



**CONSIGLIO
DELL'UNIONE EUROPEA**

**Bruxelles, 28 maggio 2007 (24.05)
(OR. en)**

9860/07

ENER 146

NOTA DI TRASMISSIONE

Origine:	Signor Jordi AYET PUIGARNAU, Direttore, per conto del Segretario Generale della Commissione europea
Data:	16 maggio 2007
Destinatario:	Signor Javier SOLANA, Segretario Generale/Alto Rappresentante
Oggetto:	Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo Relazione sulle esperienze acquisite nell'applicazione del regolamento (CE) n. 1228/2003 "Regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica"

Si trasmette in allegato, per le delegazioni, il documento della Commissione COM(2007) 250 definitivo.

All.: COM(2007) 250 definitivo



COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE

Bruxelles, 15.5.2007
COM(2007) 250 definitivo

**COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL CONSIGLIO E AL
PARLAMENTO EUROPEO**

**Relazione sulle esperienze acquisite nell'applicazione del regolamento (CE) n. 1228/2003
"Regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri
di energia elettrica"**

COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL CONSIGLIO E AL PARLAMENTO EUROPEO

Relazione sulle esperienze acquisite nell'applicazione del regolamento (CE) n. 1228/2003 “Regolamento relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica”

(Testo rilevante ai fini del SEE)

1. INTRODUZIONE

L'articolo 14 del regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica¹ impone alla Commissione l'obbligo di pubblicare una relazione sulle esperienze acquisite relativamente all'applicazione del regolamento summenzionato. La presente relazione risponde a tale obbligo. Il regolamento intende stabilire norme eque per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, rafforzando così la concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica. Istituisce un meccanismo di compensazione per i flussi transfrontalieri di energia elettrica, definisce principi armonizzati in materia di oneri di trasmissione e assegnazione delle capacità disponibili di interconnessione tra sistemi nazionali di trasmissione.

2. EVOLUZIONE DEI VOLUMI DI SCAMBIO TRANSFRONTALIERI

Dopo la liberalizzazione del mercato i flussi transfrontalieri di energia elettrica in Europa sono moderatamente aumentati ogni anno. Ciò nonostante, mediamente solo il 10% dell'energia elettrica consumata nell'UE supera i confini degli Stati membri. Il grafico 1 illustra l'evoluzione complessiva dei flussi fisici transfrontalieri nell'UE27, in Norvegia e in Svizzera

¹ GU L 176 del 15.7.2003, pag. 1.

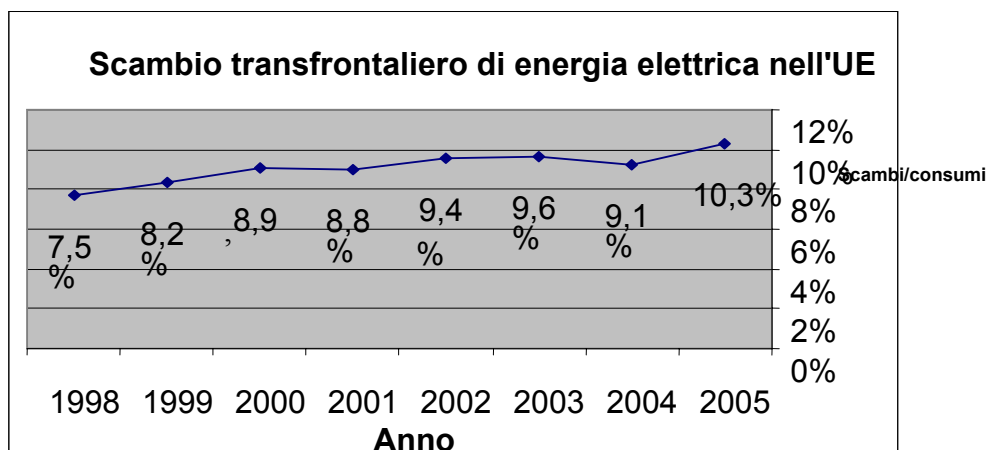


Grafico 1:

Evoluzione dei flussi transfrontalieri di energia elettrica fra gli Stati membri dell'UE, la Norvegia e la Svizzera (percentuale di flussi transfrontalieri in relazione al consumo lordo di energia elettrica).

Il grafico 2 illustra le quantità di flussi transfrontalieri all'interno e all'esterno di determinate regioni europee, definite negli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione², con l'aggiunta dell'Europa del sud-est. Nel grafico i paesi appartenenti a regioni diverse sono state incluse nella regione con cui hanno la connessione fisica più forte. La Svizzera è stata inserita nell'Europa del nord-ovest e la Norvegia nell'Europa settentrionale. Il grafico fornisce un quadro approssimativo della realtà e non comprende tutte le caratteristiche dei mercati geografici. Per esempio, nella pratica i mercati della Germania e dell'Austria sono ampiamente integrati.

² 2006/770/CE: Decisione della Commissione, del 9 novembre 2006, recante modifica dell'allegato del regolamento (CE) n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, GU L 312 dell'11.11.2006, pag. 59-65.

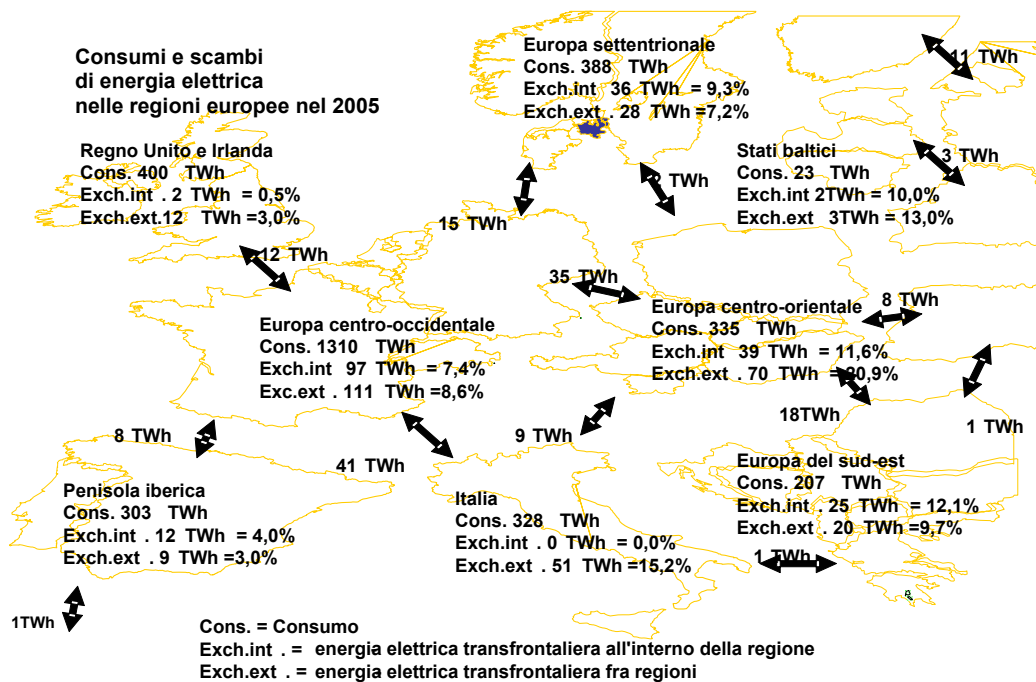


Grafico 2: Consumi e scambi di energia elettrica nelle regioni dell'Europa nel 2005³

Il grafico mostra che la regione più vasta è l'Europa centro-occidentale, che registra un consumo annuale di 1 310 TWh. Gli scambi di energia elettrica di questa regione con tutte le regioni confinanti sono notevoli, in particolare con l'Italia (41 TWh) e con la regione dell'Europa centro-orientale (35 TWh). Fino a non molto tempo fa la regione baltica era separata dal resto delle regioni dell'UE ma l'interconnettore fra l'Estonia e la Finlandia, entrato in esercizio nel dicembre 2006, ha oramai posto fine all'isolamento.

Il 6,5% (213 TWh) del consumo totale in queste regioni (3 271 TWh) è oggetto di scambi transfrontalieri all'interno delle regioni, il 4,3% (141 TWh) fra le regioni e lo 0,7% (24 TWh) con paesi terzi. Tuttavia, occorre notare che i flussi fisici sono soltanto un indicatore approssimativo dei volumi reali oggetto di scambi transfrontalieri. Quando gli scambi commerciali nelle direzioni opposte sono bilanciati, i volumi di scambio all'ingrosso possono essere più elevati dei volumi fisici. Inoltre, a causa di flussi circolari e del metodo di calcolo della capacità attualmente utilizzato, che tiene conto dell'impatto sui paesi terzi in maniera insufficiente, gli scambi commerciali coincidono raramente con i flussi fisici.

Gli attuali modelli di scambio fra le regioni e le capacità di interconnessione su cui si basano mostrano chiaramente che esistono possibilità di ulteriore integrazione delle regioni verso un mercato europeo. Questo porterà a una maggiore convergenza dei prezzi fra le regioni con un mix simile di generazione dell'energia e a un uso più efficiente delle possibilità di arbitraggio fra le regioni con mix diversi di generazione, come fra i mercati dell'Europa centro-occidentale e dell'Europa settentrionale.

³ Fonti: UCTE, Nordel, DTi, GST della regione baltica

Complessivamente, le opportunità di scambi transfrontalieri risultano ampiamente sottoutilizzate, come hanno confermato i risultati dell'indagine settoriale sui mercati dell'energia elettrica e del gas⁴. Questo è dovuto in parte alla mancanza di integrazione dei mercati all'ingrosso e di bilanciamento. In altri casi, in molti paesi non esiste ancora un segnale affidabile relativo ai prezzi per orientare gli scambi transfrontalieri.

3. ELABORAZIONE DI METODI PER GLI SCAMBI TRANSFRONTALIERI

L'adozione degli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione è stato un passo in avanti nel progetto del mercato interno comunitario dell'energia elettrica. Gli orientamenti contengono norme pratiche per attuare una serie di principi, già inclusi nel regolamento (CE) n. 1228/2003. Gli elementi principali degli orientamenti sono la suddivisione dell'UE in regioni (sette regioni oltre l'Europa del sud-est), l'obbligo per gli operatori dei sistemi di trasmissione di operare un sistema comune coordinato per il calcolo e l'assegnazione della capacità e infine i requisiti in materia di trasparenza.

I metodi di assegnazione della capacità attualmente in uso sulle interconnessioni congestionate sono i seguenti (cfr. anche il grafico di cui all'allegato 1):

- (1) conservazione (l'impresa a integrazione verticale conserva la capacità)
- (2) assegnazione prioritaria per contratti storici
- (3) aste esplicite
- (4) aste implicite
- (5) per le assegnazioni infragiornaliere, in ordine cronologico prioritario e secondo criteri di proporzionalità.

Soltanto le aste esplicite e implicite coordinate soddisfano i requisiti del regolamento (CE) n. 1228/2003. Tuttavia, la conservazione è ancora utilizzata su alcune vecchie linee commerciali e l'assegnazione prioritaria continua a essere concessa a vecchi contratti nonostante la sentenza della Corte di giustizia delle Comunità europee nella causa C-17/03⁵. La Commissione ha già intentato azioni legali contro queste situazioni.

In futuro, una capacità maggiore sarà assegnata mediante aste implicite. Attualmente, il cosiddetto metodo di "*market coupling*", sviluppato dall'ETSO (*European Transmission System Operators*, Associazione europea dei gestori di reti) e dall'EuroPex (Associazione degli scambi europei di energia), offre il massimo potenziale di una concreta integrazione del mercato europeo dell'energia elettrica mediante aste implicite nei mercati del giorno prima. L'indagine settoriale⁶ ha mostrato che spesso le aste esplicite, così come si svolgono

⁴ Indagine a norma dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità, COM(2006)851, cfr. parte b II.3 Integrazione del mercato

⁵ Vereniging voor Energie, Milieu en Water and Others v Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, GU C 182 del 23.7.2005, pag. 2.

⁶ Indagine a norma dell'articolo 17 del regolamento (CE) n. 1/2003 nei settori europei del gas e dell'elettricità, COM (2006) 851, cfr. parte b II.3 Integrazione del mercato, cfr. parte b II.3.5.3

attualmente, favoriscono un utilizzo inefficiente della capacità di interconnessione e impediscono l'integrazione del mercato.

In passato, il calcolo della capacità transfrontaliera si è basato in larga misura sul metodo della capacità netta di trasferimento sviluppato dall'ETSO. Recentemente sono stati proposti metodi di calcolo della capacità più avanzati, integrati nell'assegnazione di capacità, che sono necessari per soddisfare gli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione. La soluzione più promettente è il cosiddetto metodo basato sul flusso, in cui la capacità disponibile è calcolata nel contesto di un modello di rete globale senza disaggregazione ex-ante subottimale della capacità totale in valori bilaterali di capacità netta di trasferimento. Il metodo basato sul flusso, che offre la possibilità di assicurare che i flussi fisici risultanti di tutti i GST mantengano la rete entro i limiti di sicurezza, presenta notevoli vantaggi potenziali se utilizzato in una rete di trasmissione a maglie fitte.

Sono ancora necessari sforzi notevoli per attuare le nuove disposizioni, comprese quelle definite negli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione. Di conseguenza, non è stato possibile terminare tutti i progetti principali entro il 1° gennaio 2007, il termine fissato per introdurre un metodo di calcolo della capacità comune coordinato e l'assegnazione secondo gli orientamenti summenzionati. Le difficoltà incontrate sono in primo luogo di natura tecnica in quanto il sistema deve essere testato e dimostrarsi sufficientemente solido prima di essere attuato. In secondo luogo, spesso è una sfida politica concordare cambiamenti a livello di comportamento del mercato. Anche se un metodo migliore aumenterebbe i vantaggi complessivi per i partecipanti al mercato e offrirebbe un uso più sicuro ed efficiente delle infrastrutture esistenti, la quantità di capacità da assegnare potrebbe diminuire a determinate frontiere.

Sono stati compiuti alcuni progressi nello sviluppo dell'accesso agli scambi intragiornalieri transfrontalieri. Si tratta di uno dei requisiti degli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione, che diventerà obbligatorio il 1° gennaio 2008.

I regolatori nazionali e la Commissione monitoreranno attentamente l'attuazione degli orientamenti. La Commissione è pronta ad avviare procedimenti di infrazione in caso di inosservanza dei nuovi orientamenti.

4. MECCANISMO DI COMPENSAZIONE TRA GESTORI DEL SISTEMA DI TRASMISSIONE

Il regolamento (CE) n. 1228/2003 definisce anche il contesto in cui la compensazione per l'uso delle reti limitrofe non è più basata su tasse esplicite per scambi individuali (tasse transfrontaliere o di transito) ma su un meccanismo globale di compensazione basato sui flussi fisici. Questa è una soluzione ragionevole in una rete dell'energia elettrica a maglie fitte in cui i flussi commerciali nelle direzioni opposte si equilibrano e i flussi fisici non corrispondono quasi mai al percorso contrattuale.

Il meccanismo di compensazione fra gestori del sistema di trasmissione (GST) ha compiuto progressi su base volontaria nell'ambito del processo del forum di Firenze. Il primo accordo volontario, concluso nel marzo 2002 fra i membri dell'ETSO, includeva ancora una tassa transfrontaliera di 1 €/MWh, percepita collettivamente o mediante le transazioni relative alle esportazioni e importazioni, a seconda del paese coinvolto. Nel 2003 la tassa in questione è stata ridotta a 0,5 €/MWh, per poi essere abolita nel 2004.

L'accordo volontario fra i GST si è basato su un metodo che costituisce una semplificazione della realtà dei flussi transfrontalieri. Questa semplificazione presenta diversi difetti, che sono diventati sempre più difficili da gestire per alcuni partecipanti. L'ETSO si è impegnata a migliorare la metodologia e ha proposto un cosiddetto modello IMICA (*Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation*, modellizzazione avanzata per l'assegnazione dei costi delle infrastrutture), che affronta alcuni difetti del sistema precedente. Tuttavia, visto che il metodo è molto complesso e che sono ancora in corso discussioni sui principi di un metodo di compensazione fra GST, nel 2007 è stato introdotto un nuovo meccanismo temporaneo di compensazione che presenta alcuni miglioramenti.

Il gruppo dei regolatori europei per l'energia elettrica e il gas (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*, ERGEG) ha lavorato sugli orientamenti per il meccanismo di compensazione che la Commissione deve adottare a norma del regolamento (CE) n. 1228/2003. Tuttavia, dopo vari tentativi e la proposta di diversi metodi possibili, visto che quello più recente e promettente è il metodo IMICA, entro la fine del 2006 non è stato raggiunto un accordo in seno all'ERGEG.

La Commissione valuta ancora se il lavoro dell'ERGEG costituisce una base sufficiente per adottare orientamenti con l'assistenza del comitato per l'energia elettrica transfrontaliera istituito dall'articolo 13 del regolamento (CE) n. 1228/2003.

5. ARMONIZZAZIONE DELLE TARIFFE DI ACCESSO ALLA RETE

Le tariffe per l'accesso alla rete di trasmissione variano sensibilmente (cfr. anche il grafico di cui all'allegato 2). La tariffa media di accesso alla rete per un carico connesso alla rete di trasmissione (tassa-L) varia da circa 2 €/MWh (Svezia) a circa 27 €/MWh (Danimarca orientale). La tariffa media per un generatore connesso alla rete di trasmissione (tassa-G) varia fra 0 €/MWh (diversi Stati membri) e circa 1,8 €/MWh (Irlanda). Diversi fattori spiegano queste differenze. Oltre alla variazione dei costi relativi alle infrastrutture, in alcuni casi ma non in tutti le tariffe possono comprendere perdite, segnali differenziati per località, servizi o tasse relativi al sistema non direttamente connessi alle attività dei GST. Questi altri oneri sono generalmente connessi agli obblighi di servizio pubblico, come il sostegno alle fonti energetiche rinnovabili e alla produzione combinata di calore ed energia e i costi non recuperabili.

L'armonizzazione delle tariffe è necessaria per offrire condizioni di pari opportunità sul mercato dell'energia elettrica, uno dei temi principali oggetto del regolamento (CE) n. 1228/2003. Da diversi anni nel contesto del forum di Firenze è in preparazione un orientamento vincolante sui livelli tariffari, ma, a norma del regolamento, esso non può essere adottato indipendentemente dall'orientamento riguardante il meccanismo di compensazione fra GST. Il progetto di orientamento sulle tariffe da applicare alla trasmissione intende diminuire gradualmente la diffusione della tassa-G dal momento che quest'ultima è più importante della tassa-L per l'introduzione di condizioni di pari opportunità sul mercato.

6. CONGESTIONE

Si può notare che i modelli di congestione sono diventati più volatili, anche se non esiste ancora un metodo uniforme per raccogliere e pubblicare i dati su questo fenomeno. In passato i flussi, spesso dominati da contratti a lungo termine, rimanevano relativamente stabili.

L'aumento della volatilità può essere interpretata come un segno del migliore funzionamento del mercato che favorisce la crescita degli scambi in entrambe le direzioni attraverso gli interconnettori. In alcuni casi, questa situazione potrebbe essere dovuta a una nuova strategia di scambio dei soggetti coinvolti in una posizione dominante su un mercato: i volumi transfrontalieri sono in corso di ottimizzazione.

Con meccanismi basati sul mercato, i GST percepiscono rendite da congestione che riflettono la differenza dei prezzi fra le zone e il volume scambiato attraverso ogni interconnettore. Alle frontiere dove da tempo si usano le aste esplicite, nel 2005 (2004)⁷ sono state percepite le rendite seguenti: Germania 158 M€ (98 M€), Paesi Bassi 48 M€ (35 M€), Repubblica ceca 44 M€ (41 M€), Polonia 41 M€ (9 M€) e Danimarca (frontiera con la Germania) 28 M€ (19 M€). Nella regione dell'Europa settentrionale le rendite aggregate da congestione seguenti sono state percepite con il sistema di divisione del mercato⁸: 48 M€ nel 2004, 117 M€ nel 2005 e 104 M€ nel 2006. Per il 2006 sono state introdotte nuove aste esplicite per sostituire la conservazione, l'assegnazione prioritaria per contratti storici o i metodi di assegnazione in ordine cronologico prioritario, che non sono compatibili con il regolamento (CE) n. 1228/2003 o la sentenza della Corte di giustizia delle Comunità europee nel caso C-17/03.

A norma del regolamento, le entrate derivanti dalla congestione possono essere utilizzate soltanto per garantire la capacità, costruire infrastrutture o diminuire le tariffe di accesso alla rete. Purtroppo, le entrate derivanti dalla congestione sono state utilizzate in misura massiccia per diminuire le tariffe di accesso. Solo in alcuni casi sono stati preferiti gli investimenti nella rete (paesi nordici, Paesi Bassi). In base agli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione, dal 2007 i regolatori saranno tenuti a pubblicare una relazione annuale sulla raccolta e l'uso delle entrate derivanti dalla congestione.

7. ACCESSO PER GLI UTENTI FINALI ALL'ENERGIA ELETTRICA TRANSFRONTALIERA

I confini tra i paesi e le aree di controllo continuano a essere un ostacolo notevole alla vera integrazione del mercato. Un obiettivo a medio termine è armonizzare il mercato a livello regionale e costruire nuove infrastrutture in modo che i confini ostacolino meno di oggi i soggetti che partecipano al mercato. Una situazione simile è stata introdotta in larga misura per i partecipanti al mercato all'ingrosso nell'area Nord Pool. Quando i soggetti attivi nel mercato nordico fanno offerte sul mercato spot del giorno prima, il sistema ottimizza automaticamente l'uso dell'infrastruttura transfrontaliera. Anche il mercato di bilanciamento è integrato utilizzando offerte da tutta la regione. Tuttavia, il mercato nordico non si estende ancora direttamente fino al mercato al dettaglio, in quanto i clienti sono ancora obbligati a usare fornitori stabiliti nel loro stesso paese. Sono in corso lavori per istituire un vero mercato nordico degli utenti finali. Un altro esempio di integrazione dei mercati all'ingrosso è quello della Germania e dell'Austria. Anche l'integrazione del mercato al dettaglio è oggetto di discussioni.

⁷ Informazioni raccolte attraverso i siti web degli uffici che organizzano le aste. Si presuppone che la rendita in ogni interconnettore sia ripartita al 50% fra i GST coinvolti.

⁸ Nordel

8. SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO

Nel corso del primo anno dopo l'entrata in vigore del regolamento – il 2003 – si sono verificati numerosi problemi di sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica. Nel settembre 2003 l'Italia ha subito un grave blackout dovuto a difficoltà con le linee di interconnessione con la Svizzera e all'impossibilità di limitare la propagazione dei problemi. Sempre nel settembre 2003 si è verificato un blackout di vaste proporzioni nella Svezia meridionale e nella Danimarca orientale. Nel 2003 si sono registrati blackout di portata minore anche a Londra ed Helsinki. Il blackout più recente, verificatosi il 4 novembre 2006, ha interessato l'intera area sincrona dell'Unione per il coordinamento per la trasmissione dell'energia elettrica (UCTE). Questo incidente, che ha avuto origine nella Germania settentrionale, ha portato alla suddivisione dell'area UCTE in tre parti e, di conseguenza, a circa il 10% di riduzione del carico nell'area occidentale per preservare l'integrità della rete di trasmissione.

Visto che i problemi di portata rilevante si verificano di rado, non è ancora possibile stabilire se la probabilità del verificarsi di blackout aumenta o diminuisce rispetto a prima degli aumenti della trasmissione transfrontaliera. Tuttavia, il blackout italiano ha mostrato chiaramente che i GST non disponevano di un quadro di riferimento sufficiente per garantire un livello elevato di operatività del sistema su scala europea. La cooperazione era basata su raccomandazioni non vincolanti la cui applicazione non era sottoposta a monitoraggio. Di conseguenza, l'UCTE ha avviato una serie di lavori per trasformare le raccomandazioni in un manuale di regole, attuate e monitorate in virtù di un accordo vincolante fra tutti i GST membri dell'UCTE. Il processo non è ancora terminato, anche se sono stati compiuti progressi notevoli.

In particolare, nell'ambito del processo del forum di Firenze si è discusso della necessità di norme di sicurezza vincolanti a livello europeo. La realizzazione di questo obiettivo è già possibile con un regolamento, ma finora la Commissione non ha presentato una proposta in merito.

La recente relazione dell'ETSO sull'adeguatezza della generazione⁹ ha indicato che fino al 2012 non sussistono preoccupazioni notevoli per la maggior parte della rete europea. Dopo il 2012, la situazione potrebbe diventare critica se gli investimenti avvengono più lentamente del previsto. La situazione può cambiare abbastanza rapidamente all'annuncio di nuovi investimenti, come in Italia, Spagna, Paesi Bassi e Germania. I paesi nordici dipendono dalle precipitazioni, a causa dell'elevata percentuale di energia idroelettrica. La capacità di generazione può essere un problema negli anni caratterizzati da scarse precipitazioni, come il 2006.

La relazione dell'ETSO tiene conto dell'influenza delle connessioni transfrontaliere per l'adeguatezza della generazione a livello regionale e auspica che i GST non interrompano unilateralmente gli interconnettori fra Stati membri in caso di picchi estremi di domanda. Tuttavia, non è possibile prevedere il comportamento di alcuni GST in queste condizioni. Alcuni esempi indicano che i clienti nazionali potrebbero essere preferiti a quelli stranieri. Questa misura costituisce una violazione della direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni

⁹ Generation adequacy, an assessment of the interconnected European power systems 2008-2015, maggio 2006, ETSO

per il mercato interno dell'energia elettrica¹⁰ e della direttiva 2005/89/CE concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture¹¹. Questo tema importante sarà oggetto di ulteriori discussioni nel contesto dell'attuazione di quest'ultima direttiva.

9. SEGNALI DIFFERENZIATI PER LOCALITÀ

I segnali differenziati per località, che sono un requisito fondamentale per il funzionamento del mercato dell'energia elettrica, fanno riferimento alle tariffe o condizioni di trasmissione che influenzano il dispacciamento della generazione a breve termine e l'installazione di nuove centrali di generazione così come le grandi utenze a lungo termine.

Attualmente, gli effetti della congestione forniscono il più forte segnale differenziato per località connesso alla rete nel mercato comunitario dell'energia elettrica. Effettivamente, l'esistenza di congestione significa che il mercato è diviso in zone tariffarie e la congestione mantiene una differenza di prezzo fra di esse. Si tratta di un forte segnale quando un'impresa sceglie dove investire in capacità di generazione. Inoltre, in alcuni paesi (il Regno Unito, la Svezia e la Norvegia) esiste anche un segnale differenziato per località integrato nella tariffa di accesso alla rete che si presuppone influenzi il comportamento tanto a breve termine (dispacciamento) quanto a lungo termine (investimenti). Nelle tariffe non esistono ancora segnali europei differenziati per località per integrare quelli derivanti dalla congestione. Può essere necessario armonizzare le tariffe di accesso alla rete prima che un segnale europeo differenziato per località possa essere integrato nelle tariffe.

Una questione importante riguarda i segnali differenziati per località in alcuni Stati membri, soprattutto in paesi di grandi dimensioni con un'unica area tariffaria e in cui la congestione non è esplicitamente riconosciuta. Per esempio, nel nord della Germania si registra un'elevata penetrazione di mercato dell'energia eolica con dispacciamento prioritario. Sebbene fra il nord e il sud della Germania si verificano fenomeni di congestione, il mantenimento di un'unica area tariffaria significa che il segnale differenziato per località per i generatori convenzionali non esiste. Anche nel sud della Svezia e dell'Austria mancano segnali differenziati per località per la generazione a causa del mantenimento di un'unica area tariffaria. In Francia esiste un'unica area tariffaria per l'energia elettrica e una tariffa zonale per il gas: questa situazione crea congestione nel sistema di trasmissione dell'energia elettrica mentre sarebbe più economico trasportare energia primaria invece di energia elettrica. Si prevede che i metodi di assegnazione basati sui flussi apporteranno maggiori informazioni sull'ubicazione delle strozzature nel sistema energetico.

10. CONCLUSIONI

Durante il periodo di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica in Europa i flussi transfrontalieri sono aumentati moderatamente ma costantemente. Il principale fattore trainante è stata la possibilità di scambiare energia fra aree con prezzi diversi. I metodi di calcolo e assegnazione della capacità sono evoluti e un possibile miglioramento è rappresentato dagli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione, adottati nel novembre 2006, che richiederanno metodi basati su una più ampia ottimizzazione

¹⁰ GU L 175 del 15.7.2003, pag. 37.

¹¹ GU L 33 del 4.2.2006, pag. 22.

regionale dell'uso della rete invece di preferire la concentrazione sugli scambi bilaterali fra due paesi confinanti. Questo permetterà altresì una gestione più sicura dei flussi fisici.

Tuttavia, segnali evidenti mostrano che talvolta la rete di trasmissione opera quasi raggiungendo i propri limiti fisici. I blackout in Italia nel 2003 e nell'UCTE nel 2006 hanno illustrato quanto possono essere costose le conseguenze di un incidente nella rete europea di trasmissione. È quindi importante che l'aumento degli scambi sia accompagnato da un maggiore coordinamento dell'esercizio della rete e dalla costruzione di nuove infrastrutture, compreso l'ammodernamento delle linee esistenti, la costruzione di linee nuove e gli investimenti in altri componenti della rete, ove necessario. Vista la natura locale dell'energia elettrica, il potenziale di crescita non è illimitato ma esistono ancora ampie possibilità di ottimizzare l'uso delle risorse di trasmissione esistenti. Ciò premesso, aumentare i flussi non costituisce un obiettivo fine a se stesso. La possibilità di favorire i flussi è invece una condizione necessaria per gli scambi transfrontalieri e un elemento fondamentale per il corretto funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.

Il mercato europeo si basa sempre più su un concetto regionale, che inizialmente si è sviluppato in modo naturale, seguendo le caratteristiche fisiche della rete. Con l'introduzione delle regioni negli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione e con lo sviluppo delle iniziative regionali per l'energia elettrica da parte dell'ERGEG, l'approccio regionale ha ottenuto uno status ufficiale. Tuttavia, questo approccio dovrebbe essere considerato come uno strumento pragmatico per realizzare un mercato globale europeo. In generale, non esistono validi motivi per cui l'attuazione del mercato dell'energia elettrica debba variare notevolmente da una regione all'altra.

Gli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione sono entrati in vigore il 1° dicembre 2006. Gli orientamenti per il meccanismo di compensazione fra GST e gli orientamenti in materia di armonizzazione delle tariffe sono in preparazione e dovrebbero essere adottati dalla Commissione nel corso del 2007. Con questi orientamenti saranno realizzate le norme di cui al regolamento (CE) n. 1228/2003, ad eccezione delle norme in materia di sicurezza e responsabilità. Nel frattempo, è chiaro che occorre trattare varie questioni per le quali il regolamento non prevede orientamenti specifici. L'elenco indicativo riportato di seguito presenta i temi oggetto di discussione relativi agli scambi transfrontalieri, di cui soltanto alcuni sono pienamente contemplati dal regolamento. Tuttavia, la maggior parte di essi sono già oggetto di varie iniziative dell'ERGEG:

- (1) Norme in materia di sicurezza e affidabilità: norme stabilite fra i GST per garantire l'esercizio sicuro della rete. Un mandato per l'adozione degli orientamenti da parte della Commissione è già previsto all'articolo 8 del regolamento (CE) n. 1228/2003.
- (2) Norme in materia di connessione: destinate a gestire la relazione fra i GST e i clienti (generatori, operatori del sistema di distribuzione e grandi clienti finali).
- (3) Norme in materia di scambi di energia elettrica: armonizzazione degli accordi di scambio, scadenze e prodotti, compresi gli scambi infragiornalieri.
- (4) Norme in materia di trasparenza: norme dettagliate sugli scambi e sulla pubblicazione di dati fra i partecipanti al mercato. Le norme in materia di trasparenza sono già state trattate negli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione.

- (5) Norme in materia di energia di compensazione e di riserva: favorire ulteriormente l'integrazione dei mercati dell'energia di compensazione e di riserva. La compensazione transfrontaliera è già trattata negli orientamenti modificati in materia di gestione della congestione.
- (6) Norme in materia di scambio e trattamento di dati: favorire l'integrazione del mercato al dettaglio grazie a norme sufficientemente armonizzate in materia di scambi e trattamento di dati.
- (7) Norme a favore degli investimenti, compresi i segnali differenziati per località: istituire un quadro europeo per investimenti efficienti nei settori sia della generazione che della rete.

La necessità di queste norme e il loro livello di precisione devono ancora essere discussi; sono necessari ulteriori studi per fornire i contributi essenziali al dibattito. Tuttavia, è evidente che per una maggiore integrazione del mercato interno sono necessarie norme coerenti, come quelle elaborate nella comunicazione della Commissione sulle prospettive per il mercato interno del gas e dell'energia elettrica¹². Molte di queste norme esistono già, ma su base nazionale o su iniziativa delle imprese, con modalità di supervisione che variano fra i regolatori nazionali. L'incompatibilità di queste norme può essere uno degli ostacoli maggiori all'integrazione del mercato. La comunicazione summenzionata definisce il ruolo che i regolatori dovrebbero svolgere nel preparare, monitorare e attuare le norme in questione e le modalità di partecipazione dei GST al processo.

¹² Prospettive per il mercato interno del gas e dell'energia elettrica, COM(2006)841

Allegato 1: Metodi di gestione della congestione in uso in Europa (fonte relazione ETSO: *An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe*, maggio 2006)

Assegnazione sul mercato giornaliero (aggiornamento: gennaio 2007)

