie da adottare comporta quindi il contenimento delle esigenze conflittuali sopra descritte.

La proposta di intervento oggetto della presente scheda si pone l’obiettivo di definire le caratteristiche generali del sistema di garanzie e di caratterizzarne le interazioni con le attività connesse con l’erogazione del servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alla definizione dell’esposizione degli operatori nelle varie fasi del ciclo di esecuzione delle transazioni ed in maniera indipendente dagli strumenti di garanzia che si intendano adottare.

Con ciclo di esecuzione di una transazione di compravendita di energia elettrica riferita ad un determinato periodo rilevante si indica normalmente il periodo di tempo per cui un operatore risulta esposto verso la controparte (ad esempio Terna per le partite economiche connesse ai corrispettivi di dispacciamento) per le partite economiche relative alla medesima transazione.

Nel caso, ad esempio, di una transazione di vendita conclusa da un operatore nel mercato del giorno prima con riferimento ad un determinato periodo temporale i principali eventi che modificano l’esposizione dell’operatore verso Terna e caratterizzano il ciclo di esecuzione della transazione sono, in ordine cronologico:

- la registrazione della transazione, contestuale all’accettazione dell’offerta di vendita in MGP e del relativo programma di immissione; tale evento determina l’aumento dell’esposizione dell’operatore verso Terna per un ammontare pari al quantitativo di energia elettrica oggetto della transazione valorizzato al prezzo atteso di sbilanciamento e quindi l’apertura del ciclo;
- la rilevazione dell’energia elettrica immessa in esecuzione della transazione registrata; tale evento determina la riduzione dell’esposizione dell’operatore verso Terna per un ammontare pari al quantitativo di energia elettrica immessa valorizzato al prezzo di sbilanciamento e quindi la chiusura del ciclo limitatamente ai medesimi quantitativi;
- il pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento (nel caso ad esempio l’immissione sia inferiore al programma in esecuzione della vendita registrata); tale evento determina la riduzione dell’esposizione dell’operatore verso Terna per un ammontare pari all’importo dei medesimi corrispettivi e, contestualmente, la chiusura definitiva del ciclo.

Da quanto descritto sopra appare evidente che alcuni provvedimenti volti, ad esempio, a ridurre le tempistiche necessarie per la rilevazione dell’energia elettrica immessa (e prelevata) possono comportare una riduzione della durata del ciclo di esecuzione delle transazioni, una

conseguente riduzione dell'esposizione e, in ultima analisi, la riduzione dell'ammontare di garanzie che gli operatori devono rilasciare a copertura dell'esposizione stessa, risultante dalla somma delle esposizioni relative a transazioni il cui ciclo non è ancora stato chiuso.

Sotto il profilo della ripartizione dei rischi di insolvenza tra gli operatori è possibile distinguere i sistemi di garanzie in:

- sistemi che prevedono garanzie di tipo mutualistico-assicurativo, che comportano che l'onere che si determina per effetto dell'insolvenza di un operatore venga ripartito sugli altri operatori, ad esempio mediante la costituzione di un fondo cui tutti gli operatori sarebbero tenuti a contribuire oppure mediante l'imposizione di un corrispettivo a carico dei clienti finalizzato al recupero dei costi di insolvenza sostenuti dall'operatore di sistema;
- sistemi che prevedono garanzie di tipo individuale, che prevedono l'imposizione al singolo operatore del vincolo di costituire un ammontare di garanzie che copra l'esposizione stimata del medesimo operatore.

È evidente che sistemi di tipo mutualistico comportano, a fronte di una maggiore semplicità gestionale, un minore costo per gli operatori mentre sistemi di tipo individualistico comportano una maggiore complessità, legata principalmente all'esigenza di monitorare e aggiornare con continuità l'esposizione di ciascun operatore al fine di confrontarla con la massima esposizione compatibile con l'ammontare di garanzie prestato, e, in ultima analisi, maggiori costi per gli operatori. Sono peraltro altrettanto evidenti i riflessi in termini di equità per gli operatori dei due sistemi: sotto tale profilo è certamente preferibile un sistema di tipo individualistico che limita, quando non elimina, l'impatto delle azioni di un operatore sugli altri.

L'organizzazione del sistema elettrico italiano delineata dalla normativa vigente, che prevede la presenza di un soggetto responsabile dell'attività di trasmissione e dell'attività di dispacciamento, Terna, separato dal soggetto, il Gestore del mercato elettrico, responsabile della gestione del sistema delle offerte, richiede uno stretto coordinamento tra tali soggetti anche nell'organizzazione dei rispettivi sistemi di garanzie, al fine di evitare che, nell'ambito del ciclo di esecuzione di una transazione, gli operatori si trovino esposti verso entrambi gli operatori per le stesse partite economiche con i conseguenti incrementi di costo delle garanzie prestate e al fine di mettere in atto tutti gli strumenti disponibili per consentire, ogniqualvolta ciò sia possibile la compensazione delle posizioni opposte.

#### **OPZIONE STANZA DI COMPENSAZIONE**

Le particolari caratteristiche del sistema elettrico italiano hanno portato ad analizzare in prima istanza l'opzione che prevede la presenza di una stanza di compensazione e garanzia alla quale tutti gli operatori (ivi inclusi i soggetti istituzionali) devono rivolgersi e all'interno della quale devono essere regolate le partite economiche relative all'esecuzione delle transazioni di compravendita di energia elettrica, alla compravendita di energia elettrica nel sistema delle offerte e al servizio di dispacciamento. Tale opzione presenta evidenti vantaggi in termini di standardizzazione degli strumenti di garanzia utilizzati e di compensazione delle posizioni opposte degli operatori (tutte assunte nei confronti del medesimo operatore) ma non è di semplice implementazione nel quadro normativo attuale che prevede una regolazione alquanto differente per Terna e per il Gestore del mercato elettrico. Queste considerazioni hanno evidenziato la necessità di ulteriori approfondimenti per valutare l'opportunità e la forma in cui un tale sistema potrebbe essere configurato. Considerando l'esigenza di entrata in vigore in tempi brevi del nuovo sistema, tale opzione è stata quindi momentaneamente

accantonata e, tenendo conto del sistema di garanzie definito autonomamente dal Gestore del mercato elettrico per la partecipazione al sistema delle offerte, la proposta di intervento delinea le caratteristiche del sistema di garanzie del buon esito delle transazioni con Terna relative all'erogazione del servizio di dispacciamento e all'approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio.

### **OPZIONE SISTEMA MUTUALISTICO/INDIVIDUALE**

Il sistema definito nella proposta, descritto più in dettaglio al capitolo F), è basato su garanzie di tipo individualistico. In considerazione della complessità di strutturare un insieme di regole per il monitoraggio continuo dell'esposizione degli operatori, delle problematiche relative alla disponibilità tempestiva dei dati di misura necessari alla chiusura dei cicli di esecuzione delle transazioni e dell'esigenza di contenere i costi del sistema di garanzie per gli operatori, è stata introdotta una componente di carattere mutualistico, nella forma di un corrispettivo a carico degli operatori a copertura di eventuali oneri che dovessero emergere per effetto dell'insolvenza degli utenti del dispacciamento non coperta dal sistema di garanzie di tipo mutualistico.

### **D.1.3 OPZIONI RELATIVE ALLA REGISTRAZIONE DEGLI ACQUISTI E DELLE VENDITE E DEI RELATIVI PROGRAMMI DI IMMISSIONE E DI PRELIEVO**

Nel seguito vengono descritte e analizzate le differenti opzioni considerate e proposte nell'ambito del processo di consultazione relative alla registrazione degli acquisti e delle vendite e dei relativi programmi di immissione e di prelievo.

#### **OPZIONE ZERO**

##### **Mantenimento del sistema vigente**

Il quadro regolatorio vigente per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica definito dalla deliberazione 168/03 è stato costruito in modo da rispondere all'esigenza di assicurare una stretta corrispondenza fra ciascuna posizione commerciale sottoscritta dagli operatori e i rispettivi programmi fisici di immissione e di prelievo di energia elettrica presentati a Terna ai fini del dispacciamento.

Nel sistema vigente, Terna assegna a ciascun utente del dispacciamento uno o più punti di dispacciamento in immissione o in prelievo (ciascuno dei quali costituisce un aggregato di punti fisici di immissione o di prelievo nella titolarità dell'utente e appartenenti alla medesima zona). I punti di dispacciamento rappresentano, di fatto, altrettanti conti su cui sono imputate le posizioni commerciali assunte dagli operatori e su cui sono calcolati gli scostamenti tra posizioni commerciali e posizioni fisiche (sbilanciamenti effettivi).

I soggetti abilitati a concludere e a registrare presso Terna acquisti e vendite di energia elettrica sono qualificati operatori di mercato. La qualifica di operatore di mercato presuppone, da un lato, il previo possesso della qualifica di utente del dispacciamento o di una apposita delega di un utente del dispacciamento ad operare sui punti di dispacciamento nella sua titolarità, dall'altro, l'iscrizione in un apposito registro tenuto da Terna.

Gli acquisti e le vendite di energia elettrica devono, ai fini della loro esecuzione fisica e per consentire la programmazione dell'approvvigionamento delle risorse su MSD, essere comunicati a Terna con sufficiente anticipo, utilizzando l'apposita piattaforma per la registrazione di contratti bilaterali (Piattaforma Bilaterali - PB).

L'esigenza di assicurare una stretta corrispondenza fra posizioni commerciali e fisiche è soddisfatta con la previsione che ciascuna obbligazione commerciale, corrispondente a un contratto di compravendita registrato presso Terna, debba essere registrata indicando i quantitativi orari relativi a ciascun punto di dispacciamento in immissione (per le transazioni in vendita) e a ciascun punto di dispacciamento in prelievo (per le transazioni in acquisto), ovvero prevedendo l'obbligo di associare, già in fase di registrazione, ciascuna transazione commerciale ai punti di immissione o di prelievo cui la transazione è riferita. Questo obbligo aumenta la complessità della registrazione delle transazioni ai fini della loro esecuzione e dell'organizzazione di piattaforme per la negoziazione di prodotti a termine; comporta inoltre la limitazione della possibilità di registrare vendite di energia elettrica solo agli operatori titolari di punti di immissione e di registrare acquisti di energia elettrica solo agli operatori titolari di punti di prelievo.

Il sistema attuale prevede, inoltre, che, con riferimento a ciascuna transazione a termine registrata, la somma dei corrispondenti programmi di immissione sia pari alla somma dei corrispondenti programmi di prelievo, ovvero rende impossibile per gli operatori la chiusura nel mercato dell'energia di posizioni assunte a termine.

Le rigidità sopra esposte sono state mitigate nella fase di avvio del sistema introducendo:

- a) la facoltà per i titolari dei punti fisici di immissione e di prelievo di delegare, attraverso un mandato senza rappresentanza, un terzo a sottoscrivere per loro conto un contratto di dispacciamento;
- b) la facoltà per gli utenti del dispacciamento di dichiarare programmi di prelievo superiori alla capacità effettiva di prelievo degli *asset* fisici sottostanti;
- c) la facoltà per gli operatori di mercato acquirenti di aggiustare le proprie posizioni commerciali attraverso la cessione dell'energia elettrica acquistata a termine nel MGP, pur non essendo i medesimi operatori titolari di impianti di produzione;
- d) la possibilità di registrare acquisti e vendite di energia elettrica nei quali sia l'operatore venditore che l'operatore acquirente siano utenti del dispacciamento in prelievo attraverso l'uso della piattaforma per la variazione dei programmi di prelievo (PAB – piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda).

Il primo fattore ha permesso ai clienti grossisti e ai produttori di sostituirsi ai clienti finali nella gestione dei loro rapporti con Terna relativamente ai punti di prelievo.

Il secondo fattore ha trasformato i punti di dispacciamento in prelievo in punti virtuali eliminando i legami con l'effettiva capacità di prelievo dei punti fisici sottostanti, rendendo di fatto possibile per un operatore acquistare energia elettrica indipendentemente dalle caratteristiche degli *asset* fisici nella propria disponibilità.

Gli ultimi due fattori hanno ridotto ulteriormente le rigidità del sistema consentendo ai titolari di punti di dispacciamento in prelievo di operare su tali punti non solo in acquisto, ma altresì in vendita. Dall'1 gennaio 2005, infatti, con l'introduzione dell'istituto dello sbilanciamento a programma e della piattaforma per la variazione dei programmi di prelievo, gli operatori di mercato acquirenti possono acquistare più di quanto siano in condizione fisicamente di prelevare, per poi rivendere l'eccedenza sul MGP, comunicando, con riferimento ad un contratto bilaterale registrato, programmi di prelievo complessivamente inferiori ai programmi di immissione, o bilateralmente attraverso la PAB, comunicando nella piattaforma bilaterale programmi di prelievo superiori ai prelievi previsti per poi vedere il programma ridotto in corrispondenza ai quantitativi di energia elettrica ceduti sulla PAB.

Più precisamente, lo sbilanciamento a programma consente ad un soggetto operante su un punto di dispacciamento in prelievo di presentare, in esecuzione di un contratto bilaterale

registrato, un programma di prelievo inferiore al programma commerciale di acquisto (corrispondente quest'ultimo al programma di immissione presentato dalla controparte contrattuale), cedendo così, di fatto, la differenza su MGP al prezzo unico nazionale (tutto ciò a patto che tale soggetto sia un operatore di mercato ammesso ad operare nel sistema delle offerte).

La piattaforma per la variazione dei programmi di prelievo consente invece ad un soggetto operante su un punto di dispacciamento in prelievo di cedere bilateralmente ad un altro soggetto operante su un diverso punto di dispacciamento in prelievo un quantitativo di energia elettrica con riferimento al medesimo punto di prelievo. Il sistema non effettua alcuna verifica che i quantitativi di energia elettrica ceduti sulla PAB con riferimento ad un punto di prelievo siano coerenti con i programmi di prelievo accettati in precedenza per il medesimo punto.

L'utilizzo di diverse piattaforme per la comunicazione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle transazioni commerciali registrate, sebbene funzionale a consentire il superamento delle difficoltà rilevate compatibilmente con le tempistiche previste per l'avvio del sistema, oltre ad aumentare la complessità del sistema, ha però ulteriormente accentuato alcune criticità già esistenti. Innanzitutto la verifica della congruità fra programmi di immissione e di prelievo con l'effettive capacità fisiche di immettere e prelevare energia elettrica risulta ancora più difficoltosa aumentando, conseguentemente, la vulnerabilità del sistema in termini di sicurezza. In secondo luogo, è aumentato, anche per la mancanza di un sistema di garanzie adeguato, il rischio di controparte a cui l'intero sistema risulta sottoposto.

## **OPZIONE PRELIMINARE A**

### **Scheduling coordinator**

Il documento di ricognizione 1 giugno 2005 ed i successivi documenti per la consultazione delineano tre possibili opzioni per la riconfigurazione del sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica. La prima configurazione propone l'introduzione di un sistema strutturato per conti, intestati agli utenti di dispacciamento, dove un unico soggetto è incaricato di gestire separatamente l'attività di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e l'attività di raccolta dei programmi di immissione e di prelievo relativi ai suddetti conti.

Nello schema proposto, a ciascun utente del dispacciamento è intestato un Conto Energia a Termine e un Conto di sbilanciamento effettivo. Nel Conto Energia a Termine vengono registrati:

1. gli acquisti e le vendite a termine di energia elettrica;
2. i programmi di immissione e di prelievo.

Nel conto di sbilanciamento effettivo sono registrate, per ciascun punto di dispacciamento cui il conto si riferisce, le differenze tra programmi (posizioni commerciali) e immissioni /prelievi effettivi (posizioni fisiche).

La registrazione degli acquisti e delle vendite a termine nel conto energia deve essere completata entro la chiusura del mercato del giorno prima (*gate closure*) e può essere effettuata anche da soggetti delegati dall'utente del dispacciamento, denominati operatori di mercato. Gli operatori di mercato, nella configurazione proposta, sono esclusivamente delegati a movimentare (registrare acquisti e vendite) il conto energia cui la delega si riferisce.

In alternativa a quanto sopra descritto, il contenuto della delega rilasciata dagli utenti del dispacciamento può essere esteso e rafforzato, consentendo agli operatori di mercato di

diventare, di fatto, utilizzatori di una quota dell'impianto cui la delega si riferisce. In tal caso operatori di mercato diventerebbero a tutti gli effetti intestatari di un conto energia.

La validità degli acquisti e delle vendite a termine è subordinata al rispetto delle seguenti condizioni:

- a) sono registrati solo acquisti e vendite nel loro insieme bilanciati;
- b) le posizioni prese dagli operatori a seguito della registrazione di acquisti e vendite devono essere compatibili con l'effettiva capacità di immissione degli operatori nonché con le garanzie finanziarie prestate dai medesimi. Tale vincolo è necessario ad evitare, da un lato, che il sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine si trovi a gestire transazioni in vendita superiori alle potenzialità degli impianti di produzione (posizioni speculative) e, dall'altro, che la registrazione di acquisti e vendite possa rendere vulnerabile il sistema in caso di insolvenza degli operatori.

Prima della chiusura del MGP gli intestatari dei conti sono tenuti a comunicare, per l'insieme dei punti di immissione/prelievo cui il conto energia è riferito, i programmi di immissione e di prelievo in esecuzione degli acquisti e delle vendite a termine registrati. Per ciascun conto la somma dei programmi di immissione e di prelievo deve corrispondere alla somma delle obbligazioni commerciali registrate sul medesimo conto.

Il Gestore del mercato elettrico è in tale configurazione l'unico soggetto responsabile dell'attività di registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica (a termine e su MGP), nonché della raccolta e trasmissione a Terna dei programmi di immissione e prelievo relativi ai suddetti acquisti e vendite.

Gli obblighi di immissione /prelievo conseguenti alla registrazione di un insieme di acquisti e vendite, possono essere modificati:

- in fase di registrazione delle posizioni commerciali, ad esempio, acquistando da terzi parte dell'energia elettrica relativa ad una vendita precedentemente registrata, modificando gli obblighi in immissione o in prelievo conseguenti;
- per gli operatori di mercato iscritti a IPEX, specificando un prezzo di riferimento per ciascun programma presentato. La possibilità di specificare un prezzo con riferimento a ciascun programma presentato rende di fatto ammissibile che i programmi comunicati possano essere differenti dalle obbligazioni commerciali registrate. Qualora il prezzo risultante in esito al mercato del giorno prima sia, infatti, inferiore a quello specificato in corrispondenza, ad esempio, di un programma di immissione, l'utente del dispacciamento riacquisterà l'energia elettrica corrispondente al programma dal Gestore del mercato elettrico al prezzo di MGP. Viceversa se il prezzo risultante dal mercato del giorno prima è superiore il programma viene accettato senza dare seguito alla regolazione di partite economiche con il Gestore del mercato elettrico.

## **OPZIONE PRELIMINARE B**

### **Certificati al portatore**

La seconda configurazione proposta durante il processo di consultazione prevede l'emissione, da parte di Terna, di un ammontare di certificati al portatore a favore dei titolari di impianti di produzione di energia elettrica (utenti del dispacciamento), ciascuno dei quali reca l'obbligazione di immettere un determinato ammontare di energia elettrica in una specifica ora. I certificati sono riferiti e rilasciati agli utenti del dispacciamento e sono trasferibili a differenti utenti del dispacciamento con successivi passaggi. Ogni utente del dispacciamento in prelievo è autorizzato registrare, entro la *gate closure*, un acquisto per un

ammontare equivalente al numero di certificati che ha acquistato, che vengono annullati contestualmente alla registrazione.

Nel caso di emissione di certificati al portatore, la garanzia che ad una posizione commerciale in acquisto registrata presso Terna corrisponda un equivalente impegno ad immettere energia elettrica nel sistema deriva dalla validità del certificato di produzione che viene annullato presso Terna. È il certificato, quindi, che consente di fare risalire l'obbligo di immissione corrispondente al certificato medesimo all'utente del dispacciamento in immissione che lo ha emesso.

### **OPZIONE PRELIMINARE C**

#### **Soluzione aperta**

Tale configurazione, rispetto alla precedenti opzioni preliminari A e B, costituisce una variante dell'opzione A, rispetto alla quale introduce la possibilità per gli operatori di sviluppare una pluralità di sistemi di negoziazione a termine le cui transazioni possano essere successivamente registrate presso Terna. Il vincolo di garantire, al momento della registrazione presso Terna, la congruità delle vendite registrate con la capacità fisica di immettere l'energia elettrica in esito alle medesime vendite (assicurato in entrambe le configurazioni sopra descritte) potrebbe costituire un limite allo sviluppo di piattaforme per la negoziazione di energia elettrica a termine.

Il primo vincolo è la limitazione, immediatamente conseguente alla natura "fisica" della piattaforma di registrazione, all'operatività sulla medesima piattaforma ai soli utenti del dispacciamento o ad operatori che operino per conto dei medesimi utenti. Per favorire lo sviluppo di piattaforme per la negoziazione di energia elettrica a termine è viceversa opportuno che alla negoziazione possano partecipare anche operatori diversi dagli utenti del dispacciamento; è quindi necessario che, ad esempio, un operatore che abbia effettuato una vendita sulla medesima piattaforma possa "richiudere", attraverso il soggetto che gestisce la piattaforma di negoziazione, la propria posizione riacquistando l'energia elettrica venduta (l'operatore in questione potrebbe, ad esempio, non essere utente del dispacciamento e pertanto non essere titolato a registrare transazioni su alcun conto). In assenza di opportune previsioni, il soggetto che gestisce la piattaforma di negoziazione potrebbe trovarsi nell'impossibilità di registrare l'insieme degli acquisti e vendite risultanti da una sessione di contrattazione e nella necessità di agire ex-post modificando gli esiti della medesima sessione; tale situazione si verificherebbe ogni volta che le vendite e gli acquisti risultanti non fossero compatibili con le capacità di immissione o di prelievo nella titolarità degli operatori cui le medesime vendite o acquisti si riferiscono.

Al fine di favorire lo sviluppo di piattaforme per la negoziazione di energia elettrica a termine, l'Autorità ha proposto di riconoscere ad operatori dotati di particolari requisiti di solvibilità e onorabilità (definiti dalla medesima Autorità) la possibilità di essere titolari di un Conto Energia a Termine pur non essendo titolari di punti di immissione e di prelievo. Su tale Conto di sbilanciamento a programma dovrebbe essere possibile registrare acquisti e vendite senza che sia richiesto il rispetto del vincolo di congruità tra posizioni commerciali e fisiche.

## D.2) Selezione delle opzioni rilevanti

### Prospetto sintetico delle opzioni preliminari

La tabella seguente riporta una sintetica comparazione delle opzioni analizzate con riferimento a ciascuno degli obiettivi specifici individuati e alle criticità per gli operatori.

	<b>Opzione zero</b>	<b>Opzione preliminare A</b>	<b>Opzione preliminare B</b>	<b>Opzione preliminare C</b>
<b>Efficacia</b>				
< Obiettivo specifico 1	--	+	+	+
< Obiettivo specifico 2	-	-	+	++
< Obiettivo specifico 3	-	+	+	+
< Obiettivo specifico 4	-	+	~	+
...				
<b>Criticità</b>				
Destinatari diretti	MA	MB	B	MB
Destinatari indiretti	B	B	B	B
Pubblica amministraz.	A	B	B	B
...				

## E) Valutazione economica delle opzioni

### Premessa

Poiché l'intervento proposto non ha ad oggetto direttamente la regolazione tecnico economica del servizio di dispacciamento ma è volto a disciplinare le modalità per la registrazione delle transazioni tra gli operatori, non è direttamente applicabile una valutazione di carattere economico in senso stretto delle opzioni proposte; è possibile invece, ed è quanto viene proposto di seguito, analizzare le caratteristiche e le principali criticità delle opzioni proposte, anche dal punto di vista del loro impatto economico sui soggetti interessati.

I principali aspetti di carattere economico, relativi a ciascuna delle opzioni proposte, che hanno un potenziale impatto sugli operatori riguardano:

- a. i costi legati alle modifiche alle piattaforme informatiche per la gestione delle transazioni; tali costi sono sostenuti sia dai soggetti istituzionali (Terna, GME, imprese distributrici) per la predisposizione delle piattaforme informatiche per la registrazione degli acquisti e delle vendite e dei relativi programmi di immissione e di prelievo, che dagli operatori (utenti del dispacciamento, operatori di mercato) per l'adeguamento dei sistemi informatici per l'interfacciamento con le piattaforme di registrazione;
- b. i vantaggi economici per gli operatori legati alla flessibilità del sistema di registrazione (modalità e tempistica per lo scambio delle informazioni, flessibilità del sistema a recepire modifiche proposte dagli operatori alle transazioni inserite);
- c. i vantaggi economici per il sistema legati alla possibilità per gli operatori di chiudere le proprie posizioni commerciali;
- d. i vantaggi economici indiretti per il sistema, legati allo sviluppo di un mercato a termine liquido e trasparente;
- e. i costi per il sistema elettrico legati al rischio di insolvenza degli operatori rispetto alle obbligazioni conseguenti alla registrazione di acquisti e vendite;
- f. i costi per gli operatori legati al rilascio di adeguate garanzie a copertura delle transazioni registrate.

L'impatto di tali aspetti, pur difficilmente quantificabile con precisione, può essere valutato qualitativamente in relazione a ciascuna delle opzioni proposte ed in particolare in maniera relativa tra le diverse opzioni. Tale valutazione relativa, riportata di seguito, risulta sufficientemente indicativa ai fini della scelta dell'opzione definitiva.

### Opzione zero

Come accennato nella prima parte della scheda, l'opzione zero, costituita dal sistema attualmente in vigore presenta, accanto all'unico elemento positivo costituito dall'assenza di costi legati alla modifica delle piattaforme informatiche (lettera a. che precede), notevoli elementi di criticità in relazione agli aspetti sopra riportati, principalmente:

- la rigidità legata all'impossibilità per gli operatori di chiudere, in alcuni casi, la propria posizione sul MGP comporta potenziali notevoli inefficienze nella selezione degli impianti di produzione chiamati ad immettere energia elettrica in ciascun periodo rilevante;

- la mancanza di un adeguato sistema di garanzie, e la difficoltà nella sua introduzione legata principalmente alla presenza di differenti piattaforme per la registrazione di acquisti e vendite, determina un rischio di insolvenza potenzialmente molto elevato (non limitato all'esposizione fisica degli operatori, ovvero all'esposizione che gli operatori possono assumere in relazione alla propria capacità di immissione e di prelievo);
- la necessità di indicare i programmi di immissione e di prelievo con riferimento a ciascun acquisto/vendita aumenta il numero di transazioni informatiche e quindi il costo dei relativi sistemi.

Gli elementi sopra riportati portano a ritenere non perseguibile il mantenimento dell'opzione zero e quindi alla necessità di una sua profonda revisione.

### **Opzione preliminare A**

L'opzione preliminare A, pur richiedendo alcune modifiche delle piattaforme informatiche da parte sia degli operatori istituzionali che degli operatori di mercato, presenta aspetti positivi in relazione a:

- maggiore flessibilità per gli operatori nella chiusura delle proprie posizioni commerciali e nella programmazione delle risorse e conseguente maggior efficienza nella selezione degli impianti;
- semplificazione e razionalizzazione delle piattaforme per la registrazione degli acquisti e delle vendite a termine;
- facilitazione nell'introduzione di un adeguato sistema di garanzie a copertura del rischio di insolvenza degli operatori.

Le modifiche richieste non alterano peraltro in maniera sostanziale i flussi informativi tra gli operatori, richiedendo pertanto costi limitati di adeguamento delle piattaforme informatiche.

### **Opzione preliminare B**

L'opzione preliminare B ha effetti paragonabili all'opzione preliminare A in relazione agli obiettivi di introduzione e gestione del sistema di garanzie e di razionalizzazione delle piattaforme informatiche. Presenta tuttavia alcune rigidità legate all'esigenza di definire a priori la tipologia dei certificati resi disponibili dal sistema e richiede modifiche più significative alle piattaforme informatiche esistenti.

### **Opzione preliminare C**

L'opzione preliminare C presenta caratteristiche sostanzialmente analoghe all'opzione A in relazione alla maggior parte degli aspetti sopra elencati; a fronte di una maggiore complessità gestionale da parte di Terna, consente però maggiore flessibilità dell'opzione A, consentendo la registrazione delle transazioni da parte di più operatori (potenzialmente tutti gli utenti del dispacciamento) e quindi lo sviluppo di diverse e indipendenti piattaforme per la negoziazione di prodotti a termine, aspetto che rappresenta uno degli obiettivi principali dell'intervento.

## F) Opzione preferita

### F.1 MOTIVAZIONI DELLA SCELTA

A seguito del processo di consultazione con gli operatori e sulla base delle considerazioni sopra riportate, la soluzione scelta per l'implementazione del sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e proposta nell'ultimo documento per la consultazione è quella descritta nell'opzione C.

L'opzione zero è stata scartata in quanto ritenuta non adeguata in relazione agli obiettivi minimi alla base dell'intervento proposto; è stato peraltro riscontrato un generale accordo degli operatori in tal senso.

Le differenze tra le altre opzioni preliminari proposte sono minori se paragonate alle differenze rispetto all'opzione zero di partenza, anche tenendo presente che per molti elementi strutturali delle opzioni preliminari può essere adottata una implementazione comune a tutte le opzioni.

L'opzione B è stata scartata, anche a seguito dello scarso riscontro ricevuto dagli operatori, soprattutto in relazione all'entità delle modifiche richieste ai sistemi informatici e alle procedure attualmente utilizzate a fronte della mancanza di elementi chiari di vantaggio di tale opzione rispetto alle altre opzioni alternative proposte.

Infine tra l'opzione A e l'opzione C è stata preferita quest'ultima in quanto, a fronte di simili costi di implementazione, garantisce una maggiore flessibilità per gli operatori e semplifica le modalità per l'introduzione di nuove piattaforme di negoziazione di prodotti a termine.

In relazione, invece, al sistema di garanzie, la scelta si è rivolta ad un sistema di tipo individualistico. Come accennato in precedenza, in considerazione della complessità di strutturare un insieme di regole per il monitoraggio continuo dell'esposizione degli operatori, delle problematiche relative alla disponibilità tempestiva dei dati di misura necessari alla chiusura dei cicli di esecuzione delle transazioni e dell'esigenza di contenere i costi del sistema di garanzie per gli operatori, è stata introdotta una componente di carattere mutualistico, nella forma di un corrispettivo a carico degli operatori a copertura di eventuali oneri che dovessero emergere per effetto dell'insolvenza degli utenti del dispacciamento non coperta dal sistema di garanzie di tipo mutualistico.

### F.2 DESCRIZIONE DELL'OPZIONE PREFERITA E DELL'INTERVENTO PROPOSTO

Nel presente paragrafo vengono descritte in dettaglio le previsioni oggetto di revisione nell'ambito dell'intervento proposto, relative all'erogazione del servizio di dispacciamento e all'approvvigionamento delle risorse per il medesimo servizio.

#### F.2.1 Ambito soggettivo

I soggetti principalmente interessati dall'intervento proposto sono:

- a) gli *utenti del dispacciamento*, termine utilizzato per indicare i soggetti titolari di punti di immissione e di prelievo tenuti a stipulare con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento; tali soggetti sono responsabili delle immissioni e dei prelievi delle unità nella loro titolarità e delle regolazione economica con Terna degli sbilanciamenti effettivi, ovvero delle partite corrispondenti alle deviazioni tra le immissioni e i prelievi effettivi e i rispettivi programmi di immissione e di prelievo corrispondenti agli acquisti e alle vendite conclusi nei mercati dell'energia e nel mercato per il servizio di dispacciamento;

- b) gli *operatori di mercato*, termine utilizzato per indicare i soggetti abilitati alla registrazione di acquisti e vendite e dei relativi programmi di immissione e di prelievo sia a termine che nei mercati dell'energia; la qualifica di operatore di mercato è attribuita a tutti gli utenti del dispacciamento e ai soggetti da questi delegati. L'esigenza di garantire che gli acquisti e le vendite registrate ed i corrispondenti programmi di immissione siano sempre compatibili con le effettive capacità di immissione delle unità di produzione viene soddisfatta prevedendo che la capacità complessiva per cui può venire rilasciata delega con riferimento a ciascuna unità di produzione sia complessivamente inferiore alla corrispondente capacità di immissione. La qualifica di operatore di mercato può essere attribuita anche a operatori che non siano ammessi al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato; alcune possibilità previste, quale quella di richiusura delle posizioni commerciali assunte a termine nel mercato del giorno prima, sono tuttavia consentite solo agli operatori ammessi al medesimo mercato.
- Tra gli operatori di mercato è prevista la presenza di *operatori di mercato qualificati* che, in virtù di specifici requisiti di solvibilità e onorabilità, sono abilitati a registrare vendite pur senza essere titolari di punti di dispacciamento in immissione, previa la prestazione di adeguati strumenti di garanzia verso il Gestore del mercato elettrico (nella sua qualità di soggetto gestore del sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e del MGP, nel quale le posizioni corrispondenti agli acquisti netti o alle vendite nette dell'operatore di mercato qualificato dovranno essere "chiuse"); tale previsione è necessaria al fine di favorire lo sviluppo di piattaforma di negoziazione di prodotti a termine connessi al mercato dell'energia elettrica;
- c) *Terna*, in qualità di responsabile dell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e dell'erogazione del medesimo servizio, ivi inclusa la registrazione degli acquisti e delle vendite e dei programmi di immissione e di prelievo e la regolazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento;
- d) il *Gestore del mercato elettrico*, che, in qualità di soggetto responsabile dell'organizzazione del mercato elettrico, svolge diverse funzioni per conto di Terna, quali la registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei programmi di immissione e di prelievo e l'assegnazione dei diritti ad immettere e prelevare energia elettrica; la previsione che tali funzioni siano svolte dal Gestore del mercato elettrico per conto di Terna, peraltro già prevista per analoghe funzioni dalla deliberazione n. 168/03, si rende opportuna per garantire una gestione unitaria delle piattaforme per la registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e delle piattaforme di mercato e per consentire una migliore gestione del rischio con il conseguente contenimento dei costi dei sistemi di garanzie. Le modalità procedurali per la registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e dei programmi C.E.T. di immissione e di prelievo sono definite dal Gestore del mercato elettrico in un apposito regolamento (nel seguito indicato come Regolamento).

## **F.2.2 Registrazione degli acquisti e delle vendite e dei relativi programmi di immissione e di prelievo**

Ai fini dell'esecuzione fisica delle transazioni concluse sia nel sistema delle offerte che al di fuori del medesimo, è necessario che le medesime transazioni, ovvero i corrispondenti acquisti e vendite, siano registrate, insieme con i relativi programmi di immissione e di prelievo.

Nell'ambito dell'intervento proposto il termine "registrazione" è utilizzato ad indicare il momento in cui l'oggetto della registrazione (un acquisto, una vendita, un programma di immissione o di prelievo) viene accettato dal sistema; contestualmente alla registrazione si determinano i diritti e gli obblighi connessi all'oggetto della registrazione stessa, ovvero:

- per l'operatore di mercato responsabile di una vendita a termine registrata, l'obbligo di immettere o di riacquistare (a termine, sui mercati dell'energia, sul mercato per il servizio di dispacciamento o da Terna a titolo di sbilanciamento effettivo) l'energia elettrica venduta;
- per il l'operatore di mercato responsabile di un acquisto a termine registrato, il diritto di prelevare o di rivendere (a termine, sui mercati dell'energia, sul mercato per il servizio di dispacciamento o a Terna a titolo di sbilanciamento effettivo) l'energia elettrica acquistata;
- per l'utente del dispacciamento responsabile di un programma vincolante modificato e corretto di immissione (ovvero il programma risultante in esito a tutti i mercati e agli ordini di dispacciamento in tempo reale di Terna), l'obbligo di immettere o di riacquistare da Terna a titolo di sbilanciamento effettivo l'energia elettrica corrispondente al programma.
- per l'utente del dispacciamento responsabile di un programma vincolante modificato di prelievo (ovvero il programma risultante in esito a tutti i mercati), il diritto di prelevare o di rivendere a Terna a titolo di sbilanciamento effettivo l'energia elettrica corrispondente al programma.

Con il termine “*gate closure*” nel seguito viene indicato il termine per la registrazione degli acquisti e delle vendite a termine e per l'invio delle offerte di acquisto e di vendita nel MGP; tale termine è fissato dalla normativa alle ore 9:00 del giorno precedente a quello cui gli acquisti e le vendite si riferiscono.

I principali elementi innovativi dell'intervento proposto rispetto alla disciplina vigente relativa alla registrazione delle transazioni concluse al di fuori del sistema delle offerte riguardano:

- a) la possibilità di registrare acquisti e vendite a termine con anticipo rispetto alla *gate closure*<sup>1</sup> senza la necessità di indicare in fase di registrazione i programmi di immissione o di prelievo corrispondenti ai medesimi acquisti e vendite; le esigenze legate al monitoraggio dell'esposizione verso Terna degli operatori rendono comunque necessaria l'identificazione degli utenti del dispacciamento responsabili dell'esecuzione fisica, ovvero della programmazione e dell'immissione o del prelievo dell'energia elettrica corrispondente, degli acquisti e delle vendite a termine registrate;
- b) la possibilità, limitata agli operatori di mercato ammessi al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato, di presentare programmi C.E.T. di immissione e di prelievo, ovvero programmi in esecuzione degli acquisti e delle vendite a termine registrate, indicando un prezzo. I programmi C.E.T. di immissione e di prelievo sono trattati all'interno del MGP analogamente alle offerte presentate nel medesimo mercato, utilizzando il prezzo indicato dall'operatore di mercato per la determinazione dell'ordine di merito e l'accettazione delle offerte; il prezzo associato a ciascun programma C.E.T. di immissione rappresenta il minimo prezzo di vendita che deve risultare nel MGP nella zona in cui il punto di dispacciamento cui il programma si riferisce è localizzato affinché il medesimo programma venga accettato e il prezzo associato a ciascun programma C.E.T. di prelievo rappresenta il massimo prezzo di acquisto che deve risultare nel MGP affinché il medesimo programma venga accettato. Tale previsione consentendo l'aggiustamento nel MGP delle posizioni degli operatori che abbiano concluso acquisti e vendite a termine, garantisce l'efficienza dell'esito del medesimo mercato;
- c) l'introduzione di un sistema per il monitoraggio dell'esposizione degli operatori verso Terna e verso il Gestore del mercato elettrico relativa alle partite economiche connesse all'erogazione

---

<sup>1</sup> In linea di principio non vi sono limiti all'anticipo con cui deve essere consentito registrare un acquisti e vendite a termine rispetto alla *gate closure* relativa ai periodi rilevanti cui i medesimi acquisti e vendite si riferiscono; considerazioni legate all'esposizione complessiva degli operatori di mercato e degli utenti del dispacciamento - tenendo presente che tanto maggiore è l'anticipo con cui una transazione viene registrata, tanto maggiore è la durata del ciclo di esecuzione della medesima e, di conseguenza, l'esposizione dell'operatore cui la transazione in vendita si riferisce - possono portare a contenere tale anticipo al fine di contenere i costi delle garanzie.

dei servizi di dispacciamento ed in particolare al corrispettivo di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel MGP e dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo.

Al fine di garantire la coerenza del sistema di registrazione con le altre piattaforme di mercato e di consentire al GME la necessaria flessibilità nell'identificazione delle caratteristiche della sistema stesso, l'intervento prevede che il GME definisca l'architettura della piattaforma attraverso un apposito regolamento approvato dall'Autorità.

Nel seguito del presente paragrafo si analizza l'architettura del sistema per la registrazione delle posizioni commerciali (acquisti e vendite) e fisiche (programmi di immissione e di prelievo) degli operatori, con particolare riguardo alle modalità e ai tempi con cui tali registrazioni devono essere effettuate e ai diritti e obblighi connessi.

#### *F.2.2.1 Conto Energia a Termine e Conto di Sbilanciamento Effettivo*

Al fine di consentire la contabilizzazione delle posizioni fisiche e commerciali degli operatori connesse con gli acquisti e le vendite a termine e del monitoraggio delle corrispondenti esposizioni verso il Gestore del mercato elettrico e verso Terna vengono introdotti due conti:

- a) il Conto Energia a Termine, per la contabilizzazione delle posizioni degli operatori di mercato nei confronti del GME, relative agli acquisti e alle vendite a termine;
- b) il Conto di Sbilanciamento Effettivo, per la contabilizzazione delle posizioni degli operatori nei confronti di Terna, relative ai corrispettivi di sbilanciamento.

Nei conti vengono registrate le quantità di energia elettrica corrispondenti agli acquisti e alle vendite a termine e ai relativi programmi; per ciascun conto è possibile definire un saldo fisico, pari alla somma algebrica dei quantitativi di energia elettrica corrispondenti a ciascuna registrazione, e un saldo economico, ottenuto sommando alla valorizzazione dei medesimi quantitativi i pagamenti effettuati dagli operatori.

Il saldo economico di ciascun Conto Energia a Termine misura l'esposizione di ciascun operatore nei confronti del Gestore del mercato elettrico relativa agli acquisti e le vendite a termine registrate nel medesimo conto, mentre il saldo economico del Conto di Sbilanciamento Effettivo misura l'esposizione di ciascun operatore nei confronti di Terna relativa ai corrispettivi di sbilanciamento.

#### *Conto Energia a Termine*

Il Gestore del mercato elettrico intesta a ciascun operatore di mercato uno o più Conti Energia a Termine in cui vengono registrati, per ciascun periodo rilevante:

- acquisti e le vendite a termine;
- programmi C.E.T. di immissione e di prelievo.

Al fine di consentire il monitoraggio dell'esposizione di ciascun operatore di mercato nei confronti del Gestore del mercato elettrico e di Terna in relazione alla registrazione di acquisti e vendite a termine e al fine di garantire il rispetto del vincolo che prevede che l'insieme delle vendite registrate non possa essere mai superiore alla capacità fisica di immissione per cui l'operatore di mercato ha ricevuto delega, è necessaria l'attribuzione convenzionale di ciascun acquisto e di ciascuna vendita registrati ad un insieme di punti di dispacciamento in immissione o in prelievo che abbiano caratteristiche omogenee in termini di:

- utente del dispacciamento titolare dei punti; tale caratteristica è necessaria ai fini dell'individuazione sia dell'utente del dispacciamento responsabile dell'immissione ai fini della verifica dell'esposizione verso Terna, sia della corrispondente capacità di immissione;

- valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (*CCT*); tale valore è rilevante nella valutazione dell'esposizione dell'operatore di mercato nei confronti del Gestore del mercato elettrico;
- valore del corrispettivo di sbilanciamento effettivo; tale valore è rilevante nella valutazione dell'esposizione dell'utente del dispacciamento nei confronti di Terna.

Tale attribuzione può essere, ad esempio, ottenuta dal Gestore del mercato elettrico attraverso la definizione di più Conti Energia a Termine relativi al medesimo operatore di mercato, prevedendo conti separati per:

- punti di dispacciamento in immissione, punti di dispacciamento in prelievo per unità di consumo e punti di dispacciamento in prelievo per unità di pompaggio e di esportazione; tale distinzione consente la corretta valutazione dell'esposizione verso il GME sulla base del valore atteso del corrispettivo *CCT* ;
- punti di dispacciamento nella titolarità di differenti utenti del dispacciamento; tale distinzione consente la corretta attribuzione degli acquisti e delle vendite registrate agli utenti del dispacciamento ai fini della valutazione della relativa esposizione verso Terna;
- punti di dispacciamento per unità di produzione o di consumo rilevanti e punti di dispacciamento per unità di produzione o di consumo non rilevanti; tale distinzione consente la corretta valutazione dell'esposizione verso Terna sulla base del valore atteso del corrispettivo di sbilanciamento (appunto diverso per unità rilevanti e non rilevanti);
- punti di dispacciamento appartenenti a zone differenti; tale distinzione consente la corretta valutazione dell'esposizione verso Terna sulla base del valore atteso del corrispettivo di sbilanciamento e la corretta valutazione dell'esposizione verso il GME sulla base del valore atteso del corrispettivo *CCT*.

In alternativa è necessario che accanto alla richiesta di registrazione di ciascun acquisto e vendita a termine l'operatore sia tenuto ad indicarne la ripartizione per gli obiettivi sopra descritti.

Il saldo economico del Conto Energia a Termine intestato ad un operatore di mercato non qualificato, utilizzato al fine di quantificare l'esposizione del medesimo operatore nei confronti del Gestore del mercato elettrico, è definito dal medesimo gestore nel Regolamento; gli elementi che compongono il saldo comprendono:

- a) gli acquisti e le vendite a termine registrati, relativi a periodi rilevanti con riferimento ai quali non è ancora avvenuta la registrazione dei programmi di immissione e di prelievo, valorizzati ad un prezzo pari al valore atteso del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (*CCT*);
- b) gli acquisti e le vendite a termine registrati relativi a periodi rilevanti con riferimento ai quali è già avvenuta la registrazione dei programmi di immissione e di prelievo, valorizzati al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima (*PUN*) del corrispondente periodo rilevante;
- c) i programmi C.E.T. di immissione relativi a unità di produzione e i programmi C.E.T. di prelievo registrati relativi a unità di pompaggio e di esportazione, valorizzati al prezzo di vendita nel mercato del giorno prima (*PZ*) del corrispondente periodo rilevante;
- d) i programmi C.E.T. di prelievo registrati relativi a unità di consumo, valorizzati al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima (*PUN*) del corrispondente periodo rilevante;
- e) i pagamenti effettuati dagli operatori al Gestore del mercato elettrico e viceversa per la cessione o l'acquisizione dell'energia elettrica corrispondente al saldo fisico del Conto Energia a Termine;

- f) i pagamenti effettuati dagli operatori al Gestore del mercato elettrico e viceversa a titolo di corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

Il saldo economico del Conto Energia a Termine intestato ad un operatore di mercato qualificato, utilizzato al fine di quantificare l'esposizione del medesimo operatore nei confronti del Gestore del mercato elettrico, è definito dal medesimo gestore nel Regolamento; gli elementi che compongono il saldo comprendono:

- g) gli acquisti e le vendite a termine registrati, valorizzati ad un prezzo pari al valore atteso prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima (*PUN*) del corrispondente periodo rilevante;
- h) i pagamenti effettuati dagli operatori al Gestore del mercato elettrico e viceversa per la cessione o l'acquisizione dell'energia elettrica corrispondente al saldo fisico del Conto Energia a Termine;

Il saldo economico di ciascun Conto Energia a Termine consente al Gestore del mercato elettrico il controllo dell'esposizione di un operatore di mercato nei confronti del medesimo gestore durante tutto il ciclo di esecuzione di ciascun acquisto o vendita a termine imputabile al medesimo operatore. La distinzione tra operatori di mercato non qualificati e operatori di mercato qualificati riflette la differente gestione delle garanzie degli operatori:

- per gli operatori di mercato non qualificati la registrazione, ad esempio, di una vendita a termine comporta un incremento dell'esposizione verso il Gestore del mercato elettrico corrispondente al valore della *CCT* e un incremento dell'esposizione verso Terna corrispondente al valore dell'energia elettrica (valorizzata al prezzo zonale di sbilanciamento);
- per gli operatori di mercato qualificati (titolari di Conti Energia a Termine non "associati" a punti di immissione) la registrazione, ad esempio, di una vendita a termine comporta un incremento dell'esposizione verso il Gestore del mercato elettrico corrispondente al valore dell'energia elettrica (valorizzata al *PUN*); il Gestore del mercato elettrico dovrà infatti riacquistare nel MGP l'energia elettrica corrispondente alla vendita a termine registrata.

Al fine di meglio illustrare il significato di ciascuna delle partite economiche sopra descritte si consideri il seguente esempio relativo ad un operatore non qualificato in immissione:

- la registrazione di una vendita a termine<sup>2</sup> su un Conto Energia a Termine relativo a punti di immissione comporta, prima della registrazione dei corrispondenti programmi di immissione<sup>3</sup>, un aumento della posizione debitoria dell'operatore nei confronti del Gestore del mercato elettrico proporzionale al valore atteso della *CCT* in quanto il medesimo gestore ha comunque la possibilità, alla *gate closure*, di obbligare l'operatore di mercato ad eseguire fisicamente la transazione, mediante l'introduzione di un programma C.E.T. di immissione a prezzo zero pari alla vendita registrata<sup>4</sup>, rimanendo in tal modo creditore dall'operatore della sola *CCT*; la componente di cui alla lettera a) che precede dà conto di questa esposizione;
- a seguito dell'individuazione delle offerte accettate nel MGP e della contestuale registrazione dei programmi C.E.T. di immissione, l'operatore di mercato rimane debitore verso il Gestore del mercato elettrico della *CCT* per la quota della vendita cui corrisponde un programma C.E.T. di immissione registrato, mentre per l'eventuale quota della vendita netta registrata cui non corrisponde un programma C.E.T. di immissione, di cui l'operatore di mercato si approvvigiona quindi in MGP, l'operatore di mercato è debitore verso il Gestore del mercato

---

<sup>2</sup> Che, come illustrato nel seguito del paragrafo, avviene immediatamente a seguito della relativa richiesta.

<sup>3</sup> Che, come illustrato nel seguito del paragrafo, avviene contestualmente all'individuazione delle offerte accettate nel MGP ovvero dopo la *gate closure* del MGP.

<sup>4</sup> Poiché, come descritto di seguito, la registrazione della vendita è subordinata alla disponibilità di adeguate garanzie dell'utente del dispacciamento nei confronti di Terna.\_

elettrico del PUN; le componenti di cui alle lettere b) e c) che precedono danno conto di questa esposizione;

- i pagamenti di cui alle lettere e) ed f) che precedono chiudono il ciclo relativo a ciascun periodo rilevante.

### Conto di Sbilanciamento Effettivo

Terna intesta a ciascun utente del dispacciamento un Conto di Sbilanciamento Effettivo per ogni punto di dispacciamento nella propria responsabilità, in cui vengono registrati, per ciascun periodo rilevante e per il punto di dispacciamento a cui il conto è riferito:

- i programmi post-MA di immissione e di prelievo, con segno opposto rispetto alla convenzione di cui all'Articolo 13;
- le offerte accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento in tempo reale;
- l'energia elettrica immessa o prelevata.

La componente del saldo fisico del Conto di Sbilanciamento Effettivo relativa ad un periodo rilevante per il quale siano noti i valori dell'energia elettrica immessa o prelevata rappresenta lo sbilanciamento effettivo relativo lo medesimo periodo rilevante e al punto di dispacciamento cui il conto si riferisce.

Il saldo economico del Conto di Sbilanciamento Effettivo in un determinato istante è composto da:

- a) il saldo fisico del Conto di Sbilanciamento Effettivo, valorizzato utilizzando un prezzo definito da Terna nelle regole per il dispacciamento; tale prezzo è pari al prezzo di cui alla lettera a) che precede con riferimento ai periodi rilevanti per cui tale corrispettivo non è ancora noto, e pari al corrispondente corrispettivo di sbilanciamento effettivo applicabile ai punti di dispacciamento in immissione e in prelievo per gli altri periodi rilevanti;
- b) i pagamenti effettuati a titolo di corrispettivo di sbilanciamento dall'utente del dispacciamento.

Al fine di meglio illustrare il significato di ciascuna delle partite economiche sopra descritte si consideri il seguente esempio relativo ad un utente del dispacciamento titolare di un punto di dispacciamento in immissione:

- la registrazione di un programma post-MA o di un'offerta nel mercato per il servizio di dispacciamento (che concorre a determinare il programma vincolante di immissione) comporta un aumento della posizione debitoria dell'utente nei confronti di Terna proporzionale al valore atteso del prezzo di sbilanciamento applicabile al punto di dispacciamento cui il programma si riferisce; tale onere si determina infatti nella condizione in cui l'energia effettivamente immessa nel punto di immissione sia pari a zero;
- a seguito dell'immissione dell'energia elettrica, ovvero al momento in cui la medesima immissione venga accertata da parte di Terna, l'utente del dispacciamento rimane debitore verso Terna per la quota corrispondente alla differenza, se positiva, tra il programma di immissione e l'energia elettrica effettivamente immessa valorizzata al prezzo di sbilanciamento (effettivo); nel caso in cui tale differenza sia negativa l'utente diventa creditore verso Terna per l'importo corrispondente;
- i pagamenti di cui alla lettera b) che precede chiudono il ciclo relativo a ciascun periodo rilevante.

Da tale analisi risulta immediato come la riduzione delle tempistiche necessarie per la rilevazione delle immissioni effettive dell'utente del dispacciamento abbia un immediato effetto di ridurre la

durata del ciclo di esecuzione delle transazioni verso Terna, ovviamente limitatamente alla quota del programma coperto da immissioni effettive, e, conseguentemente, di ridurre l'esposizione complessiva del medesimo utente.

#### *F.2.2.2 Registrazione degli acquisti e delle vendite a termine*

La registrazione di acquisti e di vendite a termine deve essere richiesta entro la *gate closure*. Ai fini della corretta attribuzione delle corrispondenti partite economiche e del monitoraggio dell'esposizione dei soggetti (degli operatori di mercato verso il Gestore del mercato elettrico e degli utenti del dispacciamento verso Terna) ciascun acquisto e ciascuna vendita a termine devono essere riferiti, al momento della registrazione, ad un determinato Conto Energia a Termine.

Indipendentemente dalle modalità, definite dal Gestore del mercato elettrico in un apposito regolamento, con cui la registrazione viene essere richiesta, il Gestore del mercato elettrico deve verificare che il soggetto o i soggetti che richiedono la registrazione siano "autorizzati" dai rispettivi operatori di mercato alla movimentazione dei Conti Energia a Termine cui le registrazioni si riferiscono.

Il vincolo che possano essere registrati solo insieme di acquisti e vendite a termine bilanciate, ovvero tali per cui la somma algebrica degli acquisti e delle vendite sia nulla, comporta che la singola richiesta di registrazione coinvolga diversi operatori di mercato (normalmente almeno un operatore di mercato "venditore", nei cui Conti Energia a Termine viene registrata la vendita, e un operatore di mercato "acquirente", nei cui Conti Energia a Termine viene registrato l'acquisto). A tal fine il Gestore del mercato elettrico può prevedere, ad esempio che:

- la registrazione venga richiesta dall'operatore di mercato titolare dei Conti Energia a Termine cui la vendita si riferisce e che il sistema di registrazione condizioni l'accettazione della richiesta alla conferma dell'operatore di mercato titolare dei Conti Energia a Termine cui l'acquisto si riferisce;
- la registrazione venga richiesta da un soggetto "autorizzato" da tutti gli operatori di mercato titolari dei Conti Energia a Termine cui la registrazione si riferisce; questa potrebbe essere la situazione che si verifica nel caso le transazioni in vendita e in acquisto siano state concluse in una piattaforma di mercato (a termine) indipendente dal sistema di registrazione e l'operatore che gestisce tale piattaforma, che potrebbe anche non avere la qualifica di operatore di mercato, sia il soggetto incaricato della registrazione attraverso apposita autorizzazione, nella forma giuridica eventualmente definita dal Gestore del mercato elettrico, rilasciata dagli operatori di mercato interessati.

La richiesta di registrazione dovrà quindi recare almeno i seguenti elementi:

- il soggetto che presenta la richiesta di registrazione;
- gli acquisti e le vendite da registrare in ciascun periodo rilevante;
- i Conti Energia a Termine in cui registrare gli acquisti e le vendite.

Immediatamente a seguito della presentazione della richiesta il Gestore del mercato elettrico effettua alcune verifiche di congruità, riportate di seguito, e, a condizione che tutte le verifiche diano esito positivo, procede alla registrazione degli acquisti e delle vendite a termine oggetto della richiesta nei Conti Energia a Termine indicati nella richiesta stessa.

Per ciascuna richiesta di registrazione presentata il Gestore del mercato elettrico verifica, quindi, che:

- a) vi sia il consenso alla richiesta di registrazione da parte degli operatori di mercato titolari, o comunque titolati alla movimentazione, dei conti cui gli acquisti e le vendite si riferiscono;

- b) per ciascun periodo rilevante, la somma algebrica degli acquisti e delle vendite di cui è richiesta la registrazione sia pari a zero;
- c) per ciascun periodo rilevante e per ciascun Conto Energia a Termine intestato ad un operatore di mercato non qualificato:
  - i. le garanzie prestate dall'operatore di mercato al Gestore del mercato elettrico siano congrue rispetto al saldo economico del Conto Energia a Termine intestato al medesimo operatore, determinato tenendo conto degli acquisti e delle vendite di cui è richiesta la registrazione valorizzate al medesimo prezzo utilizzato per gli acquisti e le vendite già registrate nel medesimo conto; tale previsione garantisce al Gestore del mercato elettrico la copertura degli oneri legati al corrispettivo CCT a seguito dall'accettazione della richiesta;
  - ii. se il saldo fisico degli acquisti e delle vendite registrate nel Conto Energia a Termine e degli acquisti e delle vendite di cui è richiesta la registrazione è una vendita netta, tale vendita sia non superiore alla somma della capacità complessiva di immissione dei punti di immissione cui il conto si riferisce; tale previsione impedisce la registrazione di vendite a termine che non possano essere eseguite fisicamente, attraverso la registrazione di un corrispondente programma C.E.T. di immissione;
  - iii. le garanzie prestate da ciascun utente del dispacciamento a Terna siano congrue, secondo i criteri definiti nel Regolamento, rispetto alla somma dei saldi dei Conti di Sbilanciamento Effettivo intestati al medesimo utente e del valore economico convenzionale degli acquisti e delle vendite a termine registrati e degli acquisti e delle vendite per cui è richiesta la registrazione attribuiti al medesimo utente; le modalità per l'attribuzione degli acquisti e delle vendite a termine registrati da un operatore di mercato a ciascun utente del dispacciamento da cui il medesimo utente abbia ricevuto delega e per la corretta valorizzazione degli acquisti e vendite così attribuiti sono definite dal Gestore del mercato elettrico nel Regolamento;
- d) per ciascun periodo rilevante e per ciascun Conto Energia a Termine intestato ad un operatore di mercato qualificato, le garanzie prestate dall'operatore di mercato qualificato al Gestore del mercato elettrico siano congrue rispetto al saldo economico del Conto Energia a Termine intestato al medesimo operatore, determinato tenendo conto degli acquisti e delle vendite di cui è richiesta la registrazione; tale previsione riflette la gestione delle garanzie descritta nel paragrafo dedicato alla descrizione dei Conti Energia a Termine.

#### *F.2.2.3 Registrazione nei Conti Energia a Termine dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo*

I programmi C.E.T. di immissione e di prelievo sono i programmi, riferiti a ciascun punto di immissione e di prelievo, che vengono registrati in esecuzione degli acquisti e delle vendite a termine registrate.

Ciascun operatore di mercato che abbia, ad esempio, registrato una vendita netta con riferimento ad un determinato periodo rilevante ha, in generale, l'obbligo di eseguire tale vendita attraverso la registrazione di uno o più programmi di immissione per una quantità di energia elettrica corrispondente alla vendita netta registrata.

Nel caso l'operatore di mercato sia ammesso ad operare nel sistema delle offerte sulla base della Disciplina del mercato, è ammessa la richiesta di registrazione di programmi C.E.T. di immissione inferiori alla vendita netta; tale richiesta corrisponde alla volontà dell'operatore di riacquistare la quantità di energia elettrica corrispondente alla quota della vendita netta non coperta da programmi C.E.T. di immissione dal sistema delle offerte. La possibilità di registrare programmi C.E.T. di immissione inferiori alle vendite nette è condizionata, al momento della registrazione, dalla verifica da parte del Gestore del mercato elettrico della capienza delle garanzie prestate dall'operatore per

l'operatività nel sistema delle offerte rispetto all'acquisto conseguente alla registrazione di un programma C.E.T. inferiore alle vendite nette registrate.

Analogamente ciascun operatore di mercato che abbia, ad esempio, registrato un acquisto netto con riferimento ad un determinato periodo rilevante ha, in generale, il diritto/obbligo di eseguire tale vendita attraverso la registrazione di uno o più programmi di prelievo per una quantità di energia elettrica corrispondente all'acquisto netto registrata. Nel caso l'operatore di mercato sia ammesso al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato, la richiesta di registrazione di programmi C.E.T. di prelievo inferiori all'acquisto netto corrisponde alla volontà dell'operatore di rivendere la quantità di energia elettrica corrispondente alla quota dell'acquisto netto non coperta da programmi C.E.T. di prelievo nel sistema delle offerte.

Nel seguito del presente paragrafo vengono descritte le modalità per la registrazione dei programmi C.E.T. di immissione e di prelievo.

La registrazione nei Conti Energia a Termine dei programmi C.E.T. di immissione e di prelievo, in esecuzione di acquisti netti a termine o di vendite nette a termine registrate, deve essere richiesta entro il termine previsto dalla Disciplina del mercato per la presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima relative al periodo rilevante a cui tali programmi sono riferiti.

Nella richiesta di registrazione l'operatore di mercato deve indicare:

- il soggetto che presenta la richiesta di registrazione;
- i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo da registrare in ciascun periodo rilevante;
- i punti di dispacciamento in immissione o in prelievo cui i programmi si riferiscono;
- l'eventuale prezzo di riferimento utilizzato per la registrazione del programma nell'ambito del MGP come descritto di seguito.

Mentre gli operatori di mercato non ammessi al sistema delle offerte sulla base della Disciplina del mercato sono tenuti a richiedere, per ciascun periodo rilevante, la registrazione di programmi C.E.T. di immissione e di prelievo corrispondenti ai relativi acquisti/vendite nette, gli operatori di mercato ammessi al sistema delle offerte sulla base della Disciplina del mercato, oltre a poter indicare programmi inferiori ai relativi acquisti/vendite nette possono indicare, per ciascun programma C.E.T. e per ciascun periodo rilevante, un prezzo di riferimento, utilizzato per "condizionare" la registrazione.

Per ciascuna richiesta di registrazione di un programma C.E.T. di immissione o di prelievo, ovvero di un programma di immissione o di prelievo corrispondente ad offerte di acquisto e di vendita nel sistema delle offerte, presentata da un operatore di mercato con riferimento ad un periodo rilevante, il Gestore del mercato elettrico verifica, dopo il termine di chiusura del mercato del giorno prima e anteriormente all'individuazione delle offerte accettate nel mercato del giorno prima relative al medesimo periodo rilevante, che:

- a) la somma dei programmi di immissione di cui è richiesta la registrazione con riferimento a ciascun punto di dispacciamento e per ciascun periodo rilevante sia non superiore alla capacità di immissione del medesimo punto come definita da Terna; tale verifica, necessaria per garantire che i programmi di immissione possano essere eseguiti fisicamente, deve essere necessariamente eseguita tenendo conto sia delle richieste di registrazione di programmi C.E.T. che delle offerte di vendita presentate nel sistema delle offerte;
- b) la somma dei programmi C.E.T. di immissione di cui è richiesta la registrazione per ciascun periodo rilevante sia:
  - i. non superiore alle vendite nette a termine registrate dal medesimo operatore, nel caso in cui lo stesso sia ammesso al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato;
  - ii. pari alle vendite nette a termine registrate dal medesimo operatore altrimenti;

- c) la somma dei programmi C.E.T. di prelievo di cui è richiesta la registrazione per ciascun periodo rilevante sia:
- i. non superiore agli acquisti netti a termine registrati dal medesimo operatore, nel caso in cui lo stesso sia ammesso al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato;
  - ii. pari agli acquisti netti a termine registrati dal medesimo operatore altrimenti;
- d) qualora l'operatore di mercato che presenta la richiesta sia ammesso al mercato elettrico sulla base della Disciplina del mercato, le garanzie prestate dall'operatore di mercato al Gestore del mercato elettrico siano congrue rispetto al saldo economico del Conto Energia a Termine, di cui al comma 17.7, intestato al medesimo operatore, determinato tenendo conto dei programmi C.E.T. di immissione e di prelievo di cui è richiesta la registrazione e dell'eventuale prezzo di riferimento indicato nella richiesta; tale verifica è necessaria in quanto la registrazione di un programma C.E.T. di immissione inferiore alle vendite nette a termine registrate comporta, da parte dell'operatore di mercato, il riacquisto dal Gestore del mercato elettrico dell'energia corrispondente alla differenza, con il conseguente debito verso il medesimo gestore;

Il Gestore del mercato elettrico può modificare le richieste di registrazione dei programmi C.E.T. di immissione e di prelievo e le offerte di acquisto e vendita presentate nel sistema delle offerte al fine di garantire il rispetto delle suddette condizioni.

La registrazione dei programmi C.E.T. di immissione o di prelievo avviene contestualmente all'accettazione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti ad acquisti e vendite concluse nel sistema delle offerte<sup>5</sup>, ovvero nel giorno precedente quello cui appartengono i periodi rilevanti ai quali i medesimi programmi si riferiscono, nell'ambito dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. A tale fine:

- i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo presentati da operatori di mercato ammessi al mercato elettrico, sono assimilati, rispettivamente, ad offerte di vendita e ad offerte di acquisto con prezzo pari al prezzo di riferimento indicato nella richiesta di registrazione;
- i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo presentati da operatori di mercato non ammessi al mercato elettrico, sono assimilati, rispettivamente, ad offerte di vendita a prezzo nullo e ad offerte di acquisto senza indicazione del prezzo.

Tale previsione consente agli operatori di mercato che hanno registrato acquisti e vendite a termine di scegliere se programmare la corrispondente energia elettrica in acquisto e in vendita oppure riacquistare/rivendere la stessa energia nel mercato del giorno prima sulla base del prezzo che si determina nel medesimo mercato<sup>6</sup>, garantendo in tal modo che la programmazione degli impianti di produzione e degli impianti di consumo (nei limiti in cui la domanda è sensibile al prezzo nel breve termine) risultante in esito al mercato del giorno prima sia efficiente.

L'accettazione di tali offerte, e la conseguente registrazione dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo nei relativi Conti Energia a Termine non comporta, ovviamente, il pagamento o il diritto a ricevere i corrispondenti prezzi dell'energia sul mercato del giorno prima, essendo tali programmi presentati in esecuzione di acquisti e vendite concluse a termine.

L'energia elettrica corrispondente alla somma algebrica degli acquisti a termine, delle vendite a termine e dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo relativi a ciascun periodo rilevante è, come accennato in precedenza, considerata ceduta al Gestore del mercato elettrico nell'ambito del mercato elettrico. Per tale energia l'operatore di mercato versa al Gestore del

---

<sup>5</sup> A tale proposito giova ricordare che ciascuna offerta presentata nel sistema delle offerte è riferita a un punto di dispacciamento in immissione o in prelievo; l'accettazione della vendita o dell'acquisto e la registrazione del corrispondente programma di immissione e di prelievo sono pertanto coincidenti nel sistema delle offerte.

<sup>6</sup> In realtà in tal modo i programmi C.E.T. di immissione e di prelievo concorrono alla formazione del medesimo prezzo.

mercato elettrico, se negativo, o riceve da quest'ultimo, se positivo, un corrispettivo pari in ciascun periodo rilevante al prodotto tra:

- la somma algebrica degli acquisti a termine, delle vendite a termine e dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo (ovvero il saldo fisico del Conto Energia a Termine);
- il prezzo dell'energia elettrica acquistata nel mercato elettrico (*PUN*) relativo al medesimo periodo rilevante.

#### *F.2.2.4 Registrazione nel Conto di Sbilanciamento Effettivo dei programmi post-MA di immissione e di prelievo e dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle offerte accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento*

Il Gestore del mercato elettrico procede, a seguito della chiusura del mercato di aggiustamento, a comunicare a Terna i programmi post-MA di immissione e di prelievo per la registrazione nei corrispondenti Conti di Sbilanciamento Effettivo.

Terna procede, per ciascun punto di dispacciamento, a registrare i programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle offerte accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento in tempo reale, nel Conto di Sbilanciamento Effettivo del relativo utente del dispacciamento.

### **F.2.3 Regolazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento e garanzie**

#### *F.2.3.1 Corrispettivi per il servizio di dispacciamento*

Nell'ambito della regolazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento, l'intervento proposto prevede, con riferimento al corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato del giorno prima, che il Gestore del mercato elettrico, già responsabile della regolazione con Terna di tale corrispettivo con riferimento all'energia elettrica acquistata e venduta nel mercato del giorno prima, sia responsabile della regolazione economica con gli operatori anche per il corrispettivo dovuto per i programmi C.E.T. post-MGP, registrati in esecuzione di acquisti e vendite concluse al di fuori di tale mercato.

Tale scelta, finalizzata sia a consentire una migliore gestione delle garanzie prestate dagli operatori di mercato a copertura di tale corrispettivo, attraverso l'integrazione di tali garanzie con quelle prestate per l'operatività nel mercato del giorno prima, sia ad ottimizzare la gestione operativa dei processi di liquidazione di tali corrispettivi, prevede che il Gestore del mercato elettrico riscuota i corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato del giorno prima dovuti in relazione alla registrazione di programmi C.E.T. di immissione di prelievo direttamente dagli operatori di mercato e versi successivamente l'importo complessivo derivante dall'applicazione di tali corrispettivi a Terna.

#### *F.2.3.2 Inadempimenti e gestione delle garanzie*

Per garantire il buon esito delle transazioni relative ai corrispettivi per il servizio di dispacciamento, Terna organizza e gestisce un sistema di garanzie, sulla base di modalità e condizioni stabilite nelle regole per il dispacciamento. L'intervento proposto definisce e un insieme minimo di requisiti che tale sistema deve possedere.

In particolare il sistema di garanzie gestito da Terna deve consentire il controllo dell'esposizione di ciascun utente del dispacciamento titolare di punti di dispacciamento in immissione, di punti di dispacciamento in prelievo o di punti di dispacciamento in importazione, quantificata o stimata in relazione all'impossibilità di determinare con precisione le partite economiche di debito o credito

prima che si rendano disponibili prezzi e quantità, rispetto alla massima esposizione che ciascun utente può assumere nei confronti di Terna in relazione al saldo Conto di Sbilanciamento Effettivo, ovvero al corrispettivo di sbilanciamento effettivo, e agli altri corrispettivi per il servizio di dispacciamento.

Per determinare l'esposizione massima per ciascun utente del dispacciamento Terna considera l'ammontare complessivo di garanzie prestate dal medesimo utente anche in relazione ai requisiti di onorabilità e solvibilità del medesimo utente.

I principali elementi che Terna utilizza per il monitoraggio dell'esposizione di ciascun utente del dispacciamento comprendono:

- il prezzo utilizzato per la determinazione del valore economico convenzionale del saldo fisico di ciascun Conto di Sbilanciamento Effettivo; tale prezzo, pari al prezzo di sbilanciamento relativo al punto di dispacciamento cui il medesimo conto si riferisce, deve essere stimato fino a quando non siano noti i dati per la sua determinazione;
- con riferimento a ciascun Conto di Sbilanciamento Effettivo, l'energia elettrica immessa e prelevata utilizzata per la determinazione del saldo del Conto di Sbilanciamento Effettivo; a tale proposito è importante che Terna determini, per ciascun periodo rilevante per il quale non siano note le misure delle immissioni e dei prelievi effettivi, le stime delle medesime immissioni e prelievi; mentre per la stima dei prelievi effettivi relativi a punti di dispacciamento per unità di consumo può essere ritenuto adeguato l'utilizzo di dati storici<sup>7</sup>, per gli altri punti di dispacciamento è necessario l'utilizzo di rilevazioni, anche approssimate o incomplete, che consentano una valutazione delle immissioni o dei prelievi effettivi.

I principali eventi che, determinando un incremento dell'esposizione di un determinato utente del dispacciamento, potrebbero comportare il superamento dell'esposizione massima del medesimo utente e le azioni che Terna può intraprendere per evitare che ciò accada sono:

- a) l'inclusione nel contratto di dispacciamento nella titolarità dell'utente di uno o più punti di prelievo; tale evento determina un incremento potenziale dell'esposizione dell'utente del dispacciamento nei confronti di Terna pari ai prelievi, stimati o effettivi laddove disponibili, nel punto di prelievo per il periodo intercorrente tra il momento in cui il punto viene incluso nel contratto e il momento in cui è possibile per Terna interrompere il prelievo medesimo in caso di mancato adempimento da parte dell'utente del dispacciamento, valorizzati sulla base del valore complessivo, stimato o effettivo laddove disponibile, di tutti i corrispettivi per il servizio di dispacciamento; in caso l'esposizione in conseguenza di un tale evento dovesse risultare superiore alla corrispondente esposizione massima, Terna può agire richiedendo all'utente del dispacciamento la reintegrazione delle garanzie termini stabiliti nelle regole per il dispacciamento e condizionando l'inclusione del punto di prelievo nel contratto di dispacciamento a tale adempimento.
- b) la registrazione di una vendita/acquisto a termine da parte di un operatore di mercato relativa a Conti di Sbilanciamento Effettivo nella titolarità di utenti del dispacciamento in immissione (vendita) e di utenti del dispacciamento in prelievo (acquisto); tale evento "sposta" in generale la posizione debitoria dall'utente di dispacciamento in prelievo all'utente del dispacciamento in immissione; in tal caso è previsto che il Gestore del mercato elettrico possa, in caso di superamento della massima esposizione dell'utente del dispacciamento in immissione, rifiutare la registrazione della vendita, provvedendo a comunicarlo all'operatore di mercato. L'operatore di mercato potrà autonomamente agire richiedendo un incremento delle garanzie prestate dall'utente del dispacciamento.

---

<sup>7</sup> Ritenendo quindi bassa la probabilità che un unità di consumo possa modificare i propri prelievi, legati a processi produttivi solo parzialmente correlati all'andamento del prezzo dell'energia elettrica, per modificare la propria posizione nei confronti di Terna ed accettabile il conseguente rischio per Terna.

Nei casi in cui, a seguito di una motivata richiesta di integrazione delle garanzie da parte di Terna, l'utente del dispacciamento non provveda a tale integrazione nei termini stabiliti, Terna adotta tutte le misure per limitare gli oneri per il sistema elettrico legati all'insolvenza dell'utente, potendo anche ricorrere alla risoluzione del contratto di dispacciamento.

Al fine di evitare, soprattutto in fase di prima implementazione del sistema di garanzie un'eccessiva onerosità del sistema di garanzie, l'intervento proposto prevede la possibilità di "socializzare" i costi connessi a crediti non recuperabili per effetto dell'insolvenza degli utenti del dispacciamento non coperta dal medesimo sistema, attraverso un apposito corrispettivo definito dall'Autorità nel momento in cui tali costi si manifestano.

In relazione a quanto esposto è opportuno rilevare che in ogni caso in cui è necessario l'utilizzo di stime, relative a quantitativi o prezzi, per la corretta determinazione dell'esposizione degli operatori si ha un incremento del rischio, proporzionale all'incertezza legata alle medesime stime, per Terna e, di conseguenza, dei costi del sistema di garanzie. È quindi necessario porre in atto tutte le necessarie misure per ridurre il periodo temporale per cui tali stime sono utilizzate o ridurre l'incertezza associata alle medesime; alcuni interventi in tal senso comprendono:

- l'accorciamento delle tempistiche in cui le misure delle immissioni e dei prelievi si rendono disponibili;
- l'utilizzo di sistemi di rilevazione delle immissioni e dei prelievi che consentano la quantificazione, anche approssimata, delle immissioni e/o dei prelievi
- l'accorciamento delle tempistiche di fatturazione e pagamento.

Di ciascuno di tali interventi è necessaria un'adeguata valutazione dei costi in termini gestionali e operativi rispetto ai benefici in termini di riduzione dei costi del sistema di garanzie (o dei rischi per il sistema elettrico).

Milano, 9 giugno 2006

Direzione Energia Elettrica  
Il Direttore

Guido Bortoni

## PIANO DI CONSULTAZIONE

### Premessa

La legge del 29 luglio 2003, n. 229, e in particolare l'articolo 12, comma 1, stabilisce che "Le autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, di vigilanza o regolatorie, si dotano, nei modi previsti dai rispettivi ordinamenti, di forme e metodi di analisi dell'impatto della regolamentazione per l'emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione o pianificazione e, comunque, di regolazione".

Con la deliberazione n. 65/05 l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto le modalità per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica e la disciplina dei diritti e degli obblighi connessi con l'esecuzione di tali contratti nell'ambito del servizio di dispacciamento. La deliberazione n. 65/05 e i successivi documenti di ricognizione e consultazione prodotti, si inseriscono nel percorso di analisi di impatto della regolazione introdotta con la deliberazione n. 58/03. I suddetti documenti, di cui si riporta una descrizione nei successivi riquadri, sono stati realizzati in modo da rispondere ai principi richiesti dal processo di sperimentazione Air.

Il percorso di consultazione è stato strutturato in differenti momenti. La prima fase è rappresentata dalla ricognizione e dalla delineazione di possibili scenari di evoluzione della normativa vigente ed è stata realizzata attraverso la pubblicazione del documento di ricognizione 1 giugno 2005. Nella fase di ricognizione si sono altresì acquisiti gli elementi informativi utili alla focalizzazione delle problematiche e delle esigenze relative alla materia in oggetto, al fine di un'eventuale revisione della disciplina vigente. Sulla base dei suddetti elementi è stato formulato il documento per la consultazione 4 agosto 2005 nel quale sono identificate alcune possibili soluzioni in risposta alle esigenze evidenziate nella fase di ricognizione. Infine nel documento per la consultazione 16 novembre 2005, è individuata la soluzione proposta per la riconfigurazione del quadro normativo vigente attraverso una revisione puntuale alla deliberazione n. 168/03 proposta in forma di articolato.

### **FASE 1: Ricognizione delle esigenze alla base dell'intervento ed individuazione preliminare delle possibili alternative (opzioni) d'intervento**

**Obiettivi della FASE 1.** Nella FASE 1 l'Autorità ha inteso:

- a) rendere nota la propria visione circa le criticità rilevate e le motivazioni che giustificerebbero una modifica regolativa;
- b) illustrare gli obiettivi che l'Autorità intende perseguire con l'intervento;
- c) formulare le proposte per la riconfigurazione del sistema vigente;
- d) raccogliere opinioni ed informazioni utili ad una più completa rilevazione delle esigenze socio-economiche alla base dell'intervento.

**Tecnica utilizzata:** Emanazione e pubblicazione sul sito internet dell'Autorità del documento di ricognizione 1 giugno 2005, incontro con i soggetti interessati, istituzione di un gruppo di lavoro con soggetti istituzionali (Gestore del mercato elettrico e Terna).

Il documento di ricognizione contiene una descrizione delle esigenze individuate dagli uffici e l'indicazione degli obiettivi che si intendono conseguire con il procedimento di riconfigurazione in esame. In particolare, il documento propone una descrizione:

- dei requisiti che un sistema di registrazione ed esecuzione di contratti di acquisto e di vendita di energia elettrica dovrebbe avere;
- delle criticità del sistema attualmente vigente;
- delle possibili opzioni di riconfigurazione.

Per ciascuno dei punti sopra descritti sono stati formulati diversi spunti di discussione sulla base dei quali i consultati sono stati invitati ad esprimere, in forma scritta, il proprio parere entro un termine prestabilito (30 giugno 2005).

Successivamente all'emanazione del documento di ricognizione, è stato organizzato dagli uffici dell'Autorità un seminario in data 20 giugno 2005, aperto a tutti i soggetti interessati, per chiarimenti ed approfondimenti relativi tematiche affrontate nel documento di ricognizione. Il seminario aveva lo scopo di fornire elementi esplicativi preliminari alla formulazione delle osservazioni che i medesimi soggetti potevano far pervenire all'Autorità in risposta al medesimo documento di ricognizione.

Infine, è stato istituito un gruppo di lavoro che coinvolge esclusivamente i soggetti istituzionali (AEEG, Terna e Gestore del mercato elettrico). Il gruppo di lavoro si è incontrato periodicamente con l'obiettivo di condividere e pianificare le fasi e i contenuti del processo di riconfigurazione in esame.

**Destinatari.** Il documento per la ricognizione è rivolto a tutti gli operatori che hanno interesse a comunicare all'Autorità le proprie opinioni circa i motivi che giustificherebbero una modifica regolatoria, nonché a fornire osservazioni utili per una rappresentazione più delineata delle esigenze. In particolare gli operatori coinvolti dovrebbero essere quelli maggiormente interessati alle modifiche che la riconfigurazione proposta intende produrre.

**Modalità di ricognizione.** Pubblicazione del documento di ricognizione in data 1 giugno e possibilità per i soggetti interessati di trasmettere le loro osservazioni entro il 30 giugno e in occasione del seminario organizzato in data 20 giugno. Il seminario è stato articolato in due sessioni. La prima era rivolta agli operatori di mercato in immissione (produttori) e le rispettive associazioni di categoria. La seconda era invece rivolta agli operatori di mercato in prelievo. Successivamente gli uffici hanno analizzato le segnalazioni e/o proposte degli operatori interessati. Il risultato della ricognizione è reso noto nell'ambito della seconda fase del piano di ricognizione e consultazione e nell'ambito della relazione AIR, quale elemento di supporto al processo decisionale.

**Fase del processo decisionale in cui si effettua la consultazione:** il documento di ricognizione rappresenta l'elemento iniziale per raccogliere proposte e osservazioni relativamente alle criticità rilevate in materia di registrazione ed esecuzione dei contratti di compravendita e a definire possibili opzioni d'intervento.

**FASE 2:** In questa fase sono stati emanati e pubblicati sul sito internet dell'Autorità il documento per la consultazione in data 4 agosto 2005, e, successivamente, il documento per la consultazione emanato in data 16 novembre 2005 nei quali l'Autorità ha dato seguito alle risultanze del documento di ricognizione proponendo alcune opzioni concrete per la revisione del sistema di registrazione degli acquisti e delle vendite a termine.

## **Consultazione 1**

**Obiettivi della consultazione.** La FASE 1 ha permesso di acquisire elementi informativi utili alla focalizzazione delle problematiche relative alla ridefinizione del sistema vigente. Tenendo conto di questi elementi, con il documento per la consultazione 4 agosto 2005 si è proceduto ad una

definizione più delineata delle problematiche descritte nella FASE 1 e alla presentazione di alcune possibili alternative di intervento indirizzate al superamento delle suddette problematiche e strutturate in base alle osservazioni pervenute in esito alla FASE 1. Più precisamente con la consultazione si è proceduto a:

- a) anticipare i criteri generali che l'Autorità avrebbe seguito per valutare le varie opzioni su cui gli operatori sono chiamati ad esprimere il loro giudizio e sintetizzare i principali aspetti evidenziati dal documento di ricognizione;
- b) illustrare le osservazioni degli operatori raccolte in esito alla FASE 1;
- c) definire, sulla base degli esiti della FASE 1, possibili alternative di intervento e raccogliere l'opinione dei soggetti interessati in merito.

**Tecnica utilizzata.** Emanazione e pubblicazione del un documento per la consultazione 4 agosto 2005. Il documento ha richiesto ai destinatari di esprimere osservazioni relativamente a diversi spunti di consultazione. Gli spunti proposti sono stati formulati in modo tale da raccogliere le opinioni dei soggetti destinatari relativamente alle possibili alternative di intervento delineate. Successivamente all'emanazione del documento per la consultazione, è stato organizzato dagli uffici dell'Autorità un seminario in data 5 settembre 2005, aperto a tutti i soggetti interessati, per chiarimenti ed approfondimenti relativi tematiche affrontate nel documento per la consultazione.

**Destinatari.** I soggetti interessati sono quelli identificati nella FASE 1.

**Modalità di consultazione.** Pubblicazione del documento per la consultazione a partire dal 4 agosto 2005 e possibilità per i soggetti interessati di trasmettere le proprie informazioni entro il 20 settembre 2005. Sulla base degli esiti della FASE 1 e delle problematiche ed esigenze evidenziate dagli operatori nelle riunioni organizzate in data 20 luglio 2005, la consultazione identifica alcune possibilità alternative per superare le criticità evidenziate. Il risultato della consultazione è reso noto nell'ambito della relazione AIR, quale elemento di supporto al processo decisionale.

**Fase del processo decisionale in cui si effettua la consultazione:** successivamente all'elaborazione e all'analisi delle osservazioni evidenziate dagli operatori in esito alla fase 1 la consultazione propone le prime modalità di implementazione delle soluzioni proposte durante la ricognizione, con l'obiettivo di superare le criticità emerse.

## **Consultazione 2**

**Obiettivi della consultazione.** A seguito della ricezione delle osservazioni al primo documento per la consultazione, l'Autorità, con il documento per la consultazione emanato in data 16 novembre 2005, ha delineato i dettagli implementativi dell'opzione preliminare prescelta anche sulla base delle osservazioni pervenute dagli operatori.

**Tecnica utilizzata:** Emanazione e pubblicazione sul sito di un documento per la consultazione dell'Autorità contenente una revisione puntuale della deliberazione n. 168/03. Successivamente all'emanazione del documento per la consultazione, è stato organizzato dagli uffici dell'Autorità un seminario in data 22 novembre 2005, aperto a tutti i soggetti interessati, per chiarimenti ed approfondimenti relativi tematiche affrontate nel documento per la consultazione.

**Destinatari.** I soggetti interessati sono quelli identificati nella FASE 1.

**Modalità di consultazione.** Pubblicazione del documento per la consultazione a partire dal 16 novembre e possibilità per i soggetti interessati di trasmettere le proprie informazioni entro il 15

dicembre 2005. Rispetto al precedente documento per la consultazione, è stata proposta una puntuale revisione della deliberazione n. 168/03. La consultazione, inoltre, per facilitare la comprensione delle modifiche introdotte, riporta note esplicative all'interno del testo proposto. Successivamente alla pubblicazione del documento per la consultazione, è stato organizzato un seminario con lo scopo di fornire elementi esplicativi alla formulazione delle osservazioni.

**Fase del processo decisionale in cui si effettua la consultazione:** successiva alla raccolta e alla elaborazione delle criticità del sistema vigente e all'analisi di possibili configurazioni alternative effettuate partendo dagli esiti della FASE 1 e del documento per la consultazione 4 agosto.

## Risultati delle consultazioni

Allegato al Report AIR

### Fase 1: Documento di ricognizione del 1 giugno 2005

#### Osservazioni degli operatori

##### Osservazioni generali

Dalle risposte emerge soddisfazione per l'iniziativa dell'AEEG e un generale consenso verso la revisione dei sistemi di negoziazione e registrazione delle transazioni e del sistema di determinazione delle garanzie; in particolare, la maggior parte delle osservazioni generali contenute nei documenti di risposta degli operatori pervenuti si incentra proprio sulle criticità ed inefficienze dell'attuale sistema delle garanzie. Altrettanto favorevole è l'opinione generale riguardo all'introduzione di un mercato a termine dell'energia elettrica e altre possibili modificazioni che vengano introdotte nel sistema che permettano una maggiore flessibilità per gli operatori nelle fasi di negoziazione e registrazione delle rispettive posizioni commerciali e fisiche.

Le risposte agli spunti di consultazione, invece, sebbene propositive sembrano essere piuttosto generiche nella specificazione delle possibilità di sviluppo del sistema proposte; è, inoltre, degno di nota come qualche operatore segnali la volontà di cambiamento graduale, se non addirittura marginale.

##### Risposte agli spunti in consultazione

##### **SPUNTO 1**

*Si ritiene che le criticità del sistema vigente siano state ben rappresentate nel presente documento?  
Se no, quali si ritengono essere le principali criticità del sistema vigente?*

In generale si ritiene che le criticità del sistema siano state adeguatamente rappresentate nel documento di ricognizione dell'Autorità; in aggiunta, tuttavia, gli operatori fanno notare che:

- partendo dall'attuale sistema, appare difficile immaginare la possibilità di avere transazioni commerciali che non tengano conto dei vincoli fisici zonali;
- in pratica non è stato possibile per un utente di consumo essere alimentato da più operatori diversi da quello delegato per il contratto di dispacciamento;
- l'attuale piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda non presenta adeguate funzionalità di notifica della congruità dei profili e di verifica della posizione in tempo reale.

##### **SPUNTO 2**

*Sebbene i fattori appena evidenziati abbiano reso il sistema più flessibile ci si chiede se tale flessibilità sia sufficiente a rispondere alle esigenze degli operatori ed adeguata a garantire la sicurezza del sistema tenendo conto degli elementi evidenziati:*

*Laddove tale flessibilità non risulti sufficiente, vi è da chiedersi quale sia il modo migliore per rendere il sistema più conforme agli obiettivi di creare un mercato liquido e trasparente e di favorire lo sviluppo di prodotti a termine quotati su mercati organizzati. Si richiede ai soggetti interessati di formulare proposte in tal senso.*

Si fa notare come appaia necessario prevedere nuove regole di trading che permettano ad operatori non fisici di partecipare al mercato elettrico, non solo svincolando le transazioni commerciali dal programma fisico fino alla *gate closure*, ma, ancor più, ammettendo la partecipazione al mercato di operatori titolari di “Unità di Dispacciamento Virtuali”. Si suggerisce, inoltre, che L’MGP diventi una borsa marginale utile ai fini dell’aggiustamento delle posizioni fisiche (differenti dalle posizioni commerciali), non attraverso lo sbilanciamento a programma, ma con l’opportunità per l’operatore di offrire direttamente su MGP la propria posizione lunga o corta a programma decidendo di assumersi il rischio/opportunità del prezzo. [1]

L’istituzione del “sistema per conti” per singolo utente del dispacciamento tenuto da uno *scheduling coordinator* sembra essere un valido strumento per migliorare la flessibilità del sistema.

Si suggerisce, comunque, di mantenere gli attuali strumenti di flessibilità (sbilanciamento a programma, facoltà di delega per la sottoscrizione del contratto di dispacciamento e per l’operatività su IPEX e su PAB, qualora non sostituita dalla facoltà di accesso al Mercato di Aggiustamento per i titolari di dispacciamento in prelievo).

Relativamente alla possibilità di sfruttare efficacemente strumenti di flessibilità si evidenzia la necessità di coniugare lo sviluppo di modalità di aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo nell’approssimarsi del tempo reale con la necessaria dotazione di adeguate modalità e tempistiche di fruizione dei dati relativi alla misurazione dei consumi su base oraria da parte dei clienti finali e dei loro fornitori.

In aggiunta a possibili strumenti di flessibilità, nelle risposte a questo spunto di consultazione e nelle osservazioni generali degli operatori, si propongono modificazioni al sistema di determinazione delle garanzie richieste agli operatori volti a migliorarne l’efficienza ed a diminuirne l’onerosità; in particolare si propone che:

- l’ammontare delle garanzie dovute da ciascun operatore tenga debitamente conto del rating finanziario dell’operatore [3][4] e che vengano accettate, come garanzia, fideiussioni emesse da società abilitate, iscritte all’albo degli operatori finanziari, e caratterizzate da adeguato rating societario (proprio o della società controllante) e che vengano esonerati dall’obbligo di prestare garanzie soggetti considerati notoriamente solvibili dalla Pubblica Amministrazione [4]
- sia possibile pensare a soluzioni che tengano in considerazione la “solidità” degli operatori anche in funzione della specifica dotazione di capacità di immissione di energia elettrica in rete e di portafoglio vendite sui mercati finali[6].

### SPUNTO 3

*Si concorda con tale rappresentazione delle esigenze?*

In aggiunta al generale consenso verso le esigenze rappresentate dall’Autorità nel documento, gli operatori fanno notare che:

- tra i sistemi di riconfigurazione descritti, quello più funzionale ed economico in termini di costi di transazione sembra essere il sistema dello *scheduling coordinator*, in particolare un sistema chiuso, caratterizzato dalla presenza di un unico *scheduling coordinator* (il GME);
- il ridisegno complessivo dei sistemi di registrazione delle posizioni commerciali e dei programmi di immissione e prelievo e l’avvio del mercato a termine potrebbero essere conciliati prevedendo una opportuna gradualità di revisione della disciplina;
- si reputa opportuno che i sistemi di negoziazione presentino caratteristiche di robustezza ed economicità, di tracciabilità dell’esecuzione delle transazioni e di flessibilità nella definizione di tempistiche e di strumenti a cui affidare la riconciliazione fra posizioni commerciali e programmi di immissione e di prelievo. In particolare si ritiene necessaria un’azione di razionalizzazione (con riferimento sia ai mercati dell’energia sia a quelli dei servizi) dei sistemi a copertura delle transazioni vigenti orientata alla semplificazione dell’operatività ed alla minimizzazione dei costi per gli operatori.

#### **SPUNTO 4**

*Si ritiene che nel caso di evoluzione della normativa vigente verso un “sistema aperto” non sarebbero necessari interventi regolatori dell’Autorità né sulle modalità di funzionamento dei sistemi di negoziazione a termine né sui costi di accesso ai medesimi?*

In caso di evoluzione della normativa verso un sistema aperto, per motivi di funzionalità, trasparenza e di vigilanza delle metodologie e dei costi di accesso ai sistemi di negoziazione a termine sarebbe auspicabile un intervento regolatorio da parte dell’Autorità.

#### **SPUNTO 5**

*Si ritiene che nel caso di evoluzione della normativa vigente che riconosca al GME, secondo le modalità sopra descritte, il ruolo di unico scheduling coordinator, sarebbe necessario prevedere un intervento regolatorio dell’Autorità per quanto riguarda i corrispettivi per l’accesso ai sistemi di registrazione delle posizioni commerciali, di acquisizione dei programmi e di sbilanciamento a programma?*

*Si ritiene inoltre che, poiché in tale sistema il GME sarebbe l’unico soggetto effettivamente in condizione di sviluppare una o più piattaforme di negoziazione di prodotti a termine sufficientemente liquidi, di fatto, si costituirebbe un monopolio nell’accesso ai sistemi di negoziazione che richiederebbe di essere regolato, non solo per quanto attiene ai corrispettivi richiesti per la negoziazione, ma anche con riferimento ai requisiti minimi di flessibilità che le piattaforme di trading del Gestore del mercato dovrebbero offrire agli operatori?*

Per assicurare trasparenza al sistema, si ritiene che l’accesso all’unico scheduling coordinator debba prevedere un intervento regolatorio e di vigilanza da parte dell’Autorità, in modo che non si creino altre rigidità o posizioni di privilegio.

Si ritiene opportuno che l’Autorità, previa attivazione di un processo di consultazione che coinvolga i soggetti interessati, intervenga in merito alla definizione dei corrispettivi per l’accesso ai sistemi di registrazione delle posizioni commerciali, di acquisizione dei programmi e di sbilanciamento a programma secondo principi di semplificazione e di limitata onerosità per gli operatori.

## **Fase 2: Documento per la consultazione 1 del 4 agosto 2005**

### **Osservazioni degli operatori**

Nelle osservazioni al documento per la consultazione inviate all’Autorità dai soggetti interessati viene confermato il sostanziale apprezzamento per l’iniziativa dell’Autorità e il generale consenso verso la revisione dei sistemi di negoziazione e registrazione delle transazioni e del sistema delle garanzie espresso nelle osservazioni al documento di ricognizione.

In particolare, la maggior parte delle osservazioni di carattere generale si incentra proprio sulle criticità ed inefficienze dell’attuale sistema delle garanzie. Altrettanto favorevole è l’opinione generale riguardo all’introduzione di un mercato a termine dell’energia elettrica e altre possibili modificazioni del vigente sistema che permettano una maggiore flessibilità per gli operatori nelle fasi di negoziazione e registrazione delle rispettive posizioni commerciali e fisiche, quale l’introduzione di un sistema strutturato per conti.

Molti operatori hanno segnalato l’esigenza di tenere conto dell’impatto delle modifiche normative eventualmente introdotte sui costi dei sistemi informativi, auspicando anche una gradualità di intervento compatibile con le tempistiche necessarie all’adeguamento dei medesimi sistemi.

In altre osservazioni pervenute gli operatori hanno sottolineato:

- a) i limiti delle attuali piattaforme in relazione alla mancata notifica della congruità dei profili e alle difficoltà di verificare la posizione complessiva (in particolare con riferimento alla PAB);

- b) l'esigenza che eventuali modifiche non comportino il venir meno degli strumenti di flessibilità attualmente a disposizione;
- c) l'esigenza che sia garantita la robustezza e la tracciabilità dei sistemi;
- d) la necessità di coniugare lo sviluppo di modalità di aggiustamento dei programmi di immissione e di prelievo nell'approssimarsi del tempo reale con l'esigenza che i dati relativi alla misurazione dei consumi su base oraria siano disponibili tempestivamente ai clienti finali e ai loro fornitori;
- e) l'esigenza che l'ammontare delle garanzie dovute da ciascun operatore tenga debitamente conto del rating finanziario dell'operatore medesimo;
- f) il favore verso un sistema che preveda l'istituzione della figura dello *scheduling coordinator*;
- g) l'esigenza, finalizzata ad assicurare la trasparenza, che l'accesso al sistema organizzato con unico *scheduling coordinator* preveda un intervento regolatorio e di vigilanza da parte dell'Autorità, anche in relazione alla definizione dei corrispettivi per l'accesso ai sistemi di registrazione delle posizioni commerciali.

## **Fase 2: Documento per la consultazione 2 del 16 novembre 2005**

### **Osservazioni degli operatori**

Il documento per la consultazione pubblicato in data 16 novembre 2005 aveva l'obiettivo da un lato di proseguire l'iter di consultazione della revisione della normativa relativa ai sistemi di registrazione degli acquisti e delle vendite nell'ambito del servizio di dispacciamento, dall'altro di raccogliere le osservazioni degli operatori in relazione ad modifiche della normativa vigente del servizio di dispacciamento destinate ad entrare in vigore a partire dall'1 gennaio 2006. Di seguito si riportano i principali elementi emersi in relazione ai temi oggetto della presente scheda, tralasciando quelli relativi alla normativa entrata in vigore l'1 gennaio 2006.

Gli operatori hanno in generale confermato il consenso espresso nelle precedenti consultazioni con gli obiettivi dell'intervento sottolineando la necessità di una gradualità nell'introduzione del nuovo sistema per conti e di un adeguato anticipo nella definizione della normativa rispetto alla sua prima applicazione, nonché dell'opportunità di prevedere una fase di test dei nuovi sistemi con l'utilizzo di "prove in bianco".

Alcuni operatori hanno segnalato problematiche relative all'applicazione della normativa proposta per gli operatori che hanno stipulato contratti di *tolling* con produttori, auspicando la possibilità per i soggetti che ritirano l'energia prodotta da impianti di produzione sulla base di contratti di *tolling* di assumere la titolarità di conti energia a termine e della relativa gestione. Successivamente alla discussione con gli operatori è stata elaborata una soluzione alla problematica proposta che prevede la titolarità di conti energia a termine anche da parte di soggetti dotati di apposita delega da parte del titolare di un impianto di produzione.

Diversi operatori hanno espresso condivisione sull'opportunità segnalata dall'Autorità di introdurre un adeguato e robusto sistema di garanzie.