

**SCAMBI TRANSFRONTALIERI DI ENERGIA ELETTRICA:
APPLICAZIONE DEL REGOLAMENTO (CE) N. 1228/2003 PER
L'ANNO 2005 ED ORIENTAMENTI APPLICATIVI PER GLI ANNI
SUCCESSIVI**

Documento per la consultazione

11 marzo 2005

Premessa

L'entrata in vigore e la decorrenza della diretta applicazione in data 1 luglio 2004 in ciascun Stato membro dell'Unione europea del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (Regolamento) hanno innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Muovendo dalle disposizioni del Regolamento, in particolare quelle di cui all'articolo 6 riguardanti la gestione delle congestioni sulle reti elettriche di interconnessione, in data 6 agosto 2004, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha formulato alcune considerazioni di carattere generale incidenti sulla definizione di modalità e condizioni per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica sottoponendo a consultazione schemi per l'attuazione delle disposizioni di cui al predetto articolo 6 .

In data 20 dicembre 2004, l'Autorità ha adottato, anche in seguito all'emanazione da parte del Ministero delle attività produttive del decreto 17 dicembre 2004 recante modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2005, le deliberazioni n. 223/04 e 224/04 ai fini dell'attuazione del metodo di mercato per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione corrispondente allo schema denominato "metodo S1" nel citato documento per la consultazione.

Allo stesso tempo, ai fini di un'efficiente integrazione del mercato interno dell'energia elettrica, nonché ai fini dell'attuazione del Regolamento, la Commissione Europea ha stabilito gruppi di lavoro su base regionale e istituzionale al fine di consentire un approccio attuativo delle disposizioni comunitarie che tengano conto delle peculiarità di ogni singola regione.

Per quanto riguarda la regione dell'Europa centro-meridionale (costituita dall'Italia, dalla Francia, dalla Svizzera, dall'Austria, dalla Slovenia, dalla Grecia e dalla Germania) l'Autorità svolge un ruolo di co-presidenza con la Commissione Europea. Il primo incontro di tale gruppo di lavoro si è tenuto il 25 gennaio u.s. a Milano.

Al fine di fornire un inquadramento organico dell'evoluzione in atto circa l'effettuazione di scambi transfrontalieri di energia elettrica alla luce delle disposizioni di cui al Regolamento, il presente documento per la consultazione reca:

- a) considerazioni in merito ai principali aspetti dello schema attuato in Italia per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione (metodo S1);*
- b) una ricognizione delle metodologie adottate dai gestori di rete dei Paesi esteri per la gestione delle congestioni sulle frontiere elettriche con l'Italia evidenziando le eventuali connesse criticità;*
- c) lo stato di avanzamento dei lavori in seno al citato gruppo di lavoro regionale unitamente agli elementi emersi durante il primo incontro di tale gruppo.*

Il presente documento per la consultazione si prefigge lo scopo di garantire adeguata pubblicità al processo di integrazione in atto, nonché lo scopo acquisire, in merito a quanto sopra indicato, elementi, osservazioni e contributi utili all'evoluzione del predetto processo di integrazione.

Tutto ciò considerato, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre l'8 aprile 2005, termine di chiusura della consultazione.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione Energia elettrica

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel 0265565336

fax 0265565222

e-mail: **energiaelettrica@autorita.energia.it**

sito *internet*: **www.autorita.energia.it**

Sommario

1. Gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2005	5
2. Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone della rete rilevante	6
3. Copertura dai rischi derivanti dal meccanismo di valorizzazione delle congestioni	7
4. Considerazioni in merito al "metodo S1"	9
5. Assegnazioni di capacità di trasporto effettuate autonomamente dai gestori dei Paesi confinanti 12	
6. Situazione attuale e prospettive riguardanti l'applicazione del Regolamento	16
7. Azioni future	19
Appendice 1 - Alcuni commenti al meccanismo di assegnazione mediante aste esplicite.....	20
Appendice 2 – Considerazioni in merito ai metodi per la gestione delle congestioni	22
Appendice 3: Regolamento per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2005	27

1. Gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2005

L'entrata in vigore del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (Regolamento) e la decorrenza della sua diretta applicazione in data 1 luglio 2004¹ in ciascun Stato membro dell'Unione europea hanno innovato profondamente il quadro di riferimento in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica. In particolare, l'articolo 6 del Regolamento prevede, tra l'altro, che *“i problemi di congestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori del sistema di trasmissione. I problemi di congestione della rete siano risolti di preferenza con metodi non connessi alle transazioni, vale a dire metodi che non comportano una selezione tra i contratti di singoli soggetti partecipanti al mercato.”*

Per l'anno 2005, il Ministro delle attività produttive e l'Autorità, relativamente alla quota della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione di pertinenza dell'Italia², hanno individuato, tra i possibili metodi compatibili con quanto previsto dal Regolamento per la gestione delle congestioni transfrontaliere, il metodo d'asta implicita. Infatti, l'articolo 2, comma 4, del decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004, stabilisce che l'utilizzo della capacità di trasporto sia determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica da parte di operatori esteri e nazionali, che vengono poste sul mercato elettrico secondo disposizioni dettate dall'Autorità, adottate in coerenza con la vigente struttura e funzionamento del mercato elettrico in Italia. Con la deliberazione 20 dicembre 2004, n. 223/04, l'Autorità ha stabilito che, ai fini dell'attuazione per l'anno 2005 dell'articolo 6 del Regolamento, le congestioni sulla rete di interconnessione siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita già in uso nell'anno 2004 per la risoluzione delle congestioni sul mercato del giorno prima nell'ambito del mercato organizzato (sistema delle offerte) gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (di seguito: il Gestore del mercato).

Come noto, nell'ambito del mercato organizzato vengono gestite le congestioni a livello interzonale, vale a dire le congestioni che si verificano (a livello di mercato del giorno prima) tra zone della rete rilevante come individuate dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete)³. Il metodo adottato applica il modello generale del cosiddetto

¹ Il Regolamento, approvato in data 26 giugno 2003 e pubblicato in data 15 luglio 2003 sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, è entrato in vigore il 4 agosto 2003 ed è obbligatorio in tutti i suoi elementi, nonché direttamente applicabile dall'1 luglio 2004 in ciascuno degli Stati membri.

² Stante la diversità dei metodi di allocazione adottati dall'Italia e dai Paesi con essa confinanti, è stato adottato il metodo di ripartizione in parti uguali, tra due Stati confinanti, del valore della capacità di trasporto sulla relativa frontiera elettrica.

³ L'articolo 15, comma 15.1, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato e integrato, stabilisce che il Gestore della rete suddivida la rete rilevante in un numero limitato di zone per periodi di durata non inferiore a tre anni. In tale occasione e in seguito, con almeno sei mesi di anticipo rispetto alla decorrenza di detto periodo, il Gestore della rete definisce e propone all'Autorità per l'approvazione la suddivisione della rete rilevante in zone in modo tale che, sulla base delle informazioni disponibili al momento della definizione:

- a) la capacità di trasporto tra le zone risulti inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate dal Gestore della rete;
- b) l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non dia luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento;
- c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non abbia significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

market splitting con differenziazione zonale del valore dell'energia elettrica venduta (al prezzo marginale di ciascuna zona) e valorizzazione unica a livello nazionale dell'energia elettrica acquistata⁴ (prezzo unico nazionale – *PUN*). In particolare, la gestione delle congestioni avviene mediante l'assegnazione del diritto/obbligo di immettere e prelevare energia elettrica in esito all'accettazione di offerte, rispettivamente, di vendita e di acquisto, su base oraria, compatibilmente con i limiti di trasporto tra le zone della rete rilevante.

In tale contesto, la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione avviene mediante la definizione di zone virtuali rappresentanti le zone di mercato estere connesse alla rete nazionale, rispetto alle quali vengono definiti i limiti di trasporto corrispondenti alla capacità di trasporto relativa a ciascuna frontiera elettrica.

Coerentemente con quanto stabilito dal Regolamento, il metodo di asta implicita per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione previsto dalla deliberazione n. 223/04 consente la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato e non connessi alle transazioni, nonché la formazione di segnali economici verso i soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione.

2. Assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone della rete rilevante

In linea generale, la gestione delle congestioni sulla rete rilevante attuata nel mercato del giorno prima mediante la differenziazione dei prezzi orari zonali determina la formazione di un valore unitario delle congestioni pari alla differenza tra i prezzi delle zone tra le quali risulta necessario gestire un fenomeno di congestione. Operativamente, il valore delle congestioni si ottiene moltiplicando, per ciascuna interconnessione congestionata, il valore orario unitario della congestione (pari alla differenza tra i prezzi orari delle zone collegate dall'interconnessione) per l'energia elettrica che fluisce tra le due zone in quell'ora (pari al limite di trasporto tra le due zone).

La particolare configurazione del meccanismo di mercato in Italia, che prevede, come detto, una valorizzazione unica a livello nazionale del prezzo di acquisto dell'energia elettrica, implica che la valorizzazione delle congestioni (tra zone di mercato) avvenga con riferimento all'intero ammontare di energia elettrica oggetto di compravendita. Il valore unitario delle congestioni è, per ciascuna zona di mercato, pari alla differenza tra il *PUN* e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nelle medesime zone, mentre il valore complessivo della congestione è pari al prodotto, in ciascuna zona, tra la predetta differenza e l'energia elettrica complessivamente immessa nella zona.

I programmi di immissione e di prelievo corrispondenti a contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte (contratti bilaterali) sono trattati nel sistema delle offerte alla pari di offerte di vendita a prezzo nullo e ad offerte di acquisto senza indicazione di prezzo. La necessità di rendere paritetico il ricorso all'utilizzo delle diverse forme di contrattazione (compravendita attraverso il sistema delle offerte, con regolazione con il Gestore del mercato delle partite economiche corrispondenti all'energia elettrica venduta e acquistata, o ricorso alla contrattazione bilaterale) fa sì che gli operatori di mercato che registrino contratti di compravendita al di fuori del sistema delle offerte siano tenuti a versare (qualora positivo) o a ricevere (qualora negativo) il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di trasporto sulla rete rilevante dato dal prodotto tra il

⁴ Pari alla media dei prezzi zonali di vendita ponderati per le quantità di energia specificate nelle offerte di acquisto (e accettate) riferite ai punti di dispacciamento per unità di consumo appartenenti alle relative zone.

valore unitario delle congestioni⁵ e i programmi di immissione corrispondenti ai predetti contratti bilaterali.

Il sistema che prevede l'assegnazione, tramite la differenziazione zonale dei prezzi dell'energia elettrica negoziata nel sistema delle offerte, dei diritti ad immettere o a prelevare energia elettrica e, in caso di contrattazione bilaterale, la regolazione del corrispettivo corrispondente al valore delle congestioni, realizza l'assegnazione paritaria dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone della rete rilevante nel mercato del giorno prima compatibilmente con i limiti di transito tra le zone della rete rilevante.

Data la particolare configurazione del modello assunto per la rappresentazione della rete di interconnessione con l'estero (zone di mercato estere rappresentate per mezzo di zone virtuali), la valorizzazione delle congestioni avviene, oltre che con riferimento alle congestioni tra le zone di mercato in ambito nazionale, anche con riferimento alle congestioni che si verificano tra le zone virtuali estere e il sistema elettrico nazionale.

3. Copertura dai rischi derivanti dal meccanismo di valorizzazione delle congestioni

Ai fini dell'approvvigionamento di energia elettrica, la valorizzazione dell'energia elettrica effettuata nel sistema delle offerte porta con sé il rischio della variabilità nel tempo (a livello orario) del prezzo dell'energia. La gestione delle congestioni mediante la differenziazione zonale dei prezzi dell'energia elettrica venduta introduce un ulteriore rischio dovuto alla variabilità territoriale (zonale) del prezzo dell'energia elettrica. Sebbene, nel particolare modello di mercato adottato in Italia, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica sia uniforme sul territorio nazionale, ciò non elimina il rischio "zonale" indotto dal metodo adottato per la gestione delle congestioni inter-zonali nel mercato del giorno prima. Infatti:

- a) nel caso di compravendita nel sistema delle offerte, volendo attuare una strategia di copertura dai predetti rischi mediante un contratto differenziale⁶ riferito al *PUN*, tale contratto sarebbe in grado di coprire il rischio a cui è esposto l'operatore acquirente, ma non fornirebbe adeguata copertura del rischio per l'operatore venditore, che rimarrebbe esposto al rischio residuo connesso alla variabilità della differenza tra prezzo di equilibrio zonale (a cui è valorizzata l'energia venduta) e prezzo unico di acquisto (a cui lo espone lo strumento di copertura). Alternativamente, un contratto differenziale riferito al prezzo zonale coprirebbe il rischio a cui è esposto l'operatore venditore, ma non fornirebbe adeguata copertura del rischio per l'operatore acquirente (che sarà invece esposto alla variabilità del *PUN*). In questo caso l'operatore acquirente rimarrebbe esposto al rischio residuo derivante dalla variabilità della differenza tra prezzo di equilibrio zonale e *PUN*;
- b) i titolari di contratti bilaterali sono esposti al rischio derivante dalla variabilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, che, come si è visto, è pari alla differenza tra il *PUN* ed i prezzi di vendita delle zone a cui si riferiscono i programmi di immissione corrispondenti al contratto bilaterale.

Quindi, come è facile intuire, in entrambi i casi (punti a) e b)) il rischio a cui gli operatori sono esposti deriva dalla variabilità della differenza tra *PUN* e prezzi di equilibrio zonali.

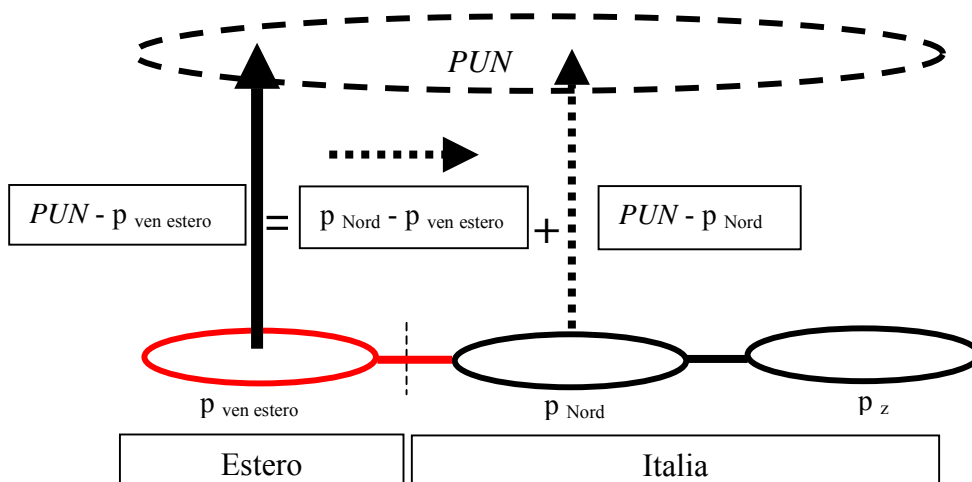
Alla luce di quanto predetto, il meccanismo di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per l'anno 2005 può pensarsi scomposto in due segmenti riguardanti, separatamente, la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione con l'estero e la gestione delle congestioni tra le zone italiane. Supponendo, ad esempio, il ricorso alla contrattazione bilaterale, si ha che un contratto di approvvigionamento all'estero dovrebbe essere tradotto tramite la registrazione di tale

⁵ Pari alla differenza tra *PUN* e il prezzo di vendita della zona a cui si riferiscono i programmi di immissione.

⁶ I contratti differenziali a cui si fa riferimento sono contratti differenziali "a due vie", vale a dire contratti che prevedono una regolazione del differenziale di prezzo positivo e negativo tra le controparti.

contratto presso il Gestore della rete e la comunicazione (ai fini del mercato del giorno prima) dei programmi di immissione (nella zona estera) e di prelievo (nella zona unica nazionale di acquisto⁷). L'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone della rete rilevante implica che all'operatore di mercato cedente (operatore di mercato associato alla comunicazione dei programmi di immissione) sia applicato un corrispettivo unitario (cosiddetto "CCT") pari a:

$$CCT = PUN - p_{ven\ estero}$$



Il predetto corrispettivo (CCT) dà il diritto ad utilizzare la capacità di trasporto ai fini dell'importazione di energia elettrica in Italia con riferimento alla zona unica di acquisto (e, quindi, in qualunque punto di prelievo del sistema elettrico nazionale). Prendendo a riferimento esemplificativo le importazioni tramite la frontiera settentrionale, tale corrispettivo può essere scomposto nel seguente modo:

$$CCT = (p_{Nord} - p_{ven\ estero}) + (PUN - p_{Nord})$$

Il corrispettivo unitario per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto è quindi composto da:

a) un corrispettivo unitario per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero, pari a:

$$CCT_{EST} = (p_{Nord} - p_{ven\ estero})$$

b) un corrispettivo unitario per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete rilevante in Italia, pari a:

$$CCT_{IT} = (PUN - p_{Nord})$$

L'Autorità ha provveduto, rispettivamente:

- i. con la deliberazione n. 205/04, all'istituzione di un meccanismo per l'acquisizione di prodotti di copertura (i cosiddetti CCC) dal rischio associato all'applicazione del corrispettivo di cui alla precedente lettera b)⁸;

⁷ Ciò ai fini della valorizzazione in acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima. La disciplina del servizio di dispacciamento riguardante, in particolare, il calcolo degli sbilanciamenti, impone che il programma di prelievo sia comunque riferito ad un punto di dispacciamento.

⁸ Con la deliberazione 19 novembre 2004, n. 205/04, l'Autorità, al fine di offrire agli operatori di mercato opportunità di copertura del rischio derivante dalla volatilità del predetto corrispettivo, ha promosso lo sviluppo di strumenti di copertura di tale rischio, denominati CCC (Corrispettivi di Copertura sulla Congestione). I CCC, ceduti dal Gestore della rete attraverso procedure concorsuali, possono qualificarsi come contratti per l'assegnazione di diritti della capacità di trasporto con corrispettivo fisso, predeterminato e indipendente dalla valorizzazione *spot* del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto. I CCC non hanno pertanto propriamente una natura assicurativa o finanziaria; semplicemente consentono una valorizzazione a termine di un bene, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto. La disponibilità dei CCC consente ai soggetti produttori di stabilire con anticipo il flusso dei ricavi e dei costi conseguenti alle immissioni di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale.

ii. con la deliberazione n. 224/04, all'assegnazione di coperture (i cosiddetti *CCCI*) dall'onere corrispondente all'applicazione del corrispettivo di cui alla precedente lettera a)⁹.

Relativamente alla quota di capacità di trasporto assegnata dal Gestore della rete, la combinazione del meccanismo per la gestione delle congestioni basato su differenziazione zonale dei prezzi e assegnazione di coperture (*CCCI*) dall'onere derivante dall'applicazione del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione è stata denominata "metodo S1" (dall'elenco dei metodi sottoposti a consultazione da parte dell'Autorità in data 6 agosto 2004).

Più in generale, l'associazione del metodo gestione delle congestioni mediante *market splitting* e assegnazione di prodotti di copertura si rifà al modello di mercato con valorizzazione dell'energia elettrica a livello nodale/zonale¹⁰ (*nodal/zonal pricing*) con assegnazione di diritti fisici di utilizzo della capacità di trasporto (*firm transmission rights - FTR*) ai fini della copertura dal rischio indotto dalla predetta differenziazione di prezzi.

Quanto stabilito con le deliberazioni n. 223/04 e n. 224/04 appare inoltre coerente con il processo evolutivo di un mercato unico europeo; la risoluzione delle congestioni sull'interconnessione attraverso il mercato del giorno prima e la contestuale assegnazione di strumenti quali i *CCCI*, va infatti nella direzione di una gestione coordinata degli scambi transfrontalieri tramite meccanismi di *market coupling*¹¹ e la diffusione di strumenti per la stabilizzazione del valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, quali i *CCC* (o *FTR*).

4. Considerazioni in merito al "metodo S1"

La gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione tra l'Italia e i Paesi confinanti è attuata per mezzo del cosiddetto "metodo S1" (cfr. documento per la consultazione del 6 agosto 2004). Detto metodo si compone di due moduli:

I *CCC* assegnati dal Gestore della rete ai sensi della deliberazione n. 205/04 sono riferiti al differenziale tra i prezzi delle zone del territorio nazionale, ovvero delle zone di mercato ad esclusione delle zone estere, e il PUN. I soggetti importatori pertanto, anche qualora detentori di *CCC*, sarebbero rimasti comunque esposti al differenziale di prezzo tra le zone estere e le zone adiacenti alle zone virtuali estere che caratterizzano le frontiere elettriche cui le importazioni si riferiscono.

⁹ Con la deliberazione n. 224/04 l'Autorità ha pertanto disciplinato l'assegnazione di strumenti di copertura del rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano e adiacenti zone estere su ciascuna frontiera elettrica (*CCCI* – Corrispettivi di Copertura Congestioni sull'Interconnessione) sulla base di criteri di economicità, proporzionalità delle quantità richieste, sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché di gradualità di applicazione della normativa rispetto a quella adottata negli anni precedenti.

I *CCCI*, distinti per frontiera elettrica, sono stati assegnati in proporzione alle richieste effettuate ed in ragione del consumo stimato di energia elettrica negli ultimi dodici mesi da parte dei clienti finali ammessi alla procedura di assegnazione.

I *CCCI* conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere dal Gestore della rete, qualora positivo, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce, un ammontare pari al prodotto tra:

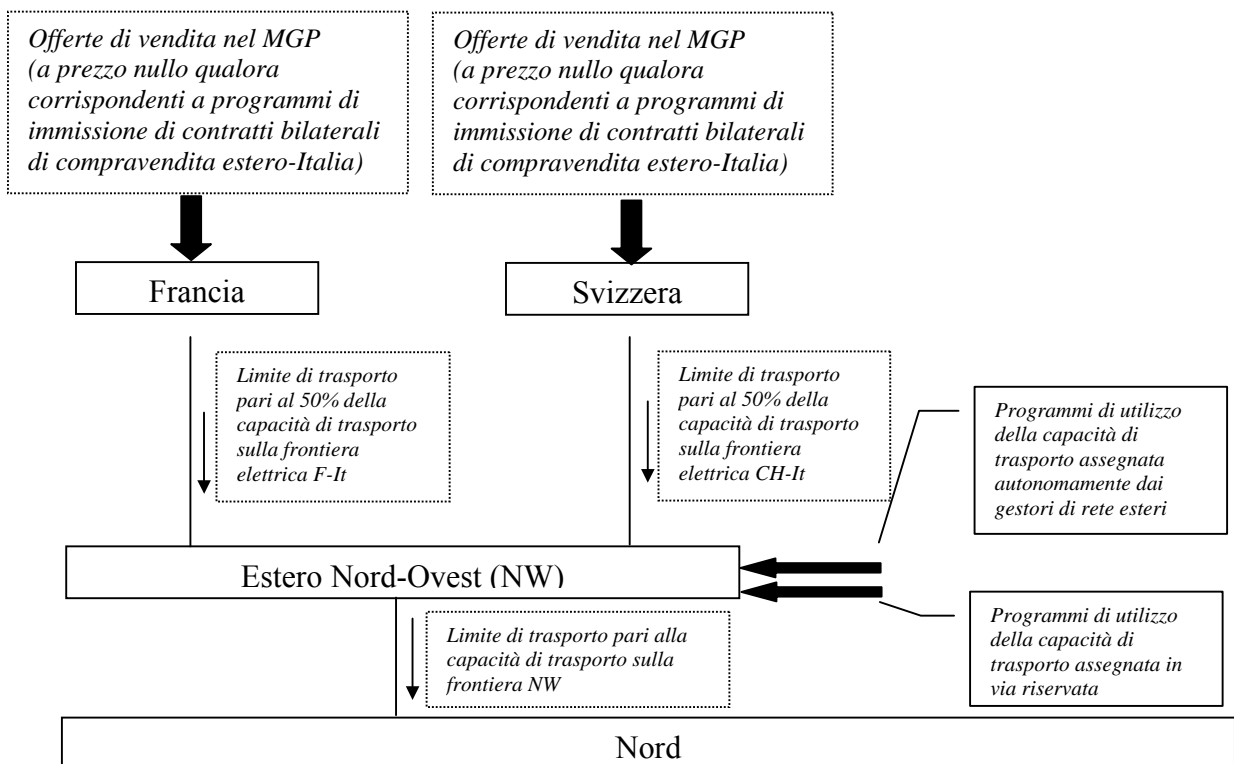
- a) il valore orario della quota di capacità di trasporto cui è riferita la copertura dal rischio;
- b) la differenza tra il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui detta copertura si riferisce e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella predetta zona virtuale diminuita di 0,03 centesimi di euro a garanzia delle coperture dal rischio assegnate.

L'assegnazione di *CCCI* è avvenuta a titolo gratuito e ciò ha consentito di trasferire il valore della gestione sulle interconnessioni ai clienti finali italiani ammessi alla procedura di assegnazione.

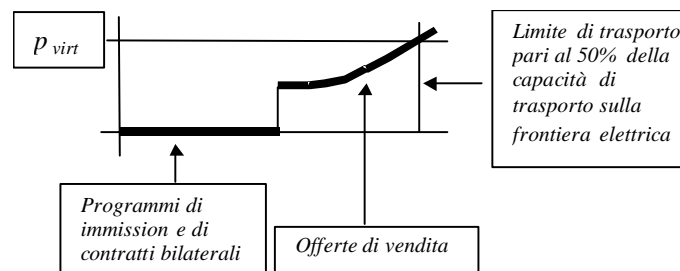
¹⁰ Cfr. Appendice 2.

¹¹ Il cosiddetto *market coupling* consiste nell'utilizzo coordinato e contestuale dei mercati organizzati in ciascuno Stato nazionale al fine della gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione tra i medesimi Stati. In Appendice 2 sono riportate considerazioni in merito ai diversi metodi per la gestione delle congestioni, ivi incluso il meccanismo di *market coupling*.

- A. gestione delle congestioni, attuata per il tramite dell'attuale modello di mercato zonale gestito dal Gestore del mercato in cui le zone di mercato estere sono rappresentate mediante zone virtuali connesse al sistema elettrico italiano. Le disposizioni di principio relative al presente modulo sono state adottate con la deliberazione n. 223/04; le disposizioni attuative sono indicate nel Regolamento per la gestione delle congestioni, redatto dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 7 della predetta deliberazione, pubblicato dal medesimo Gestore della rete nel proprio sito *internet* in data 31 dicembre 2004 e attualmente in vigore (tale regolamento è riportato integralmente in Appendice 3 al presente documento);
- B. copertura dagli oneri di congestione, attuata, in seguito all'adozione del decreto del Ministro delle attività produttive 17 dicembre 2004, mediante la assegnazione dei CCCI sulla base delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 224/04.
- Più in particolare, il modulo riguardante la gestione delle congestioni agisce come di seguito indicato (si prenda a riferimento la frontiera Nord-Occidentale)



Con riferimento alle zone virtuali, il meccanismo di mercato seleziona le offerte di vendita, qualora convenienti, fino a concorrenza della capacità di trasporto in esportazione dalla zona virtuale estera. In tale zona si forma un prezzo di vendita pari p_{virt} .



Il meccanismo di risoluzione zonale implica:

a) nel caso di ricorso alla contrattazione bilaterale, che ai programmi di immissione accettati nella zona virtuale in esecuzione di contratti bilaterali estero-Italia sia applicato il corrispettivo unitario di valorizzazione delle congestioni pari a:

$$CCT = PUN - p_{virt}$$

b) nel caso di formulazione di offerta di vendita nella zona virtuale, una remunerazione nel sistema delle offerte pari a p_{virt} .

La titolarità di *CCCI* comporta (sia nel caso di ricorso alla contrattazione bilaterale, sia nel caso di utilizzo del sistema delle offerte) il recupero di un ammontare unitario pari a¹²:

$$CCCI = p_{Nord} - p_{virt}$$

È importante osservare che i *CCCI* sono assegnati su base annuale, mentre la gestione delle congestioni avviene con riferimento alla capacità di trasporto disponibile su base giornaliera. Pertanto, qualora la capacità disponibile su base giornaliera fosse maggiore della capacità di trasporto su base annuale (utilizzata come riferimento per l'assegnazione dei *CCCI*), risulterebbe disponibile al mercato anche una quota di capacità di trasporto non coperta da *CCCI*. La mancata copertura di tale quota comporta che la medesima non sia suscettibile di essere utilizzata secondo la modalità bilaterale (in quanto l'approvvigionamento all'estero non troverebbe alcuna convenienza economica rispetto all'approvvigionamento in ambito nazionale al *PUN*), ma potrebbe costituire una fonte di ricavo per i produttori esteri (o, comunque, per operatori di mercato che abbiano disponibilità di energia elettrica all'estero) che potrebbero formulare semplicemente un'offerta di vendita nella zona virtuale e ricavare il prezzo unitario marginale che si formerebbe in tale zona.

¹² L'eventuale titolarità di *CCC* comporterebbe anche il recupero dell'ammontare unitario pari a $CCC = PUN - p_{Nord}$ riportando l'onere di approvvigionamento pari al prezzo p_{virt} .

5. Assegnazioni di capacità di trasporto effettuate autonomamente dai gestori dei Paesi confinanti

Come già accennato in precedenza, la diversità dei metodi per la gestione delle congestioni sull'interconnessione con l'Italia adottati dai Paesi confinanti non ha consentito l'adozione di procedure congiunte. Ciò vale anche con riferimento alla Francia, nonostante l'accordo di cooperazione raggiunto per la gestione delle congestioni sulla relativa frontiera elettrica¹³.

Questo ha portato ad una assegnazione separata e autonoma del 50% della capacità di trasporto disponibile su ciascuna frontiera elettrica¹⁴, da parte dei relativi Paesi a cui la frontiera elettrica si riferisce (il restante 50% è stato allocato autonomamente dal Gestore della rete).

Il quadro complessivo è caratterizzato da elementi quali:

- c) la non incidenza del Regolamento su alcuni dei Paesi confinanti, quali la Svizzera e la Slovenia¹⁵;
- d) ove prevista l'applicazione del Regolamento, una disuniformità di attuazione del medesimo dovuta anche per effetto di diverse legislazioni nazionali riguardanti l'accesso alle reti di interconnessione;
- e) la struttura dei diversi mercati, in cui si ravvisa la presenza di operatori in posizione di dominanza.

Nella tabella che segue sono indicati i principali elementi caratterizzanti la gestione delle congestioni per l'importazione in Italia effettuata dai Paesi confinanti per l'anno 2005.

Stato	Applicazione Regolamento	Metodo previsto	Applicazione effettiva	Problematiche
Francia	SI	Asta esplicita (<i>pay as bid</i>)	Aste mensili	I prezzi offerti per il mese di gennaio non appaiono in linea con i differenziali di prezzo rilevati nei mesi precedenti
Svizzera	NO	Assegnazione esplicita su base di accordi tra le imprese elettriche svizzere integrate	-	Mancanza di trasparenza e di completo libero accesso alla rete
Austria	SI	Asta esplicita (a prezzo marginale) sulla capacità di trasporto al netto dei contratti pre-assegnati, senza garanzia sul diritto	Nessuna asta è stata effettuata in quanto la capacità di trasporto è risultata totalmente impegnata da precedenti contratti di importazione in Italia	Assenza di risultati pratici in applicazione di metodi di mercato per la gestione della congestione dall'Austria verso l'Italia che consentano di effettuare considerazioni.
Slovenia	NO	Assegnazione esplicita in via riservata a categorie indicate per legge	-	Risulta che la legge slovena consenta l'accesso all'interconnessione unicamente alle imprese di produzione in Slovenia. Si prefigurano problematiche di completo libero accesso alla rete.
Grecia	SI	Asta esplicita	-	Risulta che la legge greca consenta l'accesso all'interconnessione unicamente alle imprese di produzione in Grecia. Si prefigurano problematiche di completo libero accesso alla rete.

¹³ Tale accordo, prevedendo l'implementazione di un metodo comune per la gestione delle congestioni sulla interconnessione Italia - Francia nell'anno 2006, riconosce la compatibilità dei diversi metodi applicati nel 2005, adottati in coerenza con un percorso graduale di attuazione del Regolamento che garantisca agli operatori una fase di transizione per l'adattamento delle procedure utilizzate.

¹⁴ Il coefficiente 50% si applica in maniera diversa per frontiera elettrica dipendentemente dall'esistenza o meno di assegnazioni riservate di capacità di trasporto.

¹⁵ La Slovenia, in particolare, ha ottenuto una deroga all'applicazione del Regolamento fino all'1 luglio 2007.

La disomogeneità degli approcci adottati costituisce un elemento di criticità, tanto più se si considera che i Paesi in questione risultano essere strettamente interconnessi dal punto di vista elettrico. Infatti, la diversità di legislazione in materia di scambi transfrontalieri anche nei Paesi obbligati all'attuazione del Regolamento, la diversità di metodi adottati per la gestione delle congestioni, nonché talune condizioni fondamentali di scarsa trasparenza e di carenza di libero accesso alle reti possono comportare:

- a) una mancata ottimizzazione nell'assegnazione della capacità di trasporto, vale a dire un mancato sfruttamento della capacità di trasporto disponibile;
- b) formazione di segnali di prezzo distorti ai fini della valorizzazione della capacità di trasporto;
- c) problematiche nella gestione in sicurezza della rete di interconnessione.

Nel seguito è riportata la descrizione dettagliata dei meccanismi di assegnazione adottati dai diversi Paesi confinanti con l'Italia nei quali è in vigore il Regolamento, unitamente ad alcune prime considerazioni di carattere generale che emergono dall'analisi dei risultati delle assegnazioni effettuate nei primi due mesi del 2005.

Francia

Le disposizioni in materia d'accesso all'interconnessione Francia-Italia sono contenute nel documento [1], al quale si farà riferimento nel seguito.

La capacità d'interconnessione disponibile tra Francia ed Italia varia durante il giorno ed al variare delle stagioni secondo quanto indicato in nella seguente tabella, ove è indicato anche l'ammontare della quota assegnabile autonomamente da RTE.

Periodo	Capacità totale [MW]	Capacità assegnabile autonomamente da RTE [MW]
Inverno giorno	2650	597
Inverno notte	2450	497
Estate giorno	2400	472
Estate notte	2250	397

Capacità totale e disponibile sulla frontiera Francia – Italia (fonte: RTE)

Per richiedere l'assegnazione di capacità d'importazione è necessario:

- presentare apposita domanda a RTE;
- sottoscrivere un contratto d'utilizzo della capacità che verrà eventualmente assegnata;
- essere una persona giuridica avente l'abilitazione al commercio di energia elettrica da parte di almeno uno Stato membro dello Spazio Economico Europeo, oppure un produttore francese autorizzato oppure un cliente idoneo secondo quanto previsto dalla direttiva 2003/54/CE.
- essere titolare di un contratto di partecipazione alle regole di importazione/esportazione e di un contratto per l'accesso alla rete di trasporto francese e per la partecipazione al meccanismo dell'aggiustamento istituito in Francia;
- fornire a RTE adeguate garanzie finanziarie.

Ogni mese RTE pubblica sul proprio sito *internet* le specifiche d'asta, relativamente al mese a cui le assegnazioni si riferiscono (vedi ad es. [2]), riguardanti le informazioni sulla capacità effettivamente disponibile (pubblicata sotto forma di profilo orario), sul giorno d'allocatione, sulle condizioni di ricezione delle offerte e sulle modalità di notifica dei risultati d'asta.

Le offerte contengono l'indicazione della potenza massima richiesta (in [MW]) e del prezzo (in [€/MWh]).

Il meccanismo di assegnazione prevede lo svolgimento di aste esplicite mensili secondo il meccanismo *pay-as-bid*.

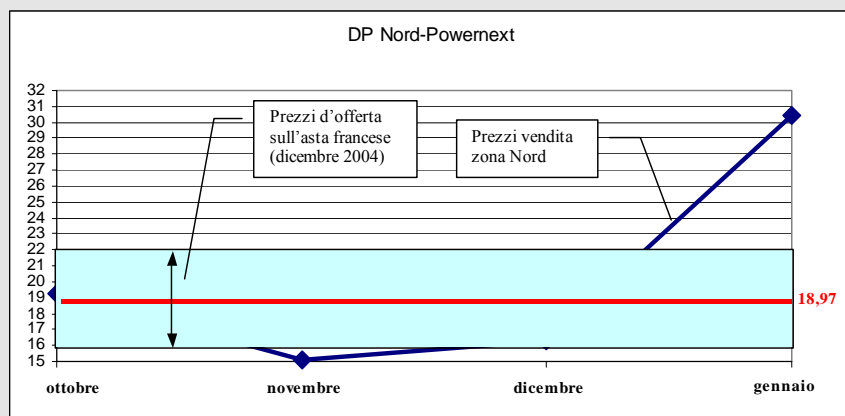
I soggetti sono tenuti a notificare a RTE l'ammontare di capacità di volta in volta utilizzata tramite un programma giornaliero o settimanale di utilizzo. La capacità di trasporto assegnata, ma non utilizzata, è riassegnata (principio "use-it-or-lose-it").

In caso di necessità di riduzione del profilo orario per esigenze di sicurezza, RTE riduce le quantità assegnate secondo un ordine di prezzo crescente sulla base dei prezzi di offerta accettati.

Ai fini della garanzia del diritto di utilizzo assegnato, gli assegnatari sono tenuti a versare un corrispettivo unitario pari a 0,3 €/MWh per l'energia elettrica corrispondente al programma di utilizzo della capacità di trasporto assegnata.

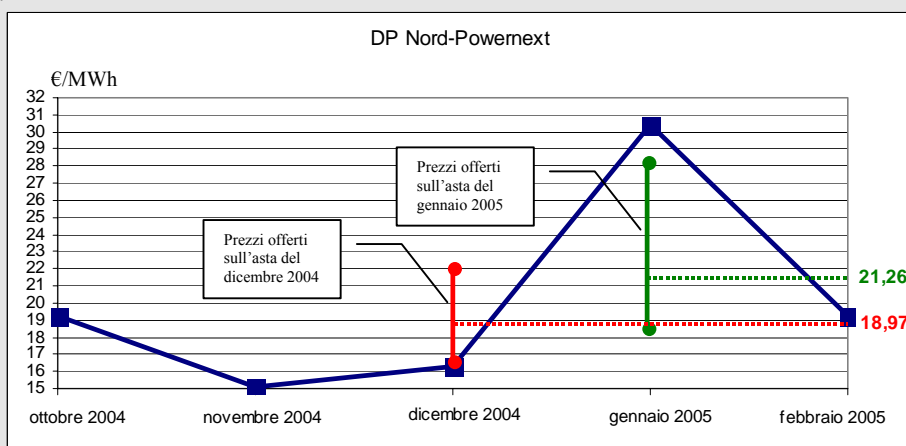
Considerazioni riguardanti l'assegnazione dei diritti di trasporto sull'interconnessione da parte della Francia

Gli esiti delle aste effettuate da RTE per l'assegnazione dei diritti di trasporto sulla quota di capacità di pertinenza francese portano a rilevare quanto di seguito indicato. Almeno per quanto riguarda l'assegnazione effettuata nel mese di dicembre 2004 per il mese di gennaio 2005, i prezzi delle offerte sono risultati sensibilmente superiori rispetto ai prezzi attesi, ma, tuttavia, giustificabili alla luce dei prezzi di vendita dell'energia elettrica nella zona Nord italiana nel mese di gennaio. Questi ultimi sono risultati sensibilmente diversi (più elevati) rispetto alla media registrata negli ultimi mesi dell'anno 2004.



Infatti, il valore medio (pesato sulle quantità) delle offerte accettate per l'importazione nell'asta esplicita tenuta da RTE nel mese di dicembre 2004 è stato pari a 18,97 euro/MWh, con offerte tra i 16,72 euro/MWh ed i 22,22 euro/MWh (banda azzurra nella precedente figura). Tali valori d'offerta risultano essere superiori alle differenze di prezzo tra i due mercati (differenza oraria tra i prezzi di vendita nel mercato del giorno prima nella zona Nord e i corrispondenti prezzi in Powernext) nell'ultimo trimestre 2004 (differenziali di prezzo che dovrebbero costituire una delle informazioni di riferimento per la formulazione delle offerte). Tali valori hanno poi trovato giustificazione sulla base del forte incremento subito dai prezzi della zona Nord nel mese di gennaio 2005. Tale fenomeno necessita di essere ulteriormente analizzato.

Gli elevati differenziali di prezzo verificatisi nel mese di Gennaio possono aver indotto al rialzo i prezzi offerti sulle aste di gennaio per l'aggiudicazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per il mese di febbraio 2005 (prezzo medio pesato pari a 21,26 euro/MWh, prezzo massimo offerto pari a 28,12 euro/MWh, prezzo minimo offerto pari a 19,75 euro/MWh). Tuttavia il differenziale di prezzo verificatosi nel mese di febbraio 2005 (mediamente pari a 19,25 euro/MWh) appare ancora una volta non pienamente in linea con le offerte formulate sull'asta di gennaio 2005.



In Appendice 1 sono riportati alcuni elementi teorici che potrebbero essere tenuti in considerazione al fine di una possibile interpretazione dei risultati sopra indicati. Tuttavia, valutazioni conclusive possono essere raggiunte solo alla luce di approfondite analisi riguardo alla struttura dei mercati e alle regole di funzionamento dei medesimi.

Austria

Le regole per l'assegnazione della capacità d'importazione d'energia elettrica dall'Austria, svolta autonomamente dal Gestore austriaco (APG), sono contenute nel documento [4]. Tale documento stabilisce che per l'anno 2005 il diritto di utilizzo della capacità di trasporto sia assegnato su base annuale e mensile (aste mensili nel corso del 2005) mediante un meccanismo di asta esplicita con determinazione di un prezzo marginale. La capacità di trasporto assegnata non è garantita e il diritto di utilizzo può essere decurtato per esigenze di sicurezza senza che venga corrisposta alcuna compensazione. Per poter partecipare alle aste, è necessario che i soggetti siano membri di un "balance group" austriaco o che siano riconosciuti dall'autorità di regolazione austriaca come rappresentanti di un "balance group".

L'asta annuale è costituita da due aste distinte: una da Italia ad Austria (asta 1) ed una da Austria ad Italia (asta 2). Le offerte devono contenere:

- i dati identificativi del soggetto che presenta l'offerta,
- la direzione di trasferimento dell'energia (ovvero il numero d'asta a cui si desidera partecipare),
- il numero di blocchi richiesti (un blocco è pari al 5% dell'NTC),
- il prezzo d'offerta (in € per % di NTC) per ogni blocco.

Se la richiesta totale è inferiore all'ATC, ogni partecipante riceve la capacità richiesta senza effettuazione di alcun pagamento. Altrimenti, il prezzo viene fissato dall'offerta a più basso prezzo accettata. Tale prezzo è quello che verrà pagato da tutti i partecipanti le cui offerte siano state accettate.

Gli utilizzatori devono comunicare i programmi di utilizzo della capacità su base giornaliera. Analogamente alla situazione francese, anche per l'Austria viene applicato il principio *use-it-or-lose-it* con assegnazione su base giornaliera (sempre con meccanismo di asta esplicita). Simile meccanismo viene utilizzato per le aste mensili. I valori di ATC per le aste mensili vengono pubblicate di volta in volta a scadenze prefissate.

Considerazioni riguardanti l'assegnazione dei diritti di trasporto sull'interconnessione da parte dell'Austria

In base a quanto riscontrabile sul sito internet <http://www.auction-office.at> si sono verificati i seguenti fatti:

- si è svolta regolarmente l'asta annuale di tipo 1 (esportazione dall'Italia verso l'Austria), nella quale è stata assegnata tutta la quota di capacità gestita da APG ad un prezzo di 8 euro/% di NTC;
- non è stata programmata nessuna asta mensile di tipo 1 perché le capacità allocate nell'asta annuale esaurivano la quota allocabile da APG.
- non è stata effettuata alcuna assegnazione mediante meccanismi d'asta per l'esportazione dall'Austria verso l'Italia (aste di tipo 2). La giustificazione di ciò potrebbe essere individuata nel fatto che la capacità di trasporto di pertinenza austriaca verso l'Italia è stata interamente pre-assegnata sulla base di contratti esistenti. Eventuali ulteriori considerazioni potranno essere effettuate solo a valle di approfondimenti in merito.

Grecia

Per quanto riguarda l'interconnessione in corrente continua tra l'Italia e la Grecia, i diritti di trasporto di pertinenza della Grecia sono assegnati mediante un metodo di asta esplicita [5] utilizzata per assegnazioni su base annuale, mensile e giornaliera.

Per quanto riguarda le importazioni di energia elettrica in Italia mediante l'utilizzo della capacità di trasporto di pertinenza della Grecia è necessario considerare che il vigente quadro normativo greco consente l'accesso alla rete di interconnessione unicamente ai produttori di energia elettrica **in Grecia** (i cosiddetti "registered generators").

Considerazioni riguardanti l'assegnazione dei diritti di trasporto sull'interconnessione da parte della Grecia

La ridotta capacità di trasporto in esportazione dalla Grecia verso l'Italia rende praticamente trascurabile il contributo all'approvvigionamento dall'estero da parte del sistema elettrico italiano per quanto riguarda le importazioni attraverso la frontiera elettrica con la Grecia.

Inoltre, alla luce degli elementi disponibili, le modalità di accesso alla rete di interconnessione in Grecia, sarebbero tali da far sì che le importazioni attraverso la frontiera elettrica con la Grecia si traducano in importazioni *dalla* Grecia (in pratica, sembrerebbe senza possibilità di transito sulla rete di trasmissione della Grecia), ove, tra i produttori autorizzati all'utilizzo della rete di interconnessione per l'effettuazione di esportazioni verso l'Italia, appare la società *Public Power Corporation* che, tuttora occupa una posizione di assoluta dominanza nel novero dei produttori in Grecia.

6. Situazione attuale e prospettive riguardanti l'applicazione del Regolamento

Gli Stati membri dell'Unione europea, nei quali le disposizioni del Regolamento trovano applicazione, sono caratterizzati, per loro natura, da situazioni legislative ed energetiche molto differenti tra loro. A ciò si aggiunge il fatto che l'attività di compravendita dell'energia elettrica a livello europeo interessa anche Stati, e relative infrastrutture, in cui il Regolamento non trova, attualmente, attuazione.

Ciò comporta che l'attuazione delle disposizioni di cui al Regolamento debba necessariamente tener conto anche di fattori identificabili a livello regionale. Per questo, la Commissione europea ha promosso un approccio "regionale" all'applicazione del Regolamento con l'obiettivo di armonizzare nel medio termine il processo di integrazione del mercato interno dell'energia elettrica mediante una convergenza di approcci di carattere regionale. La gestione delle congestioni costituisce una parte essenziale di tale processo.

Il Regolamento fa riferimento al concetto di regione, intendendo con ciò un'entità multinazionale facente parte del mercato interno europeo dell'energia elettrica (*IEM, Internal Electricity Market*) e di Paesi limitrofi i cui confini non coincidono necessariamente con quelli tra gli Stati ma sono determinati sulla base di criteri elettrici che evidenziano le linee di interconnessione più frequentemente congestionate. In tal modo, una regione può contenere un territorio più vasto di quello controllato da un singolo gestore di rete.

Il documento della Commissione Europea contenente la strategia sull'evoluzione dell'IEM nel medio termine ([7]) vede il mercato europeo come costituito da un insieme di mercati di dimensione regionale fra loro interconnessi. All'interno della progressiva integrazione dei mercati elettrici europei, la Commissione ipotizza uno stadio intermedio nel quale si formino delle regioni comprendenti ciascuna un insieme di stati membri tra i quali l'interconnessione sia ragionevolmente forte. All'interno di ogni regione, regole di mercato e tariffe di trasmissione dovrebbero essere armonizzate.

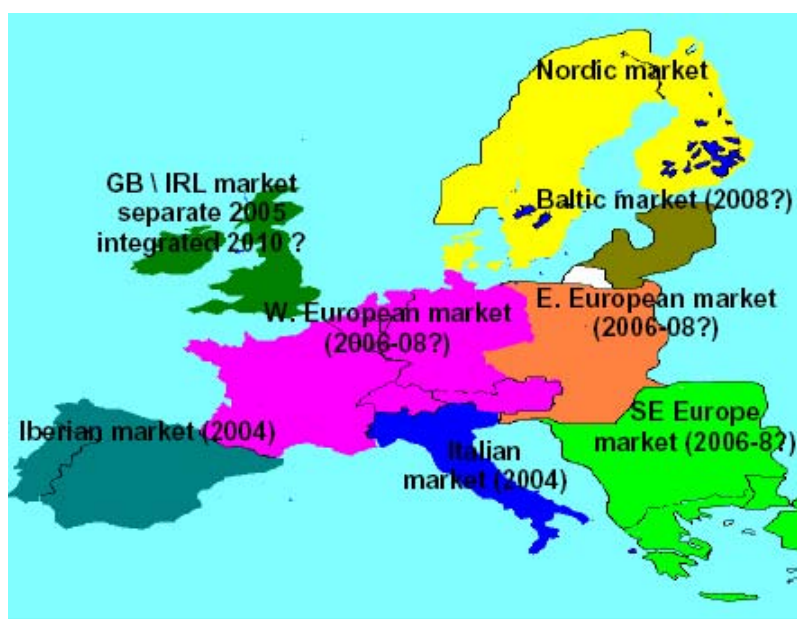
Inoltre, le diverse regioni dovrebbero assicurare un livello minimo di mutua armonizzazione e non dovrebbero divergere significativamente nella loro struttura. In particolare, disposizioni che impediscano gli scambi o distorcano la competizione tra regioni dovrebbero essere proibite.

Per contro, su un orizzonte temporale più esteso, i diversi mercati regionali dovrebbero seguire gli stessi indirizzi di sviluppo al fine di facilitare la loro completa integrazione finale.

Vengono fornite anche alcune date indicative:

- 2008 per il pieno sviluppo dei mercati regionali;
- dal 2010 per la progressiva integrazione.

Nella figura che segue è riportata la mappa delle regioni previste dalla Commissione assieme alla data indicativa della loro formazione.



Sulla gestione delle congestioni nel medio termine, la Commissione propone di utilizzare:

- *counter trading*¹⁶ all'interno di certe aree a prezzo unico,
- aste implicite all'interno dei mercati regionali (prevista implementazione entro il 2006-8),
- meccanismi che permettano l'accoppiamento dei diversi mercati regionali.

Quando, poi, in un orizzonte temporale più ampio i diversi mercati dell'IEM venissero integrati in un solo mercato, l'intero IEM verrebbe gestito mediante un unico meccanismo di asta implicita.

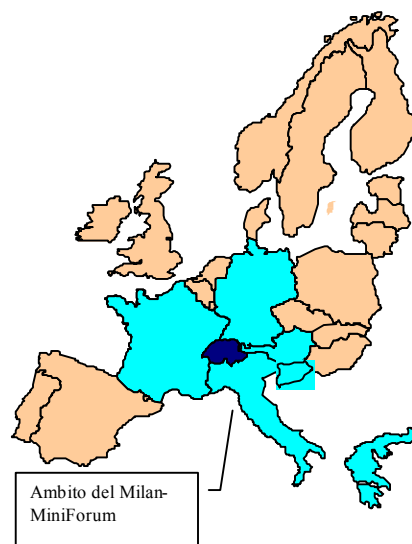
Ai fini della gestione di detto processo, la Commissione Europea, all'undicesimo *Regulatory Forum* di Firenze tenutosi a Roma nel settembre 2004, ha istituito i cosiddetti "Mini-Fora", riguardanti le seguenti regioni:

- a) Regno Unito e Irlanda (Regno unito, Repubblica irlandese e Francia);
- b) Europa settentrionale (Norvegia–Danimarca–Svezia–Finlandia–Germania–Polonia);
- c) Stati del Baltico (Estonia–Lettonia–Lituania);
- d) Europa centro-orientale (Austria–Germania–Polonia–Repubblica Ceca–Slovacchia–Ungheria–Slovenia);
- e) Europa centro-meridionale (Italia–Francia–Svizzera–Austria–Slovenia–Germania–Grecia);
- f) Europa sud-occidentale (Portogallo–Spagna–Francia);
- g) Europa centro-occidentale (Francia–Benelux–Germania).

Il compito dei *Mini-Fora*, così come stabilito nell'ambito dell'undicesimo Forum di Firenze, è quello di "fornire un piano e una tempistica dettagliata per l'introduzione, per la gestione delle congestioni, di meccanismi basati almeno su mercati coordinati del giorno prima, quali le aste". In aggiunta a ciò, ai *Mini-Fora* è assegnato il compito di assicurare che il processo per il raggiungimento del predetto obiettivo avvenga in maniera ordinata ed efficace mediante la proposta di un piano operativo da produrre entro il prossimo Forum di Firenze programmato nel 2005. In tale contesto, i *Mini-Fora* possono anche proporre spunti e suggerimenti per la definizione delle linee guida relative alla gestione delle congestioni sulle interconnessioni.

L'Autorità presiede, congiuntamente con la Commissione Europea, il Mini-Forum dell'Europa Centro-Meridionale, cosiddetto *Milan–MiniForum(MiFo)* rappresentato nella seguente figura.

¹⁶ Cfr. Appendice 2.



Il *MiFo* è caratterizzato dalla presenza della Svizzera per la quale non trova attuazione il Regolamento e della Slovenia che beneficia dell'esenzione dell'applicazione del Regolamento in tema di gestione delle congestioni fino all'1 luglio 2007.

Tutti i *Mini-Fora* si sono riuniti, in prima sessione, fra dicembre 2004 e febbraio 2005: il primo *MiFo* si è svolto il 25 gennaio 2005.

Esiti del MiFo del 25 gennaio 2005

Le discussioni condotte nell'ambito del *MiFo* del 25 gennaio hanno portato a rilevare per la regione dell'Europa centro-meridionale i seguenti elementi:

- a) attualmente, i problemi di congestione sulle interconnessioni tra i Paesi della regione dell'Europa centro-meridionale non sono gestiti in maniera tra loro coerente e unitaria;
- b) la gestione delle congestioni, in alcuni casi¹⁷, è già attuata attraverso meccanismi di mercato (quali assegnazioni di natura implicita ed esplicita su diversi orizzonti temporali) i quali, però, stante gli obiettivi dei *Mini Fora*, necessiterebbero di essere tra loro armonizzati (qualora possibile) e ulteriormente affinati;
- c) nella gran parte dei casi, i sistemi di gestione delle congestioni non risultano essere completamente coordinati fra i gestori delle reti di trasmissione;
- d) la definizione delle modalità e delle condizioni per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica risulta essere nota, di norma, in date che non consentono l'istituzione di azioni comuni da parte di diversi Stati (e ciò, in particolare, in casi in cui risulta necessario istituire procedure innovative alle situazioni vigenti).

Alla luce di quanto indicato, i partecipanti al *MiFo* hanno riconosciuto la necessità di pervenire ad un maggior grado di co-ordinamento e di intraprendere azioni al fine di incrementare il livello di coerenza normativo-metodologica tra i diversi Paesi e di armonizzare i vari meccanismi attualmente vigenti. Tali azioni dovranno essere intraprese nel rispetto ed entro limiti di ragionevolezza derivanti dalle caratteristiche peculiari dei singoli contesti nazionali.

Le caratteristiche di complessità della regione impongono l'adozione di un meccanismo graduale che prevede l'attuazione di passi intermedi verso una integrazione che, alla luce dei fatti, non potrà che costituire un obiettivo di medio termine.

Detta evoluzione dovrebbe portare all'adozione di metodi di mercato per la gestione delle congestioni che prevedono l'utilizzo contestuale e coordinato dei diversi mercati organizzati al fine

¹⁷ Sono stati riscontrati ancora metodi non coerenti con il Regolamento, quali la riserva di capacità e la gestione delle congestioni tramite razionamento amministrato.

di giungere ad una gestione delle congestioni per mezzo di sistemi di aste implicite coordinate (*market coupling*¹⁸).

Per quanto concerne le azioni di breve termine, il 25 gennaio 2005, non è emersa una posizione comune riguardo le metodologie da adottare per l'anno 2006. Tuttavia sono state riscontrate alcune necessità tra le quali si ricordano: le esigenze di incremento del livello di coordinamento tra i gestori delle reti di trasmissione, l'esigenza di definizione delle modalità e delle condizioni per la gestione delle congestioni con significativo anticipo rispetto alla loro attuazione (il che consentirebbe la realizzazione di procedure congiunte/coordinate), la formulazione in tempo utile, da parte della Commissione Europea, delle linee guida sulla gestione delle congestioni che tengano conto delle peculiarità della regione.

In riferimento alla soluzione di medio termine, la Commissione Europea ha richiesto la formulazione, da parte del *MiFo*, di proposte relative all'attuazione di un sistema di *market coupling*. Resta il fatto che la presenza nella regione, anche nel medio termine, di sistemi in cui il Regolamento non trova applicazione (ove, peraltro, si rileva la totale assenza di mercati organizzati) costituisce un ostacolo notevole al raggiungimento del predetto obiettivo.

Il *MiFo* ha concordato il seguente piano di azione:

1. **fase di breve termine** (da attuarsi nel corso dell'anno 2005 per il 2006) – Sarà istituito un gruppo di lavoro *ad hoc* (*AHWG - Ad Hoc Working Group*), composto da organismi/autorità di regolazione, gestori di mercati organizzati e gestori di rete, il cui compito è quello di analizzare i metodi di mercato attualmente in vigore al fine di individuare gli elementi comuni per l'attuazione, per l'anno 2006, di una gestione coordinata delle congestioni basata su un meccanismo di mercato su base giornaliera. A tale meccanismo dovranno essere associati sistemi per la copertura (su base annuale) del rischio di fornitura, nonché accorgimenti atti ad evitare l'esercizio di potere di mercato.

La partecipazione nell'*AHWG* è garantita agli Stati membri dell'Unione Europea, partecipanti al *MiFo*, direttamente interconnessi con l'Italia e in cui è già in vigore il Regolamento, vale a dire la Francia, l'Austria e la Grecia. La Svizzera e la Slovenia parteciperanno all'*AHWG* in veste di osservatori. La Germania sarà invitata all'*AHWG* in occasioni particolarmente significative.

L'*AHWG* sarà presieduto dall'Autorità.

2. **fase di medio termine** (da iniziare nel corso dell'anno 2005 per gli anni successivi al 2006) - Al fine di verificare la possibilità di introduzione di un meccanismo di *market coupling* sarà effettuato uno studio di fattibilità che tenga conto anche degli sviluppi in materia provenienti da altre regioni. La presente fase sarà gestita, a livello iniziale, dall'*AHWG* con l'obiettivo di predisporre gli elementi necessari alla discussione in merito da svolgersi in seno al *MiFo*.

Alle conclusioni raggiunte nell'ambito del *MiFo* sarà data opportuna pubblicità per mezzo di consultazioni effettuate a livello nazionale da parte di ciascuna autorità di regolazione.

7. Azioni future

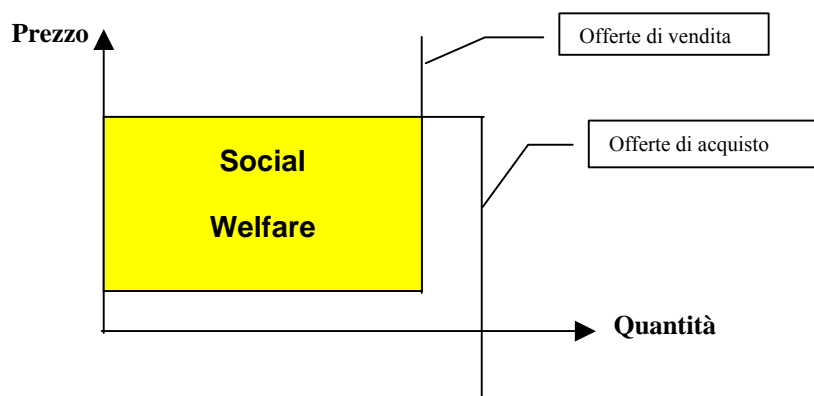
A valle dei prossimi incontri del *MiFo* (che si svolgeranno durante la primavera del 2005), l'Autorità intende pervenire quanto prima alla formulazione di una proposta applicabile alla rete di interconnessione italiana per l'anno 2006. Tale proposta sarà, per quanto possibile, definita in maniera congiunta con le autorità di regolazione dei Paesi confinanti al fine di perseguire l'attuazione di procedure di assegnazione congiunte.

¹⁸ Per ulteriori informazioni circa le metodologie di *market coupling*, si veda l'Appendice 2.

Appendice 1 - Alcuni commenti al meccanismo di assegnazione mediante aste esplicite

I due metodi di mercato a cui normalmente si fa riferimento ai fini della gestione delle congestioni (aste implicite e aste esplicite) sono entrambi basati sulla selezione, effettuata sulla base del prezzo, di offerte presentate su un apposito mercato. Pertanto, entrambe le modalità sono compatibili con i criteri stabiliti dal Regolamento. I metodi di mercato dovrebbero assicurare la massima efficienza allocativa in quanto il bene scarso (la capacità di interconnessione) viene assegnato ai soggetti che sono in grado di esprimere la valorizzazione più elevata di tale bene. Tali soggetti, a meno di problemi di imperfezione dei mercati e di esercizio di potere di mercato da parte di soggetti dominanti, dovrebbero essere anche quelli che sono in grado di estrarre il maggiore valore dall'utilizzo del bene (l'energia importata) e, quindi, di contribuire maggiormente alla ricchezza della nazione.

In linea di principio, è possibile dimostrare che le assegnazioni di tipo implicito ed esplicito portano allo stesso risultato, cioè allo stesso tipo di efficienza nella risoluzione dei mercati. L'efficienza è misurabile tramite il parametro identificato come *social welfare* che, nel diagramma di soluzione di un mercato, è pari all'area compresa tra le curve di domanda e di offerta.

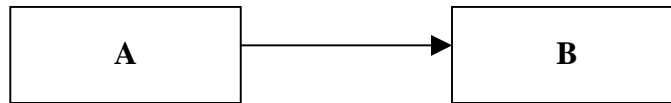


In condizioni di mercato imperfetto, tuttavia, le assegnazioni di tipo implicito od esplicito non sono tra loro equivalenti. In particolare, esistono almeno due situazioni in cui la soluzione implicita è più efficiente di quella esplicita (cfr. anche [3]):

- **condizioni di informazione imperfetta:** in una assegnazione di tipo esplicito, il fatto che l'assegnazione della capacità di trasporto non avvenga in maniera contestuale al mercato dell'energia, fa sì che eventi che hanno luogo nel lasso di tempo che intercorre tra l'assegnazione della capacità e il mercato dell'energia possano dar luogo a soluzioni non efficienti. Ad esempio, nel caso in cui la capacità di trasporto sia assegnata per mezzo di una procedura concorsuale (asta esplicita) e supponendo che solamente dopo l'esecuzione dell'asta (ma in anticipo rispetto al mercato dell'energia) si venga a conoscenza del fatto che certi impianti di produzione non saranno disponibili, le offerte per la capacità, che si basano sulla previsione dei differenziali di prezzo tra i due mercati, potrebbero risultare non più adeguate alle condizioni che si verificheranno nel mercato. Alla fine dell'intero processo, la capacità sarà stata assegnata in maniera non ottimale rispetto a quanto sarebbe accaduto attraverso un'assegnazione di tipo implicito, in grado di valorizzare la capacità di trasporto interessata da congestioni sulla base dell'effettivo valore che il mercato elettrico assegna alla medesima capacità;
- **esercizio di potere di mercato:** sempre per effetto della sequenzialità della soluzione del mercato della capacità e quello dell'energia, un operatore dominante può osservare gli esiti dell'assegnazione della capacità di trasporto prima di finalizzare la strategia di offerta nel mercato dell'energia. Nel caso in cui l'operatore dominante acquisisca una quantità significativa di capacità, questi avrà anche un incentivo maggiore ad esercitare il suo potere di mercato ed a incrementare i prezzi nel mercato del Paese importatore rispetto al caso in cui lo stesso acquisisca una porzione modesta di capacità. Questo fatto potrebbe da un lato scoraggiare anche

gli altri partecipanti dal formulare offerte “efficienti” (cioè correlate ai costi di produzione) e dall’altro fornire rendite indebite all’operatore dominante.

Al fine di esemplificare quanto sopra enunciato, si osservi il seguente esempio. Si considerino due nazioni A (esportatrice) e B (importatrice) fra loro collegate da una linea di interconnessione e che il prezzo atteso dell’energia nelle due nazioni sia rispettivamente $p_A = 40$ €/MWh e $p_B = 50$ €/MWh.



In condizioni di mercato perfetto (nessun potere di mercato e di perfetta informazione), un produttore in A che volesse offrire energia competitiva in B dovrebbe offrire ad un prezzo inferiore a p_B . D’altra parte, questi offrirà l’energia in B ad un prezzo almeno pari a quello che avrebbe potuto ricavare vendendola in A (p_A) più gli oneri sostenuti per portare l’energia da A a B, che sono pari alla sua offerta sul mercato della capacità (p_{off}). In definitiva, dovrà essere

$$p_A + p_{off} \leq p_B, \quad \text{ovvero:} \quad p_{off} \leq p_B - p_A.$$

In condizioni di mercato perfetto, un’offerta superiore a $(p_B - p_A)$ non sarebbe efficiente, mentre una inferiore lascerebbe spazio a offerte dei concorrenti. Pertanto il prezzo di offerta sul mercato della capacità si porterebbe esattamente a $(p_B - p_A) = 10$ €/MWh.

Supponiamo ora che in B ci sia un produttore dominante. In questo caso p_B dipende dal comportamento di tale soggetto. Si supponga, inoltre, per semplicità, che il produttore offra nel mercato della capacità di trasporto in modo costante pari a un prezzo leggermente superiore a 10 €/MWh. Si hanno allora due casi:

- **Caso 1:** gli altri produttori assumono che il dominante non eserciti il suo potere di mercato - In questo caso offriranno a 10 €/MWh sul mercato della capacità di trasporto. Se il dominante offre a più di 10 si aggiudica la capacità di trasporto verso B. A questo punto, questi potrebbe decidere di esercitare il suo potere di mercato portando p_B a 60 €/MWh, guadagnando un extra profitto di 10 €/MWh sull’energia venduta in B, potendo, nel contempo essere competitivo con l’energia importata, che potrà rivendere ad un prezzo pari a $p_A + p_{off}$.
- **Caso 2:** gli altri produttori assumono che il dominante eserciti il suo potere di mercato - Supponendo che si formi in B un prezzo di 60 €/MWh, essi offriranno sul mercato della capacità di trasporto ad un prezzo pari a $60 - 40 = 20$ €/MWh. Poiché il dominante offre a poco più di 10 €/MWh, questi non si aggiudica la capacità di trasporto. In questo caso il dominante ha un incentivo inferiore a esercitare il potere di mercato. Nel caso in cui non lo eserciti, in B si forma un prezzo pari a 50 €/MWh. A questo punto gli altri produttori se offrissero la capacità acquisita ad un prezzo pari a $p_A + p_{off} = 40 + 20 = 60$ €/MWh non potrebbero essere competitivi in B. Pertanto si trovano costretti ad offrirla ad un prezzo inferiore a $p_B = 50$ €/MWh realizzando una perdita di almeno 10 €/MWh.

L’esempio mostra che, un operatore dominante può sfruttare la sequenzialità della risoluzione del mercato della capacità per l’importazione (asta esplicita) e di quello dell’energia modificando il suo comportamento sull’uno o sull’altro mercato.

Appendice 2 – Considerazioni in merito ai metodi per la gestione delle congestioni

Prima della liberalizzazione del settore elettrico, la gestione delle congestioni avveniva nell'ambito del processo di programmazione e della gestione in tempo reale dell'esercizio dei sistemi elettrici attuato in maniera centralizzata dalle imprese elettriche verticalmente integrate. In particolare, la gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione avveniva per il tramite di accordi commerciali di medio-lungo periodo tra le predette imprese. La liberalizzazione dei mercati elettrici ha portato alla scomposizione delle funzioni dell'industria elettrica prima verticalmente integrate in imprese uniche a livello nazionale o regionale (con il risultato di separazione tra le funzioni di trasmissione e di commercializzazione dell'energia elettrica), nonché ad una progressiva interazione tra mercati nazionali e/o regionali mediante l'accesso alle reti elettriche di interconnessione. La predetta scomposizione funzionale con l'introduzione del libero accesso alle reti elettriche, determina la necessità di regolare la priorità di accesso alla capacità di trasporto (qualora in misura insufficiente alla realizzazione fisica degli scambi commerciali) mediante l'invio di segnali (di natura economica) ai soggetti che intendono utilizzare le reti elettriche al fine di consentire l'accesso a quei soggetti in grado di valorizzare maggiormente la capacità di trasporto (cfr. [12]).

I principali metodi utilizzabili per gestire le congestioni sono:

- **Mercato nodale** – Il diritto all'utilizzo della capacità di trasporto è assegnato contestualmente al diritto (e obbligo) ad immettere e a prelevare energia elettrica in esito all'accettazione di offerte, rispettivamente, di vendita e di acquisto formulate in un mercato organizzato riferite a ciascun nodo della rete. Nei mercati nodali, il prezzo dell'energia elettrica è determinato con riferimento a ciascun nodo della rete. In particolare, i prezzi nei nodi possono differenziarsi qualora si verificano congestioni sui collegamenti che afferiscono al nodo (ciò significa che il mercato tenderebbe a stabilire un livello di immissione o di prelievo nel nodo non compatibile con i vincoli di transito sulla rete elettrica)¹⁹: Il sistema di determinazione nodale dei prezzi comporta la formazione di segnali economici ai diversi soggetti in dipendenza dalla loro localizzazione nella rete. La somma delle energie che transitano sui collegamenti congestionati moltiplicate, ciascuna, per le differenze di prezzo nei due nodi connessi da ciascun collegamento congestionato fornisce il valore delle congestioni percepito dal gestore della rete. Tale valore può contribuire alla remunerazione dei costi della rete, essere utilizzata per nuovi investimenti volti a rinforzare la rete stessa laddove essa sia più frequentemente congestionata, ovvero essere utilizzata per la riduzione dei costi sostenuti per l'accesso alla rete da parte dei clienti finali.
- **Market splitting** – Il metodo è una semplificazione del mercato nodale. La rete di trasmissione è suddivisa in aggregati di nodi e linee che prendono il nome di zone. Queste vengono a rappresentare nodi virtuali interconnessi dalle linee più frequentemente congestionabili. Il metodo fornisce segnali economici corretti solamente se:
 - a) la presenza di congestioni intrazonali (vale a dire all'interno della zona) è un fenomeno non sistematico;
 - b) le zone sono definite in modo tale che la distribuzione di immissioni e prelievi non influenzi significativamente il limite massimo di trasporto sulle linee di interconnessione.In pratica sono assegnati diritti di utilizzo della capacità di trasporto tra le zone identificate.
- **Asta esplicita** – Il diritto di utilizzo della capacità di trasporto è assegnato indipendentemente dal mercato dell'energia come un bene a sé stante. Considerazioni riguardanti la differenza tra assegnazioni di tipo esplicito ed implicito sono già state effettuate nell'Appendice 1 del presente documento.

¹⁹ I prezzi nodali possono differire anche per effetto delle perdite.

- **Counter trading** – In caso di congestione su una linea che connette due sistemi elettrici, i gestori di rete interessati effettuano una compravendita di energia elettrica tale da creare un flusso di energia che consente la rimozione (o la riduzione della congestione). In pratica la compravendita è tale da determinare una riduzione dell'energia elettrica immessa a monte della congestione e un incremento dell'energia elettrica immessa a valle della congestione. Dati di differenziali di prezzo (che hanno comportato l'insorgere della congestione), la predetta compravendita di energia elettrica è, di norma, onerosa per i gestori di rete. I produttori coinvolti nell'operazione sono tipicamente selezionati sulla base della convenienza delle offerte economiche da essi presentate per rendersi disponibili alle suddette variazioni della quantità di energia elettrica prodotta. I costi derivanti dal *counter trading* vengono usualmente socializzati e solo i produttori coinvolti ricevono segnali economici di carattere puntuale.

L'applicazione in campo europeo dei metodi sopra citati presenta difficoltà. Infatti, l'attuale disomogeneità delle normative vigenti nei Paesi europei che costituiscono l'IEM esclude la possibilità di una gestione centralizzata delle congestioni: metodi quali il *market splitting* potrebbero essere applicati solo in presenza di un unico mercato elettrico a livello europeo, prospettiva che potrebbe diventare realistica solo nel lunghissimo periodo. Per contro, l'assegnazione della capacità di interconnessione mediante aste esplicite bilaterali non tiene conto del fatto che l'elevato livello di magliatura delle reti fa sì che si possano originare notevoli livelli di *flussi paralleli*²⁰ tra le nazioni.

Quanto sopra esposto suggerisce il ricorso ad un'assegnazione decentralizzata ma coordinata delle capacità di trasporto. Tale assegnazione può essere di tipo esplicito o implicito:

- **Co-ordinated auctioning** – Introdotto da ETSO nel 2001 (cfr. [10][11]), è basato su una variante del concetto d'asta esplicita ed è attualmente in via di sperimentazione nei Paesi del sud-est europeo. Tale metodo è già stato esposto nel documento di consultazione del 6 agosto 2004, al quale si rimanda per i dettagli. La natura "esplicita" del metodo (aste esplicite) porta con sé, almeno, le medesime problematiche indicate in Appendice 1 al presente documento. Sono in corso di effettuazione numerosi studi volti all'approfondimento delle problematiche aggiuntive derivanti dalla presenza di "flussi paralleli".
- **Market coupling** – Introdotto per la prima volta da *EuroPex*²¹ (cfr. [8]) ed attualmente allo studio di un gruppo di lavoro congiunto *EuroPex-ETSO*²² (cfr. documento [9] presentato all'11th Florence Forum), il *market coupling* costituisce un'alternativa alle aste esplicite coordinate. Come già esposto, l'assegnazione implicita della capacità di trasporto (assegnazione contestuale dei diritti ad immettere e a prelevare energia elettrica dalle reti e dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto) rende tale metodo meno soggetto alle problematiche collegate all'esercizio di potere di mercato. Grazie a questo suo pregio, il metodo del *market coupling* è ritenuto dalla Commissione Europea quello con le migliori caratteristiche in vista di un'implementazione nel medio termine nel mercato interno europeo (cfr. [7]).
Nel seguito si illustrerà una possibile implementazione di *market coupling* sull'insieme di due mercati elettrici, seguendo il procedimento illustrato in [8].

²⁰ Quando un produttore P appartenente ad uno Stato S1 effettua uno scambio energetico con un consumatore C appartenente ad uno Stato S2, l'energia scambiata, ripartendosi sulle varie linee di trasmissione sulla base delle ben note leggi fisiche, può fluire, in tutto od in parte, attraverso stati diversi da S1 e da S2. Ciò è evidente se S1 e S2 non sono confinanti ma, anche se lo fossero, una parte del flusso complessivo potrebbe comunque interessare le reti di altri stati vicini a S1 e S2, dando origine ai cosiddetti *flussi paralleli*.

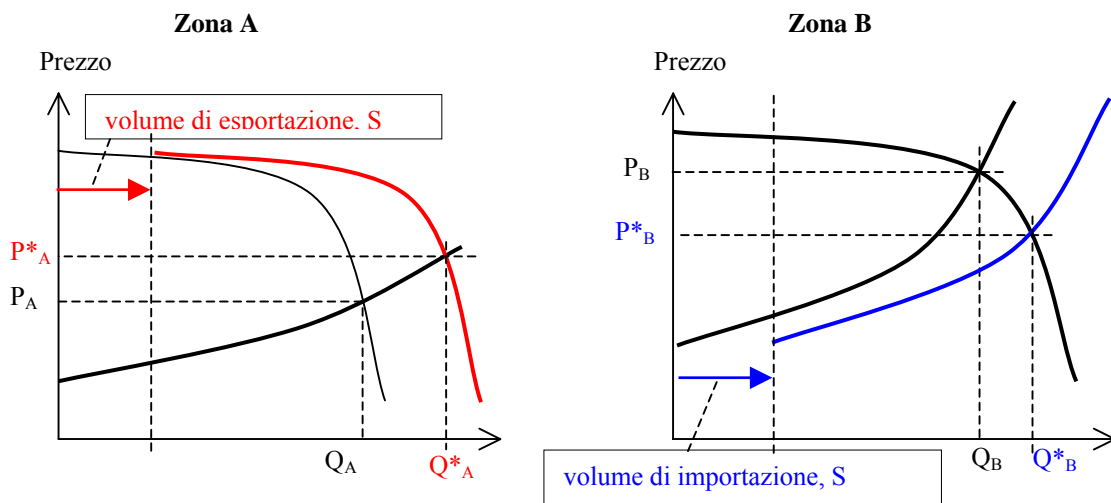
²¹ EuroPex (European Power Exchanges) è l'associazione che raccoglie i gestori dei mercati elettrici europei.

²² ETSO (European Transmission System Operators) è l'associazione che raccoglie i TSO europei.

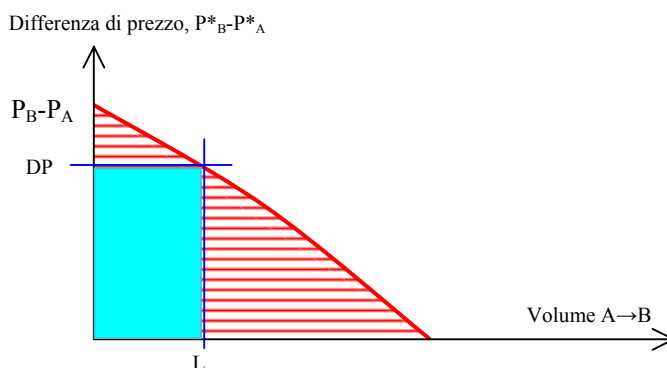
Si considerino, a livello esemplificativo, due soli mercati (A e B) separati da un interconnettore e si ipotizzi che gli operatori di mercato (di entrambi i mercati) possano presentare, alternativamente:

- f) offerte semplici²³ di vendita e di acquisto di energia elettrica sui mercati elettrici locali²⁴;
- g) offerte (coppia quantità di capacità di trasporto-prezzo) per l'utilizzo della capacità di interconnessione mediante contratti bilaterali che interessano i due mercati.

Il primo passo dell'algoritmo consiste in una risoluzione separata dei due mercati secondo le offerte di cui alla precedente lettera a). Tale risoluzione dovrà essere parametrizzata in funzione dell'energia elettrica scambiata tra A e B: per ogni possibile livello di potenza dall'interconnettore AB, la curva di domanda della zona esportatrice (A) e la curva di offerta nella zona importatrice (B) saranno opportunamente traslate verso destra (l'importazione può essere vista in termini di produzione aggiuntiva mentre la contestuale esportazione può essere vista in termini di domanda aggiuntiva).



Il differenziale di prezzo tra i due mercati varia al variare della quantità di energia elettrica scambiata tra i due mercati: p_A e p_B rappresentano i prezzi marginali dei due mercati in assenza di scambio tra i medesimi, mentre p^*_A e p^*_B rappresentano i medesimi prezzi in presenza di uno scambio di energia elettrica pari a S . Date le offerte di acquisto e di vendita formulate su ciascun mercato, la predetta variazione può essere rappresentata nel seguente modo²⁵.



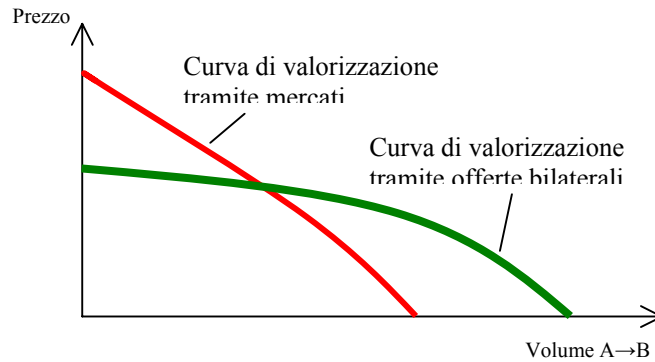
²³ Per offerte semplici si intendono offerte presentate separatamente sulle singole ore; offerte complesse si intendono, invece, riferite a blocchi di ore.

²⁴ Nelle curve di offerta e di domanda dei due mercati non sono stati rappresentati i contratti bilaterali in ambito nazionale. Tuttavia, la presenza di contratti bilaterali circoscritti a ciascun ambito nazionale non modifica la procedura qui illustrata.

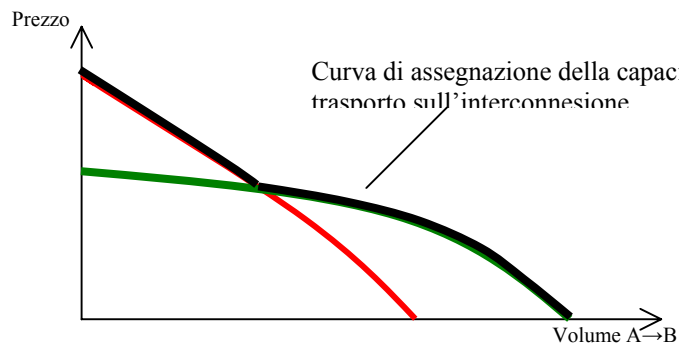
²⁵ In linea di principio, data una sufficiente quantità di capacità di trasporto tra i due mercati e un livello sufficiente di offerta, il differenziale di prezzo tra i due mercati può essere annullato.

Tale curva permette di calcolare la valorizzazione della congestione effettuata dai due mercati: dato un limite di trasporto pari a L , il prodotto DP^*L rappresenta tale valorizzazione.

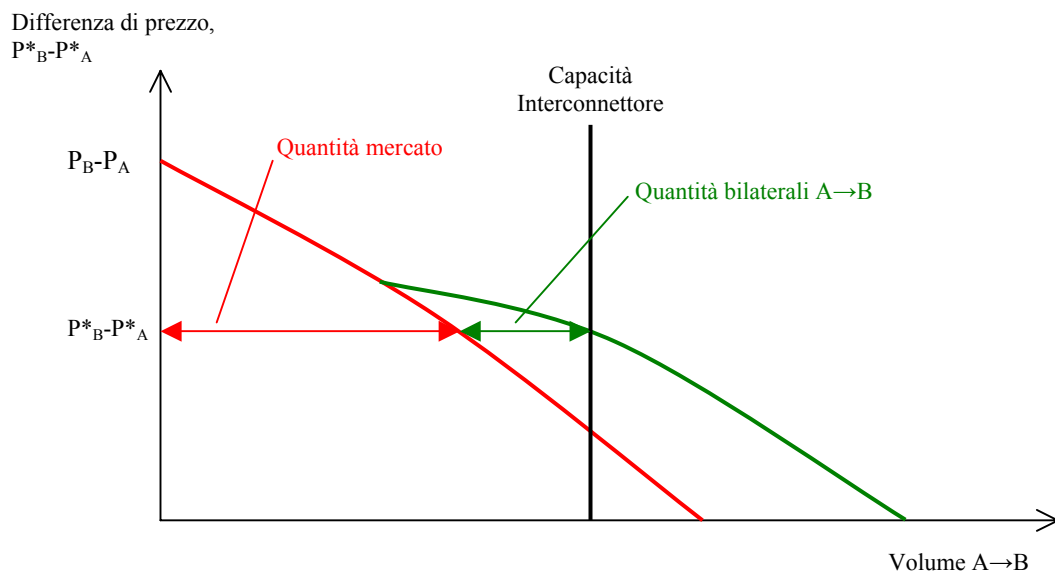
La formulazione di offerte secondo quanto indicato nella precedente lettera b), comporta la formazione di una curva di valorizzazione della congestione sull'interconnessione analoga a quella ottenuta tramite l'utilizzo dei mercati.



I diritti di utilizzo della capacità di trasporto sull'interconnessione sono assegnati sulla base della maggiore valorizzazione espressa, alternativamente, dai mercati elettrici o dalla curva di valorizzazione dei contratti bilaterali.



Questa curva viene poi incrociata con la curva che fornisce i limiti di trasporto sull'interconnessione²⁶. L'intersezione stabilisce non solo quali contratti bilaterali tra A e B vengano accettati, ma anche i prezzi di clearing dei due mercati.



²⁶ Tale curva è una retta verticale che impone la potenza massima trasportabile da A a B, eventualmente modificata per tener conto delle offerte di contratti bilaterali in controflusso (cioè tali da decongestionare il collegamento).

Ovviamente il meccanismo si complica notevolmente se i mercati coinvolti sono più di due, ed ancora più nel caso i mercati permettano opzioni speciali (ad es. offerte complesse), per cui l'algoritmo potrebbe diventare iterativo.

La fattibilità dell'applicazione a livello europeo del *market coupling* è attualmente allo studio del già citato gruppo di lavoro congiunto *ETSO-EuroPex*.

Appendice 3: Regolamento per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2005

REGOLAMENTO PER LA GESTIONE DELLE CONGESTIONI SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE PER L'ANNO 2005 AI SENSI DELL'ART.7, COMMA 7.1, DELL'ALLEGATO A ALLA DELIBERA DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS 20 DICEMBRE 2004, N. 223/04

Definizioni

Ai fini dell'interpretazione delle disposizioni contenute nel presente regolamento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito: Autorità) 30 dicembre 2003, n.168/03 come modificata e integrata dalla delibera dell'Autorità del 24 dicembre 2004, n. 237/04 (di seguito: delibera n.168/03), le definizioni riportate nell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 20 dicembre 2004, n.223/04 (di seguito: delibera n.223/04) e nell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 20 dicembre 2004, n. 224/04 (di seguito: delibera n.224/04), nonché le seguenti definizioni:

- **Programma di esportazione** è il programma orario comunicato dall'assegnatario all'Operatore di Sistema estero ai fini dell'esportazione sulla base delle regole da questo definite

Articolo 1 Disposizioni Generali

- 1.1 Il presente Schema di Regolamento disciplina le modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della delibera n. 223/04.
- 1.2 La congestione che si verifichi sulle frontiere elettriche con la Francia, con la Svizzera, con l'Austria, con la Slovenia e con la Grecia è risolta, nel mercato del giorno prima, contestualmente alla gestione delle congestioni tra le zone costituite sul territorio nazionale, mediante l'accettazione di offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica, ivi incluse offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica formulate con riferimento alle zone virtuali, ovvero mediante la presentazione di programmi di immissione e di prelievo in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

Articolo 2 Modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione ai fini dell'importazione di energia elettrica in Italia

- 2.1 Ai fini dell'importazione di energia elettrica, la gestione delle congestioni nel mercato del giorno prima avviene mediante:
 - a) l'accettazione di offerte di vendita di energia elettrica formulate con riferimento alle zone virtuali;
 - b) la presentazione di programmi di immissione in una zona virtuale in esecuzione di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte i quali sono trattati secondo le modalità di cui all'articolo 19, comma 19.5, della delibera n. 168/03.
- 2.2 Al fine della presentazione di offerte di vendita di energia elettrica di cui al comma 2.1, lettera a), gli operatori interessati sono tenuti a richiedere l'ammissione al Mercato Elettrico da parte del GME.

- 2.3 Al fine della presentazione di programmi di immissione in esecuzione di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte, di cui al comma 2.1, lettera b), gli operatori interessati devono richiedere al GRTN l'abilitazione alla registrazione di un contratto di compravendita ai sensi dell'art. 4, comma 4.2, lettera a), della delibera n.168/03.
- 2.4 Il soggetto richiedente ai sensi dei commi 2.2 e 2.3 è tenuto ad indicare nella richiesta le frontiere elettriche e degli Operatori di Sistema esteri cui le importazioni si riferiscono, nonché la potenza massima che si intende importare, per ciascuna frontiera elettrica, e l'attestazione degli Operatori di Sistema esteri cui le importazioni si riferiscono relativamente alla messa a disposizione della corrispondente capacità di trasporto alla frontiera.
- 2.5 La richiesta di cui ai precedenti commi 2.2 e 2.3 è condizionata dall'attestazione di aver adempiuto a tutti gli obblighi previsti dall'Operatore di Sistema estero per l'esportazione di energia elettrica.
- 2.6 I soggetti abilitati di cui al comma 2.3, sono qualificati operatori di mercato cedenti con i relativi diritti e obblighi fissati dalla delibera n. 168/03, ivi incluse le disposizioni di cui all'articolo 35 della medesima delibera. Qualora i medesimi soggetti risultino soggetti delegati ai sensi dell'art 4 comma 2, della delibera n. 168/03, la registrazione del contratto è condizionata alla prestazione di idonea garanzia fideiussoria il cui importo è determinato dal GRTN con apposita procedura.
- 2.7 Il GRTN, entro 5 giorni lavorativi dalla ricezione della richiesta di cui al comma 2.3, ovvero in seguito all'ammissione al mercato elettrico di cui al comma 2.2, verifica l'effettivo possesso dei requisiti e comunica all'operatore l'esito della richiesta. In caso di esito positivo della verifica, il GRTN provvede a creare una unità di produzione virtuale per ciascuna frontiera e per ciascun Operatore di Sistema estero indicato nelle richieste.
- 2.8 Utente del dispacciamento dell'unità di produzione virtuale di cui al precedente comma 2.6 è il GRTN, che provvede ad impostare i margini orari a salire ad un valore corrispondente al valore della potenza di cui al comma 2.4.
- 2.9 L'unità di produzione virtuale al mercato sarà abilitata entro venti giorni dalla comunicazione dell'esito delle verifiche di cui al precedente comma 2.7.
- 2.10 Ai fini dell'importazione di energia elettrica, per ciascuna frontiera elettrica, la somma dei programmi di immissione di cui al comma 2.1, lettera b), e la quantità di energia elettrica indicata nell'offerta di vendita di cui al comma 2.1, lettera a), non possono eccedere la potenza di cui al comma 2.4.
- 2.11 Qualora il programma di immissione in esito al mercato non dovesse coincidere con i programmi di esportazione comunicati all'Operatore di Sistema estero sarà applicato alla differenza dei programmi il corrispettivo di sbilanciamento determinato ai sensi dell'articolo 32 della delibera n. 168/03.

Articolo 3

Modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione ai fini dell'esportazione di energia elettrica dall'Italia

- 3.1 Ai fini dell'esportazione di energia elettrica dall'Italia, si applicano le medesime modalità di cui all'articolo 2 con riferimento:
- a) all'accettazione di offerte di acquisto di energia elettrica formulate con riferimento alle zone virtuali;

- b) alla presentazione di programmi di prelievo in una zona virtuale in esecuzione di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
- c) alla eventuale creazione, da parte del GRTN, di una unità di consumo virtuale per ciascuna frontiera e per ciascun Operatore di Sistema estero.

Articolo 4

Assegnatari dei diritti di riserve per l'importazione, il transito, il reingresso nonché delle quote di capacità di trasporto allocate autonomamente dagli Operatori di Sistema esteri

- 4.1 Ai fini dell'importazione di energia elettrica, agli assegnatari dei diritti di riserve per l'importazione, il transito, il reingresso nonché delle quote di capacità di trasporto allocate autonomamente dagli Operatori di Sistema esteri si applicano le medesime disposizioni di cui all'articolo 2 ed, in particolare:
- a) la potenza di cui all'articolo 2, comma 2.4, è posta pari al valore della capacità di trasporto di cui i medesimi soggetti risultano essere assegnatari;
 - b) i programmi di immissione di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera b), sono posti pari ai programmi di scambio di cui all'articolo 10, comma 10.3, della delibera n.224/04;
 - c) la eventuale regolazione economica corrispondente alle disposizioni di cui all'articolo 35 della delibera n. 168/03 è effettuata con riferimento alla zona adiacente individuata dal GRTN ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della delibera n. 223/04;
 - d) le eventuali offerte di vendita nel mercato elettrico sono riferite alla medesima zona di cui alla precedente lettera c).
- 4.2 Qualora si renda necessario ridurre la capacità di trasporto assegnata su base annuale a fronte di esigenze di sicurezza del sistema elettrico interconnesso, nel tempo reale ovvero su base giornaliera o settimanale, i programmi di esportazione verso l'Italia si intenderanno ridotti, in accordo alle regole stabilite con gli Operatori di Sistema esteri, proporzionalmente al rapporto tra la capacità di trasporto giornaliera come risultante dalla riduzione e la capacità di trasporto annuale entrambe al netto delle capacità assegnata ai sensi dell'articolo 8, comma 8.1, lettera a) e lettera b), punto i, nonché comma 8.2 lettera c) della delibera n. 224/04.
- 4.3 La riduzione dei flussi commerciali di cui al comma precedente potrà essere compensata parzialmente o totalmente mediante approvvigionamento di quote di capacità produttiva in Italia oppure mediante opportune contromisure (countertrading) da concordare con gli Operatori di Sistema esteri.

Articolo 5

Disposizioni transitorie

- 5.1 Fino al 16 gennaio 2005 la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione avviene unicamente secondo le modalità di cui all'articolo 2, comma 2.1, lettera b).

Articolo 6

Rinvio

- 6.1 Per quanto non espressamente indicato nel presente regolamento si rinvia a quanto previsto nelle deliberazioni n. 168/03, n. 223/04 e n. 224/04 e loro successive modifiche e integrazioni.

Bibliografia

- [1] RTE – Règles d'accès à l'interconnection France - Italie pour des exportations en 2005 – version du 21 décembre 2004
- [2] RTE – Accès à l'interconnection France - Italie pour des exportations – Spécification d'enchères – Février 2005 – FR-IT-FEB-2005-A – 18 février 2005
- [3] Frontier Economics – Consentec – Analysis of cross-border congestion management methods for the EU Internal Electricity Market – Study commissioned by the European Commission, Directorate-General Energy and Transport – Final Report June 2004
- [4] APG – Rules for the allocation of capacities on the interconnection congestion between the control areas of VERBUND-Austrian Power Grid AG (“APG”) and Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (“GRTN”)
- [5] Notice for the allocation of the available transmission capacity on the interconnection relating to the Italy-Greece border (http://www.desmie.gr/content/index.asp?parent_id=346&cat_id=782&lang=2)
- [6] RAE - Review of recent issues relevant to the application of article 6 of Regulation No 1228/2003 for year 2005 – Documento presentato al “Mini-Forum for Central-South Europe”, Milano 25 gennaio 2005
- [7] European Commission – Strategy paper: medium term vision for the internal electricity market, 1 March 2004
- [8] EuroPex – Using implicit auctions to manage cross-border congestion: “decentralised market coupling” – 8 July 2003
- [9] ETSO-EuroPex – Flow-based market coupling. A joint ETSO-EuroPex proposal for cross-border congestion management and integration of electricity markets in Europe – Interim Report September 2004
- [10] ETSO – Co-ordinated auctioning: a market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks – Final Report – April 2001
- [11] ETSO – Reconciliation of market splitting with co-ordinated auction concepts: technical issues – Draft discussion paper – February 2002
- [12] CESI – Implementation of short and long term locational signals in the internal electricity market – Study carried out by Italian grid expert CESI for Eurelectric – December 2003