

operatori, anche promuovendo forme di partenariato tra settore pubblico e privato; semplificare le procedure amministrative attraverso la cooperazione tra gli Stati membri; individuare i più opportuni strumenti finanziari di origine comunitaria attraverso la Banca europea degli investimenti, il Fondo europeo di sviluppo regionale e il Fondo di coesione.

Nella sua comunicazione al Parlamento e al Consiglio, *Infrastrutture europee dell'energia*, del dicembre 2001⁷, recante la proposta per l'emendamento della decisione 1254/96/CE relativa alle *Linee guida* per le reti transeuropee dell'energia, la Commissione europea ha identificato le esigenze di sviluppo delle reti di energia elettrica e gas e i principali ostacoli alla loro realizzazione; ha inoltre individuato i progetti prioritari che pertanto sono meritevoli di maggiore attenzione.

L'onere e i rischi dello sviluppo di nuove infrastrutture energetiche rimangono tuttavia, per la parte prevalente, in capo alle imprese; assumono pertanto un valore imprescindibile, nel creare le più opportune condizioni per la promozione degli investimenti, il ruolo dell'Unione europea, dei governi dei paesi membri e delle Autorità di regolazione. A tale riguardo la citata comunicazione della Commissione europea ha affidato al *Council of European Energy Regulators* (CEER) (in stretta collaborazione con la Commissione europea, gli Stati membri e l'industria) la preparazione di una proposta di *Linee guida* sulla regolazione e la promozione finanziaria delle infrastrutture, al fine di valutare l'opportunità di emanare una regolazione comunitaria in materia.

Nel documento presentato dal CEER nel mese di marzo 2003, si evidenzia come le congestioni nelle reti di trasporto e la mancanza di capacità negli interconnettori ostacolano il commercio attraverso alcune frontiere, limitando la diversificazione dell'offerta, la sicurezza degli approvvigionamenti e la creazione del mercato unico europeo. Il documento identifica una serie di *Linee guida* rivolte soprattutto ai governi e alle Autorità di regolazione per favorire lo sviluppo degli investimenti. Le principali raccomandazioni alle pubbliche Autorità riguardano:

- l'eliminazione dei conflitti di interesse nelle decisioni d'investimento attraverso una opportuna separazione legale (meglio se proprietaria) tra le fasi regolate e quelle soggette alla disciplina del mercato;
- la massima diffusione possibile delle informazioni sulla disponibilità di capacità per garantire l'uso efficiente delle reti (per esempio, la pubblicazione dei piani di investimento dei gestori delle reti);

7 Commissione europea, COM (2001) 775 del 20 dicembre 2001 e 2001/0311(COD).

- l'applicazione di procedure autorizzative chiare, trasparenti, non discriminatorie ed efficienti.

Ma l'enfasi principale viene data alla definizione di un quadro regolatorio per la remunerazione degli investimenti, che minimizzi i rischi e che sia opportunamente incentivante. A questo riguardo, il CEER identifica tre possibili alternative. La prima prevede un ruolo centrale delle Autorità di regolazione e della Commissione europea nella preparazione dei progetti infrastrutturali, il cui finanziamento ed esecuzione sarebbero affidati alle imprese in base a gare concorsuali. La definizione delle priorità di investimento andrebbe effettuata a partire da criteri prestabiliti, quali la sicurezza degli approvvigionamenti, la risoluzione delle congestioni, l'apertura del mercato interno ecc. Il meccanismo di selezione non sarebbe molto dissimile da quello attualmente in uso nell'ambito del programma TEN (*Trans European Network*), ma con un maggiore coinvolgimento a valle da parte delle Autorità nazionali che avrebbero il compito di bandire le gare e di assegnare i progetti di investimento e gestione delle nuove infrastrutture al miglior offerente. Il ritorno sugli investimenti verrebbe garantito da tariffe regolate in base ai costi riconosciuti dei lavori di costruzione e operazione, la cui trasparenza ed efficienza sarebbero assicurate dalla procedura concorsuale.

Nella seconda opzione le Autorità di regolazione non svolgerebbero alcun ruolo diretto nella definizione dei progetti, che verrebbe invece gestita dalle imprese interessate in base ai segnali provenienti dal mercato. Il recupero degli investimenti sarebbe garantito in base a tariffe regolate definite a priori e, quindi, non in funzione dei costi effettivi, che possono essere distorti rispetto ai costi efficienti. In questa alternativa è evidentemente più importante la netta separazione della fase di trasporto da quelle a monte e a valle per evitare sussidi interni, ma è soprattutto fondamentale la creazione di un quadro regolatorio che faccia emergere con chiarezza le opportunità di investimento attraverso il funzionamento del mercato. Assumono pertanto un ruolo critico sia la scelta dei meccanismi di risoluzione delle congestioni sugli interconnettori e sulle reti interne, sia la definizione dei regimi tariffari per l'uso delle reti che devono essere opportunamente incentivanti.

La terza e ultima alternativa è molto simile allo sviluppo delle cosiddette *merchant line* ed è quella di gran lunga più diffusa tra gli interconnettori attualmente esistenti. In questo caso, lo sviluppo di un nuovo interconnettore, o *merchant line* interna, dipende interamente dalla libera iniziativa delle imprese e non è soggetto ad alcuna forma di regolazione, a eccezione delle normali autorizzazioni nazionali e locali. In particolare, le tariffe per l'uso delle infrastrutture da parte di terzi sono determinate in base ad accordi negoziati. Il

CEER ritiene che lo sviluppo di *merchant line* andrebbe sottoposto a un minimo di regolazione per assicurare trasparenza e non discriminazione, oltre che, più in generale, il funzionamento efficiente ai fini della creazione del mercato unico europeo.

Quasi tutte le nuove infrastrutture di interconnessione previste per i prossimi anni appartengono alla terza categoria, come, per esempio, il gasdotto tra Olanda e Regno Unito per il quale Gasunie ha recentemente aperto le sottoscrizioni di interesse. Tuttavia, negli ultimi anni diversi paesi si sono orientati verso un approccio misto tra la seconda e la terza opzione: alcuni stanno sottoponendo l'uso delle *merchant line* al vincolo *use it or lose it*; altri (tra cui Italia e Regno Unito) hanno imposto un regime che assicura, per un periodo di tempo limitato (20 anni in Italia), all'investitore l'accesso esclusivo a una quota (l'80 per cento in Italia) della capacità delle nuove infrastrutture in modo tale da garantire il recupero dei capitali investiti, favorendo allo stesso tempo la liberalizzazione del mercato.

Il commercio transfrontaliero: allocazione della capacità di trasporto e tariffe

Il commercio transfrontaliero all'interno dell'Unione europea svolge un ruolo crescente per la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. In questa ottica, carenze infrastrutturali (almeno nel breve termine) e tariffe discriminanti possono condizionare i flussi di energia attraverso le frontiere tra i vari paesi membri e impedire la libera concorrenza. Assumono pertanto un ruolo critico i meccanismi di risoluzione delle congestioni e la definizione delle tariffe per il trasporto transfrontaliero dell'energia.

Negli anni intercorsi dall'attuazione delle Direttive europee sono stati fatti molti progressi, soprattutto per l'energia elettrica; tuttavia, i meccanismi in atto risentono ancora di notevoli problemi, tra cui quello dell'insufficiente grado di armonizzazione tra i paesi membri. Le problematiche delle congestioni e delle tariffe transfrontaliere nei due settori verranno brevemente esaminate soprattutto sotto questo profilo.

Elettricità

La mancanza di armonizzazione è particolarmente evidente nel trattamento delle congestioni. All'inizio del 2003 praticamente nessun paese membro aveva ancora pienamente attuato le *Linee guida* sulla gestione delle congestioni concordate nel sesto Forum di Firenze; inoltre, la loro attuazione parziale da parte di alcuni paesi non trovava necessariamente riscontro congruente nei meccanismi di allocazione decisi dai paesi circostanti. I valori riportati nella tavola 2.22 rispecchiano la situazione esistente nel 2002 per il complesso delle intercon-

TAV. 2.24 COERENZA DEI MECCANISMI DI GESTIONE DELLE CONGESTIONI ELETTRICHE CON I PRINCIPI GUIDA DEL SESTO FORUM DI FIRENZE

Valori in percentuale

	NEL COMPLESSO	IN FUNZIONE DELLO STATO DI CONGESTIONE			
		CONTINUO	FREQUENTE	OCCASIONALE	RARO
Incidenza sulla capacità totale di interconnessione	100,0	7,7	15,5	27,1	49,8
Incidenza dei contratti di lungo termine	14,7	50,3	41,2	4,7	6,3
Grado di coerenza^(A) con i principi guida:					
Uso della capacità netta	38,8	0,0	43,1	77,7	22,3
Metodo di allocazione	39,4	0,0	62,1	73,1	20,0
Commercio di capacità	47,0	96,1	62,1	76,7	18,6
Principio <i>use it or lose it</i>	65,0	46,3	100,0	100,0	38,0
Coordinamento bilaterale	73,3	46,3	71,0	82,0	73,5
Media	52,7	37,7	67,7	81,9	34,5

(A) Il grado di coerenza è calcolato come percentuale della capacità transfrontaliera totale (e per i vari stati di congestione) che risponde ai diversi criteri.

Fonte: Commissione europea, *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas markets*, Commission Staff Working Paper, Brussels, 01/10/2002, SEC (2002) 1038.

nessioni tra i 15 paesi membri più Svizzera e Norvegia, con le quali esistono accordi separati. La tabella evidenzia l'elevata incidenza dei contratti di lungo termine sulle interconnessioni caratterizzate da congestioni continue o frequenti. Nel complesso la gestione delle congestioni è coerente con i principi guida per circa il 50 per cento delle interconnessioni; tuttavia, la situazione rimane per molti versi critica per le interconnessioni più congestionate.

Il confronto più importante per la concorrenza nel mercato unico riguarda il metodo di allocazione della capacità per il quale gli accordi del sesto Forum di Firenze raccomandavano l'utilizzo di meccanismi di mercato senza transazioni dirette con le imprese. Tuttavia, ancora nel 2002 oltre il 60 per cento della capacità di interconnessione veniva allocata con meccanismi pro rata o in ordine di arrivo delle richieste. Il ricorso a metodi di mercato era prossimo a zero nelle interconnessioni più congestionate. Appare relativamente basso anche l'utilizzo della capacità netta risultante dai flussi in ambo le direzioni; pure in questo caso le interconnessioni più congestionate sono quelle che meno utilizzano la capacità netta. Va inoltre evidenziato che le interconnessioni più congestionate sono anche quelle con una maggiore incidenza di contratti di lungo termine. Nel complesso l'adesione agli accordi del sesto Forum di Firenze sem-

bra diminuire parallelamente al grado di congestione, escludendo le interconnessioni raramente o mai congestionate per le quali il problema dell'allocazione della capacità ancora non esiste.

Dall'1 marzo e fino alla fine del 2002 è stato sperimentato un meccanismo provvisorio di regolazione dei transiti che prevedeva una tariffa unica a livello europeo di 1 €/MWh ed escludeva solo i paesi scandinavi del *Nordpool*, le isole britanniche e la Grecia. Tale tariffa, unica per tutto il territorio attraversato, sostituiva il precedente meccanismo basato sulla somma dei corrispettivi per l'uso delle reti in ogni singolo paese e rappresentava pertanto un notevole incentivo al commercio intereuropeo di elettricità. Durante la maggior parte del 2002 il compenso medio ai gestori di rete per il trasporto transfrontaliero era inferiore a 0,2 €/MWh con punte più basse di 0,5 €/MWh, tranne che in un solo caso superiore a 1 €/MWh. Tale compenso va confrontato con una tariffa di trasmissione per un tipico grande consumatore (potenza installata di 15 MW e consumo annuo di 50 GWh) che varia tra 3,5 e 14 €/MWh. Il meccanismo in atto nel 2002 comportava in genere un aggravio trascurabile per l'utente finale; tuttavia implicava anche possibili, a volte gravi, distorsioni nella distribuzione dei ricavi tra i vari gestori di rete, in quanto non rifletteva adeguatamente l'uso reale delle loro reti (incluso i *loop flow*).

Il meccanismo definitivo, introdotto dall'1 gennaio 2003, rappresenta un miglioramento significativo sotto il profilo della trasparenza, ma risolve il problema dell'attribuzione dei costi solo in modo parziale. Il metodo identifica per ogni paese la "rete orizzontale" in modo da includere tutti i tratti interessati da flussi di transito maggiori di 1 MW. La distribuzione dei transiti tra le varie reti viene determinata in base alla media oraria del valore minimo tra i flussi di import e di export. I costi dell'utilizzo delle varie reti vengono calcolati sul capitale investito netto (*Regulatory Asset Base* o RAB). Il recupero dei costi viene effettuato attraverso tre voci: un corrispettivo per il flusso di energia in transito; un compenso di 0,5 €/MWh applicato all'esportazione netta di energia; un ulteriore compenso da allocare in proporzione all'energia esportata dai gestori delle reti nel caso che le prime due voci non siano sufficienti a coprire il costo dell'uso delle reti. L'attribuzione dei costi e dei ricavi viene effettuata a posteriori in base ai dati orari effettivi, raccolti dai gestori di rete a partire dall'1 gennaio 2003.

La metodologia in atto per il 2003 è centrata sui transiti di energia e non riflette nel modo più adeguato i costi indiretti causati dai riflessi di detti transiti sulle reti di altri paesi (o sulle reti di altri gestori del paese). Il meccanismo presenta anche altri limiti, tra cui uno dei più importanti riguarda l'assenza di segnali localizzativi nei corrispettivi applicati alle esportazioni. In generale, risulta evidente che l'allocazione dei ricavi per l'uso delle reti non potrà essere

equa in mancanza di una opportuna armonizzazione dei metodi di determinazione tariffaria all'interno del mercato unico. Ciò riguarda soprattutto la diversità delle metodologie utilizzate nei paesi membri per la determinazione del RAB, che introducono distorsioni dal lato sia dei costi sia dei ricavi e, in via correlata, l'allocazione dei costi di trasmissione tra generatori e carichi (G e L).

Gas

Un sommario esame dell'utilizzo delle capacità di trasporto di gas attraverso le frontiere dei paesi membri indica che problemi di congestione non dovrebbero in genere costituire un ostacolo al commercio internazionale. Il GTE (*Gas Transmission Europe*) valuta che su un totale di 59 punti di attraversamento di frontiera, 25 possono considerarsi perennemente saturi, 20 risultano congestionati una parte del tempo, mentre 14 hanno sempre quote di capacità disponibili. La valutazione della disponibilità di capacità per il trasporto transfrontaliero è tuttavia resa difficile per l'assenza di uniformità nelle metodologie di calcolo della capacità utilizzata.

Un problema rilevante a tale riguardo è la mancanza di trasparenza nelle procedure per il rilascio di capacità predisposte da parte dei trasportatori internazionali. La maggior parte delle infrastrutture di trasporto transfrontaliero di gas fa parte di sistemi di trasporto su lunghe distanze dai paesi produttori e non è attualmente soggetta a regolazione da parte di alcun paese membro. Molto più che nel settore elettrico la capacità di questi metanodotti è impegnata da contratti per il trasporto pluriennale di gas con clausole del tipo *take or pay*, indipendentemente dall'uso effettivo della capacità. In seguito all'esito positivo del ricorso della società Marathon contro Thyssengas presso la Corte europea e più recentemente contro Gasunie presso la Commissione europea, sta aumentando la sensibilità delle compagnie di trasporto verso il rilascio di capacità non utilizzata e la maggior parte dei paesi membri ha introdotto il principio *use it or lose it* nella propria regolazione. Rimane tuttavia in buona parte irrisolto il problema del rilascio di capacità sui metanodotti di transito.

Differenze tra paesi confinanti nelle procedure di prenotazione della capacità di trasporto contribuiscono a complicare ulteriormente il commercio del gas. Analogamente alle tariffe, discusse in seguito, esistono tre principali metodologie per l'allocazione della capacità disponibile. La maggior parte dei paesi membri fa ricorso a denominazioni punto a punto su periodi lunghi e con condizioni in genere inflessibili che scoraggiano soprattutto i nuovi entranti con forniture minori. Altrettanto penalizzante per il commercio internazionale sono le diversità delle procedure di bilanciamento esistenti tra i due lati delle frontiere.

Il trasporto transfrontaliero del gas si distingue da quello dell'energia elettrica soprattutto per l'inferiore grado di magliatura delle reti e per l'esistenza di

TAV. 2.25 GESTIONE DELLE CONGESTIONI E STRUTTURA DELLE TARIFFE DI TRASPORTO
NEL SETTORE DEL GAS

	DENSITÀ DELLA RETE AD ALTA PRESSIONE (KM/1000 KM ²)	STRUTTURA TARIFFARIA	PRENOTAZIONE DELLA CAPACITÀ	ALLOCAZIONE DELLA CAPACITÀ	UTILIZZO DELLA CAPACITÀ TRANSFRONTA- LIERA (%)
Austria	62,1	punto a punto	n.d.	ordine di arrivo	non applicabile
Belgio	119,4	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	50
Danimarca	33,5	francobollo	punto a punto	ordine di arrivo	77
Finlandia	3,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	63,2	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	68
Germania	165,3	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	33
Grecia	7,3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	18,1	entry exit	punto a punto	n.d.	33
Italia	101,3	entry exit	entry exit	pro rata	69
Lussemburgo	106,7	francobollo	non necessaria	non necessaria	n.d.
Olanda	282,9	punto a punto	punto a punto	ordine di arrivo	23
Portogallo	10,4	n.d.	n.d.	n.d.	77
Spagna	24,3	francobollo	entry exit	ordine di arrivo	42
Svezia	1,3	francobollo	non necessaria	non necessaria	n.d.
Regno Unito	78,5	entry exit	entry	asta	54

Fonte: Commissione europea, Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas markets, Commission Staff Working Paper, Brussels, 01/10/2002, SEC (2002) 1038.

direttrici di trasporto su lunghe distanze, che contribuiscono a oltre il 60 per cento della movimentazione totale di gas nelle reti dei paesi membri. Il numero molto ridotto di punti di entrata del gas sul territorio dell'Unione europea e la presenza di reti dedicate con solo limitati raccordi tra di loro ostacolano l'applicazione di metodologie uniformi all'interno del mercato unico, come nel settore elettrico. Solamente il forte potenziamento dei canali di approvvigionamento e dei sistemi di trasporto potrà nel futuro permettere al gas, iniettato ai punti di entrata nel territorio dell'Unione europea, di comportarsi come in un sistema quasi elettrico con spostamenti fisici minori. Allo stato attuale e per molti anni a venire sarà pertanto difficile evitare il fenomeno del *pancaking* delle tariffe di trasporto nei singoli paesi attraversati.

Nel settore del gas più che nel settore elettrico prevalgono, nei diversi paesi

membri, metodologie tariffarie differenziate che contribuiscono a ostacolare ulteriormente il commercio all'interno del mercato unico. Ai problemi di uniformità nella definizione del capitale investito, utilizzata nel calcolo delle tariffe di trasporto regolamentate, si sovrappongono differenze nel trattamento topologico dei flussi sul territorio con l'uso di tariffe punto a punto, *entry exit* e di tipo francobollo. Le tre metodologie hanno meriti diversi a seconda del grado di magliatura della rete e in alcuni paesi (per esempio, Italia e Regno Unito) convivono più metodologie in funzione dell'area coinvolta nel trasporto.

Diversamente dall'energia elettrica, il trasporto di gas richiede in genere spostamenti fisici dal punto di entrata al punto di uscita e ciò è tanto più vero quanto meno magliata è la rete di trasporto. Nelle aree caratterizzate da una elevata densità di reti e con molti punti di entrata e uscita, può essere opportuno l'utilizzo di una tariffa francobollo, mentre all'altro estremo, in aree con poche linee di trasporto e flussi in genere unidirezionali, è spesso più adatta una tariffa di tipo punto a punto. Il Forum di Madrid ha raccomandato l'uso di tariffe *entry exit* anche perché facilmente riconducibili a questi due casi estremi. Tuttavia, le scelte dei paesi membri non sembrano ancora decisamente orientate a tale principio; infatti, tariffe punto a punto sono spesso in vigore nei paesi con la più elevata densità di reti di trasporto ad alta pressione (Olanda, Germania e Belgio) e viceversa diversi paesi con bassa densità utilizzano tariffe francobollo (Danimarca, Spagna e Svezia).

LA REGOLAZIONE DEL MERCATO UNICO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Le modifiche delle Direttive europee 96/92/CE e 98/30/CE

La Commissione europea, nel marzo 2001, ha ricevuto dal Consiglio dei ministri dell'Unione europea di Stoccolma un invito a trovare soluzioni più compatibili con le esigenze dei paesi membri per accelerare la creazione del mercato unico dell'energia, anche alla luce di una ricognizione sullo stato di attuazione delle due Direttive sul mercato interno dell'elettricità e del gas (96/92/CE e 98/30/CE). La Commissione europea ha pertanto elaborato, nel corso del 2001, due proposte di modifica delle precedenti Direttive e una di regolamento sulle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri.

Il 13 marzo 2002 il Parlamento europeo, relativamente alle proposte di modifica, ha approvato una serie di emendamenti durante la cosiddetta "prima lettura" (secondo la procedura di codecisione); si è inoltre mostrato sostanzialmente in accordo con la Commissione europea e in qualche caso ha adottato posizioni fortemente pro competitive sottolineando, per esempio, una forte necessità di maggiore concorrenza dal lato dell'offerta.

Il 15 e il 16 marzo 2002 si è svolto a Barcellona il Consiglio dei ministri dell'Unione europea, durante il quale sono state discusse le proposte di modifica delle Direttive; dalle conclusioni sono emersi i seguenti punti di accordo:

- libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori diversi da quelli domestici a partire dal 2004;
- separazione del trasporto e della distribuzione dalla produzione e dalla fornitura;
- accesso non discriminatorio alle reti in base a tariffe trasparenti e pubblicate;
- istituzione in ciascun Stato membro di una funzione di regolazione indipendente.

Il 7 giugno 2002 la Commissione europea ha presentato una nuova versione delle proposte di Direttive, tenendo in debita considerazione le conclusioni di Barcellona e gli emendamenti votati del Parlamento europeo. Tali versioni hanno evidenziato elementi di novità che riguardano i seguenti aspetti:

- adozione di misure atte a garantire parità di condizioni dal lato dell'offerta; ciò allo scopo di ridurre il rischio di posizioni dominanti e di comportamenti predatori, e allo stesso tempo di tutelare e proteggere i piccoli consumatori;
- accesso alla rete in modo trasparente, senza discriminazioni, e a prezzi proporzionati ai costi sostenuti; promozione degli investimenti da parte degli

investitori sulle reti;

- istituzione obbligatoria da parte di ogni Stato Membro di Autorità di regolazione del settore energetico e assegnazione di competenze minime rispetto a:
 - approvazione o fissazione delle metodologie di calcolo delle tariffe di trasporto e distribuzione, dei termini e delle condizioni delle tariffe per il sistema di bilanciamento del gas e dell'elettricità;
 - *reporting* pubblico sulla struttura del mercato, concentrazione, posizioni predatorie e anticompetitive;
 - monitoraggio della concorrenza effettiva;
 - monitoraggio sulle informazioni aggregate, pubblicate da parte dei gestori delle reti, riguardanti le interconnessioni, l'utilizzo della rete, e le allocazioni di capacità alle parti interessate;
 - monitoraggio tariffario (attenzione ai sussidi incrociati);
- *reporting* pubblico trimestrale (attualmente annuale) sulle importazioni di elettricità;
- rilevanza della funzione del gestore della rete, che deve decidere in modo efficiente sulla manutenzione e lo sviluppo della rete, oltre che fornire l'accesso a condizioni trasparenti e non discriminatorie;
- definizione di metodologie tariffarie di trasporto e distribuzione (pubblicate) trasparenti e non discriminatorie;
- creazione da parte delle Autorità di regolazione di meccanismi di mercato trasparenti per la fornitura e l'acquisto di energia elettrica di bilanciamento, in base ai livelli di liquidità del mercato nazionale di elettricità e del gas;
- creazione da parte della Commissione europea di un organismo consultivo che abbia come obiettivo quello di incoraggiare e coordinare la cooperazione con le Autorità nazionali di regolazione dei paesi membri dell'Unione europea; ciò al fine di promuovere lo sviluppo del mercato interno dell'elettricità e del gas, e di portare a effettiva applicazione sia le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE sia il regolamento sugli scambi transfrontalieri;
- esame tempestivo delle condizioni di equilibrio tra domanda e offerta di energia, tenendo conto delle capacità fisiche di trasporto tra zone di eccedenza e di deficit; ciò al fine di adottare misure adeguate con sufficiente anticipo per garantire sicurezza dell'approvvigionamento;
- promozione di misure di efficienza e risparmio energetico attraverso incentivi fiscali e il perseguimento di precisi obiettivi (sottolineando il ruolo delle attività di comunicazione e marketing); inoltre un richiamo agli aspetti di tutela ambientale;
- definizione di iniziative e misure volte, da un lato, a favorire la reciprocità delle condizioni d'accesso alle reti dei paesi terzi e dall'altro a limitare

distorsioni della concorrenza derivanti da importazioni da paesi extra Unione europea;

- ammissibilità dei contratti *take or pay* di lungo termine per la fornitura di gas nei paesi membri e in accordo con gli obiettivi della Direttiva 98/30/CE;
- introduzione, tra gli obblighi di servizio pubblico (sicurezza dell'approvvigionamento, regolarità, qualità e prezzo delle forniture), anche della protezione dell'ambiente (richiamo ai mutamenti climatici), dell'efficienza energetica e infine della ricerca e dello sviluppo;
- trasparenza e non discriminazione dei costi sostenuti per la connessione di nuovi impianti di energia rinnovabile; senza dimenticare le caratteristiche specifiche, i costi e i benefici derivati dalla connessione di impianti di energia rinnovabile e cogenerazione.

In data 26 Settembre 2002 il Consiglio dei ministri dell'Unione europea, in seguito alla procedura di codecisione, ha pubblicato una prima versione della sua posizione relativa alle proposte di Direttive, e quindi ancora soggetta a modifica. Di tale lavoro si è discusso al Consiglio dell'energia del 4 ottobre e durante questo incontro si è registrato il consenso da parte dei governi degli Stati Membri riguardo la maggior parte degli articoli della proposta del 26 settembre 2002. Tuttavia su alcuni aspetti non si è raggiunto un definitivo accordo: *unbundling*, protezione dei consumatori ed *energy labelling*, accesso agli impianti di stoccaggio, apertura del mercato per i clienti domestici.

Infine in data 3 febbraio 2003, il Consiglio dei ministri ha adottato una posizione comune sulle proposte di Direttive. Essa recepisce i principali elementi della proposta della Commissione europea in data 7 giugno 2002, accogliendo quasi tutti gli emendamenti del Parlamento in forma identica o comunque senza modificarne la sostanza. Gran parte dei cambiamenti inseriti dal Consiglio dei ministri consolidano o chiariscono la proposta della Commissione europea, senza alterarne la sostanza. Tuttavia, esistono alcune differenze rispetto alla proposta della Commissione europea. Esse riguardano in particolare il rinvio dell'apertura totale del mercato al luglio 2007 (invece del 2005 proposto dalla Commissione europea e appoggiato dal Parlamento) e il rinvio al luglio 2007 (invece dell'1 gennaio 2004 proposto dalla Commissione europea e appoggiato dal Parlamento) dell'istituzione della tariffazione separata per i gestori dei sistemi di distribuzione.

L'approvazione definitiva delle proposte di Direttive, dopo un'ultima lettura in sede di Parlamento europeo, dovrebbe avvenire entro l'estate 2003 e la loro entrata in vigore sarà a partire dall'estate 2004.

Le attività del CEER

Il CEER è stato istituito nel marzo 2000, su iniziativa di alcuni organi di regolazione fra cui l'Autorità, con l'intento di creare un meccanismo di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore energetico, nonché di elaborazione di posizioni comuni per l'attuazione delle Direttive per un mercato unico dell'energia. Oggi al CEER aderiscono 14 organismi di regolazione di quasi tutti i paesi dell'Unione europea (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Portogallo, Spagna, Svezia, Gran Bretagna, Irlanda del Nord) e uno dell'Area economica europea (Norvegia).

Anche attraverso il CEER gli organismi di regolazione nazionale mantengono rapporti di collaborazione e consultazione con la Commissione europea e partecipano attivamente ai Forum di regolazione per l'elettricità, il gas e il mercato elettrico dell'Europa sud orientale.

Il CEER è organizzato attraverso gruppi di lavoro e *task force*, che analizzano temi specifici, su cui predispongono posizioni comuni dei regolatori energetici europei. Queste vengono discusse con i portatori di interessi, sottoposte alle istituzioni comunitarie e presentate negli opportuni contesti, in primo luogo i Forum di regolazione, nei quali il CEER ha sempre avuto un ruolo propositivo essenziale. Sono costituiti gruppi di lavoro relativi a: elettricità, gas, confronto internazionale dei prezzi, tassazione e ambiente, qualità dei servizi, sicurezza dell'offerta, infrastrutture energetiche, nuovi Stati membri, Europa sud orientale.

Tutte le posizioni sono approvate dal suo Consiglio (*CEER Board*), costituito dai Presidenti delle Autorità nazionali di regolazione aderenti o da loro rappresentanti. Tra aprile 2002 e marzo 2003 il *CEER Board* si è riunito otto volte. Al fine di coordinare in modo più efficace la propria attività, anche in vista della creazione del Comitato consultivo dei regolatori che la Commissione europea intende istituire nell'ambito del regolamento sugli scambi transfrontalieri di energia elettrica, il CEER si è dotato di un ufficio tecnico collocato a Bruxelles, presso il quale sono attualmente distaccati tre funzionari tra cui uno dell'Autorità.

Il CEER mantiene inoltre relazioni di collaborazione con altre istituzioni europee e internazionali come il Parlamento europeo, l'AIE, le associazioni delle Autorità di regolazione del Nord America e dell'America Latina (NARUC, *National Association of Regulatory Utility Commissioners*; CAMPUT, *Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*; ARIAE, *Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía*) e dei paesi dell'Europa orientale (ERRA, *Energy Regulators Regional Association*).

Sono proseguiti i rapporti di collaborazione e raccordo tecnico con il Ministero federale dell'economia e del lavoro (*Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit*) e con l'Ufficio federale *antitrust* (*Bundeskartellamt*) della Germania in vista della costituzione di un regolatore anche in questo paese, prevista dalle Direttive ora in fase finale di approvazione.

Si sono intensificate le relazioni con i regolatori dei nuovi Stati membri e con gli altri paesi candidati, per i quali c'è l'apposita *task force*. Sono stati organizzati un seminario comune (Vienna, 26-27 giugno 2002) e un corso di formazione sulla regolazione del mercato elettrico destinato a giovani funzionari, in collaborazione con ERRA (Budapest, 2-7 febbraio 2003).

Le attività dei Forum europei per la regolazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas

I Forum europei della regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati istituiti su iniziativa della Commissione europea (rispettivamente nel 1998 e nel 1999) a valle dell'approvazione delle Direttive europee di liberalizzazione dei mercati energetici; il loro scopo è favorire il dialogo fra i principali soggetti chiamati alla realizzazione di un effettivo mercato interno dell'energia.

Obiettivo dei Forum è il conseguimento di accordi sulle principali barriere alla concorrenza di rilevanza transnazionale: in essi la regolamentazione è ricercata attraverso il consenso delle parti interessate (governi, Commissione europea, regolatori, gestori delle reti e delle altre infrastrutture, gestori dei mercati, produttori, *trader*, consumatori). La Commissione europea, che presiede i Forum, trae da essi e dalle attività connesse le fondamentali informazioni necessarie al progresso degli obiettivi comunitari di liberalizzazione dei mercati, e valuta i casi in cui la regolazione consensuale non è sufficiente e deve essere integrata da regolamenti formali, come nel caso degli scambi internazionali di energia elettrica.

Vi sono attualmente 3 Forum che si riuniscono normalmente con cadenza semestrale:

- il Forum di Firenze per l'energia elettrica, che dalla sessione di ottobre 2002 si riunisce a Roma ed è organizzato dall'Autorità;
- il Forum di Madrid per il gas;
- il Forum di Atene per lo sviluppo del mercato integrato dell'energia elettrica nell'Europa sud orientale.

L'Autorità ha partecipato alle riunioni del nono Forum europeo di regolazione dell'energia elettrica, svoltosi a Roma il 17 e il 18 ottobre 2002, del sesto Forum europeo per la regolazione del gas tenutosi a Madrid il 30 e il 31 ottobre 2002 e del primo Forum di regolazione dell'energia elettrica nell'Europa sud orientale, tenutosi ad Atene il 12 e il 13 giugno 2002.

Forum di Firenze

Nel nono Forum di Firenze, l'Associazione europea dei gestori dei sistemi di trasmissione (ETSO) ha presentato una proposta di revisione del meccanismo vigente di compensazione tra i gestori stessi, relativo agli scambi transfrontalieri, destinato ad avere effetto dall'1 gennaio 2003. Tale sistema è applicato alle reti interessate da scambi e transiti internazionali, definite dai gestori, ed è basato sui costi stabiliti dalle Autorità nazionali di regolazione. La tariffa di esportazione risulta ridotta del 50 per cento rispetto all'anno precedente, al livello di 0,50 €/MWh. La proposta è stata accettata in via provvisoria dai governi, dalla Commissione europea e dal CEER in ragione di tale riduzione e di una migliore definizione della rete interessata rispetto al 2002; tuttavia secondo il CEER non si tratta di una soluzione ottimale. Per un'approvazione formale, sono state richieste ulteriori informazioni sui metodi di calcolo dei flussi e sui costi imputati. Inoltre, la tariffa di esportazione residua è considerata contraria ai principi di corrispondenza ai costi dei sistemi tariffari e deve in prospettiva essere eliminata.

Le persistenti difficoltà nel raggiungimento dell'accordo hanno spinto il CEER, la Commissione europea, i rappresentanti di produttori, *trader* e consumatori, oltre che quasi tutti gli Stati membri, a sottolineare la necessità di un regolamento comunitario in materia, sul quale il Consiglio europeo ha poi raggiunto una maggioranza il successivo 25 novembre.

A seguito di una presentazione del CEER, il Forum ha osservato come il sistema di compensazione ipotizzato offra solo in piccola parte ai mercati gli opportuni segnali circa la migliore localizzazione della produzione e dei consumi. A questo scopo occorre sviluppare l'armonizzazione dei sistemi tariffari nazionali, prevedendo precisi segnali per i produttori e i consumatori circa la migliore localizzazione. Attualmente il sistema tariffario fornisce solo segnali di breve medio termine, utili al commercio ma non agli investimenti di produttori, consumatori e trasportatori. Un sistema appropriato di tariffe di accesso alla rete deve essere basato su tariffe imputate ai produttori differenziate tra le aree, in relazione al bilancio tra produzione e consumo dell'area interessata. Altri problemi derivano dalla difformità dei contributi di allacciamento dei generatori, dei livelli di trasparenza tecnica, dei piani di eliminazione delle congestioni, dei metodi di incentivazione delle fonti rinnovabili, della tassazione.

Il Forum ha impegnato le varie parti, tra cui in primo luogo il CEER, allo sviluppo dei sistemi in vista dell'eliminazione dei rimanenti ostacoli a un mercato unico, tale da rappresentare un terreno di confronto equilibrato (*level playing field*) per i diversi operatori.

Al nono Forum hanno partecipato rappresentanti russi nell'ambito del dialogo tra l'Unione europea e la Federazione russa sull'energia. Sono stati illustrati gli sviluppi in materia di apertura del mercato russo e le prospettive di un'integrazione dei sistemi russo ed europeo, basati su concezioni tecniche notevolmente differenti.

I meccanismi di risoluzione delle congestioni presenti nell'area dell'Unione europea e dei paesi scandinavi sono tuttora assai difformi. Il Forum ha valutato positivamente le proposte del CEER per alcuni principi fondamentali: efficienza economica e invio di segnali appropriati per il dispacciamento; concorrenzialità e non discriminazione; trasparenza delle informazioni necessarie; massimo utilizzo della capacità disponibile, nel rispetto di livelli accettabili di sicurezza delle reti. I ricavi delle procedure risolutive, ottenibili solo in caso di effettiva congestione, non devono essere utilizzati in modo da disincentivare il gestore della rete a ridurre la congestione stessa.

Infine il Forum ha registrato e auspicato la continuazione dei lavori riguardo agli standard di sicurezza e affidabilità delle reti e di quelli del CEER circa le condizioni di regolazione per lo sviluppo delle infrastrutture. Ha considerato favorevolmente le proposte del CEER per un'evoluzione armonica dei criteri relativi alla sicurezza dell'offerta, che in un sistema sempre più integrato non possono che richiedere un approccio comune. Ha auspicato lo sviluppo delle transazioni con i paesi terzi sulla base di strutture di mercato equivalenti e standard comparabili di protezione ambientale.

Forum di Madrid

Il sesto Forum di Madrid ha preso le mosse dall'osservazione di un progresso minore della liberalizzazione per il gas rispetto a quella dell'energia elettrica, caratterizzato da difficoltà nell'accesso non discriminatorio alle infrastrutture e da benefici ancora modesti per i consumatori.

Il Forum concorda sulla necessità di definire strutture tariffarie in base al principio di sussidiarietà. Tuttavia, il CEER, la Commissione europea, la maggior parte degli Stati membri, i consumatori, i *trader* e i distributori convengono sul fatto che un sistema tariffario di tipo *entry exit*, pur tenendo conto delle differenze nazionali, favorisce lo sviluppo della concorrenza. Occorre quindi promuovere una convergenza dei sistemi tariffari, in modo da evitare l'accumulazione di tariffe di trasporto (*pancaking*) non giustificata da effettivi costi. Le Autorità nazionali competenti sono invitate a promuovere l'adozione di tariffe di tipo *entry exit* appena possibile. Qualora ciò non avvenga, devono essere

indicate chiaramente le ragioni, muovendosi contemporaneamente nella direzione della maggior coerenza possibile con le tariffe applicate in altri paesi. Il CEER è invitato a presentare al più presto un percorso di avvicinamento con indicazioni pratiche per l'adattamento delle tariffe esistenti a un sistema di tipo *entry exit*, in vista di una ragionevole integrazione e armonizzazione europea dei sistemi tariffari.

Il Forum sottolinea l'esigenza di assicurare la non discriminazione nell'accesso alle informazioni sull'uso dei sistemi. Le capacità disponibili devono essere pubblicate, secondo il CEER, la Commissione europea, la maggior parte degli Stati membri, i consumatori, i *trader* e i distributori, non più tardi dell'1 gennaio 2003. Qualora in via eccezionale ciò non avvenga per ragioni di confidenzialità, le ragioni vanno motivate e comunicate alle competenti Autorità nazionali e alla Commissione europea, assumendo al tempo stesso le misure alternative disponibili meno restrittive.

Il Forum ha adottato vari principi in materia di allocazione delle capacità, gestione della congestione e interrompibilità, pubblicità ed efficienza economica dei meccanismi scelti nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, previsione di segnali adeguati circa l'uso del sistema, utilizzo di eventuali ricavi in modo da evitare disincentivi alla rimozione delle congestioni, commerciabilità della capacità acquisita, contenimento del potere di mercato, pubblicazione trasparente e tempestiva delle informazioni necessarie, compatibilità con i meccanismi di mercato esistenti e adattamento a quelli in corso di sviluppo, promozione dell'interoperabilità dei sistemi, adozione di misure contro l'accaparramento delle capacità, rilascio di capacità nel lungo termine ove necessario.

Il CEER, la Commissione europea, la maggior parte degli Stati membri, i consumatori e i *trader* hanno sottolineato il ruolo dei servizi interrompibili nello sviluppo della concorrenza e della liquidità dei mercati, e per l'efficienza nell'uso delle reti. Pertanto tali servizi dovrebbero risultare disponibili anche in presenza di capacità non interrompibile, pur evitando tariffe discriminatorie in relazione a servizi simili.

Le *Linee guida di buona condotta (Guidelines for Good Practice)*, adottate nel quinto Forum (febbraio 2002), hanno svolto un ruolo importante nello sviluppo dell'accesso non discriminatorio alle reti; tuttavia il progresso non è stato uniforme in tutti gli Stati membri, dato che un primo rapporto ha rivelato diversi casi di mancato rispetto di molti dei requisiti indicati nelle *Linee guida*. Si sono verificati, infatti, incertezze nell'interpretazione, differenze tra i gestori dei sistemi di trasporto nell'applicazione, e in alcuni casi addirittura il superamento delle stesse *Linee guida*. Pertanto, il Forum ha invitato il CEER e il GTE a concordare una versione aggiornata delle *Linee guida* attraverso un apposito gruppo di lavoro, sulla base di una proposta della Commissione euro-