

power plant che non sono esplicitamente menzionati nell'elenco delle competenze e dunque sembrano rimessi a scelte nazionali.

Terzo pacchetto: l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

Con il Regolamento (CE) 713/09 viene istituita l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (*Agency for the cooperation of energy regulators* - ACER), con l'obiettivo primario di colmare il "gap di regolazione" a livello transfrontaliero, considerato dall'Unione europea uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali. L'ACER svolgerà anche un ruolo importante nella promozione della cooperazione fra regolatori nazionali a livello regionale.

Il Regolamento (CE) 713/09 prevede che il funzionamento dell'ACER poggia su 4 organismi:

- il Consiglio di amministrazione, composto da 9 membri nominati rispettivamente dalla Commissione europea (2), dal Consiglio europeo (5) e dal Parlamento europeo (2), che provvede alla gestione amministrativa e alla nomina del Direttore;
- il Consiglio dei regolatori, l'organismo tecnico di regolazione composto dai membri dei regolatori nazionali, cui partecipa la Commissione europea senza diritto di voto;
- il Direttore, che rappresenta l'ACER e, assieme al Consiglio dei regolatori, è responsabile dell'implementazione delle decisioni adottate; il Direttore di recente nominato resta in carica 5 anni rinnovabili; la sua nomina è sottoposta a opinione vincolante del Consiglio dei regolatori. Al Direttore può essere richiesto di presentare al Parlamento europeo una dichiarazione di intenti relativa al proprio mandato;
- il Consiglio di appello, composto da membri selezionati fra i *senior staff* dei regolatori, della Commissione europea o delle Autorità di regolazione, che ha il compito di valutare gli appelli avverso le decisioni dell'ACER.

L'ACER, la cui sede è Lubiana, è finanziata in parte da un contributo della Commissione europea, tratto dal bilancio generale dell'Unione europea, da contributi per la richiesta di esenzioni di accesso a terzi per nuove infrastrutture (nel caso in cui

i regolatori nazionali non trovino un accordo e chiedano l'intervento dell'ACER) e da contributi volontari degli Stati membri o dei regolatori nazionali e da altre donazioni. Lo staff previsto è costituito da 40-50 persone, circa.

All'ACER sono attribuiti ampi poteri consultivi e di monitoraggio. Le vengono conferiti poteri decisionali, invece, solo in due casi: appianare le eventuali controversie fra regolatori nazionali e deliberare le esenzioni di accesso di terzi alle reti per nuove infrastrutture, ove i regolatori nazionali non giungano a un accordo.

Sia i poteri di monitoraggio, sia quelli decisionali in materia di controversie fra regolatori o sistemi di regolazione nazionale sono di primaria importanza. Da un lato infatti garantiscono uno sviluppo armonizzato della regolazione europea e minimizzano i rischi di asimmetrie regolatorie. Dall'altro sono destinati ad avere rilevanza non secondaria in materia di verifica della corretta implementazione delle Direttive e dei Regolamenti, in quanto potrebbero avere valore giuridico in caso di eventuali procedure di infrazione.

È da ricordare infine il ruolo preminente che l'ACER avrà, assieme alla Commissione europea, nella definizione sia dei Codici di rete europei proposti dagli *European Network of Transmission System Operators* (ENTSO) e previsti dai Regolamenti elettricità e gas, sia dei piani di investimenti decennali. In particolare, su richiesta della Commissione europea, l'ACER definisce le *Linee guida* o i criteri di riferimento cui gli ENTSO dovranno attenersi nel proporre i Codici. Verificata la loro congruità con le *Linee guida*, l'ACER ne raccomanda poi alla Commissione europea l'adozione, che può diventare vincolante, attraverso il processo di Comitologia. L'ACER avrà inoltre un ruolo, in cooperazione con le Autorità nazionali, al fine di garantire la compatibilità dei quadri regolamentari nelle diverse regioni.

Terzo pacchetto energia: ENTSO e Codici di rete europei per le interconnessioni

Gli ENTSO per il gas e l'elettricità (ENTSO-G ed ENTSO-E) vengono istituiti dai rispettivi Regolamenti per l'elettricità, (CE) 714/09, e per il gas, (CE) 715/09, al fine di migliorare il livello di coordinamento fra gestori di rete nazionali.

Fra i compiti primari degli ENTSO, oltre alla responsabilità della gestione delle reti europee in sicurezza, sono la definizione sia

dei Codici di rete per ambiti definiti,² sia di un piano decennale europeo degli investimenti, che deve essere anche approvato dalla Commissione europea su parere vincolante dell'ACER. Quest'ultima deve anche esprimere un parere alla Commissione europea in merito alla proposta sullo Statuto, sui membri e sulle procedure degli ENTSO, prima della loro istituzione. Gli ENTSO verranno formalmente istituiti dopo che l'ACER si sarà ufficialmente insediata e avrà assunto i suoi poteri (18 mesi dopo la pubblicazione, nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea, delle misure approvate).

I nuovi Regolamenti gas ed elettricità contengono inoltre «orientamenti riguardanti il livello minimo di armonizzazione necessario per conseguire gli obiettivi» dei medesimi Regolamenti (dettagli riguardo i servizi di accesso per i terzi, i meccanismi di assegnazione delle capacità, il livello di trasparenza necessario ecc).

Terzo pacchetto energia: tutela dei consumatori

Le misure a favore della tutela dei consumatori sono state significativamente rafforzate nel terzo pacchetto energia nelle fasi finali del dibattito politico-istituzionale, su istanza, in particolare, del Parlamento europeo.

Al regolatore nazionale vengono attribuite specifiche competenze di tutela dei consumatori anche attraverso l'integrazione dell'Allegato 1 delle Direttive del 2003, che già prevedeva specifiche misure di tutela dei consumatori. In particolare, rispetto alle Direttive vigenti il terzo pacchetto energia richiede:

- la definizione di una lista di controllo europea sulle informazioni e sui diritti dei consumatori, da rendere pubblica;
- la creazione di uno sportello unico per rispondere alle richieste di informazioni dei consumatori, anche riguardanti i loro diritti;
- la creazione di un'istituzione indipendente di mediazione per i reclami;
- la definizione di cliente vulnerabile;
- i rimborsi nel caso di mancato rispetto di standard di qualità, inclusi ritardi o imprecisioni nella fatturazione;

- l'accesso a titolo gratuito e con periodicità sufficiente ai propri dati di consumo;
- il diritto a ricevere l'ultima fattura di conguaglio non più tardi di 6 settimane dopo il cambio di fornitore;
- la garanzia di *switching* entro 3 settimane;
- i tempi certi per l'installazione di contatori intelligenti nel settore dell'energia elettrica.

Politiche per gli investimenti: il Piano energetico europeo per la ripresa

Il Piano energetico europeo per la ripresa (PEER) trova origine nel Piano europeo per la ripresa economica presentato dalla Commissione europea nel novembre 2008 (su richiesta del Consiglio europeo), mirato a contenere l'impatto della crisi economica attraverso la promozione dell'occupazione, il potere di acquisto, gli investimenti infrastrutturali e dei settori a basso contenuto di carbonio. I progetti di investimento nel settore energetico hanno un ruolo importante per il rilancio economico europeo e pertanto il Consiglio europeo a dicembre 2008 ha dato incarico alla Commissione europea di presentare un programma concreto di investimenti da sostenere a livello comunitario. In questo contesto la Commissione, a gennaio 2009, ha proposto il Regolamento (CE) 663/09 (poi adottato a luglio 2009 ed entrato in vigore ad agosto dello stesso anno) che istituisce il PEER.

Il PEER dispone di un significativo contributo dell'Unione europea, circa 4 miliardi di euro, per il cofinanziamento di specifici progetti energetici che potranno al contempo contribuire alla ripresa economica e al perseguimento degli obiettivi europei in tema sia di sicurezza delle forniture, sia di politica ambientale. Il PEER si pone l'obiettivo di agevolare i progetti di investimento con un impatto diretto sull'economia e l'occupazione, sulla sicurezza delle forniture degli Stati membri più vulnerabili e sulla connessione delle aree energetiche isolate dell'Unione con il mercato interno europeo. Lo stesso permetterà di accelerare l'implementazione degli obiettivi della politica "20/20/20" sostenendo le tecnologie innovative nel campo delle energie rinnovabili, oltre che della cattura e dello stoccaggio del carbo-

² I Codici di rete riguarderanno la definizione di regole di: sicurezza e affidabilità delle reti, connessione, accesso di terzi alle reti, scambio dati e *settlement* interoperabilità, procedure operative in emergenza, allocazione delle capacità e gestione delle congestioni, accesso ai servizi per il trading, trasparenza, strutture tariffarie armonizzate, efficienza energetica e bilanciamento reti gas.

nio. Il bilancio complessivo di 3.980 miliardi di euro messo a disposizione dal Regolamento (CE) 663/09 per il cofinanziamento di progetti energetici è articolato in tre ambiti:

- progetti infrastrutturali di interconnessione nel settore elettrico e gas, 2.365 milioni di euro (60% del totale);
- progetti eolici *off shore*, 565 milioni di euro (14% del totale);
- progetti di cattura e stoccaggio del carbonio, 1.025 milioni di euro (26% del totale).

In allegato al Regolamento è contenuta la lista dei progetti idonei a richiedere il cofinanziamento. Per quanto riguarda il nostro Paese sono stati inclusi, fra questi, alcuni importanti progetti di interconnessione ed è stata individuata la soglia massima di cofinanziamento:

- il gasdotto Italia-Grecia ITIGI-Poseidon (100 milioni di euro);
- il gasdotto Italia-Algeria GALSI (120 milioni di euro);
- il cavo sottomarino (AC 380 kV) Sicilia-Calabria (120 milioni di euro);
- l'interconnessione elettrica Italia-Malta (20 milioni di euro);
- il progetto di cattura e stoccaggio di carbonio di Porto Tolle (100 milioni di euro).

Fra marzo e luglio 2009 è stata condotta la procedura di raccolta di manifestazioni di interesse da parte dei soggetti titolari dei progetti, e a dicembre 2009, a valle del processo di valutazione condotto dalla Commissione europea, dal Consiglio (attraverso la procedura di Comitologia) e dal Parlamento europeo, sono stati selezionati i primi 15 progetti relativi alla cattura e allo stoccaggio del carbonio e all'eolico *off shore* (fra questi è stato selezionato il progetto di Porto Tolle). Il 4 marzo 2010 la Commissione europea ha definitivamente approvato la selezione di 43 progetti infrastrutturali energetici (31 gasdotti e 12 elettrodotti) che potranno beneficiare di un cofinanziamento dell'Unione europea, pari a circa 2,3 miliardi di euro in tutto. I progetti di interesse italiani considerati idonei al finanziamento sono stati confermati.

A valle dell'adozione del secondo *Strategic Energy Review* (vedi la *Relazione Annuale 2009*) e a complemento del PEER,

la Commissione europea ha proposto nuove regole per migliorare la trasparenza sui progetti di investimento nelle infrastrutture energetiche europee. Pertanto il 16 luglio 2009 ha approvato una proposta di Regolamento del Consiglio sulla Comunicazione alla Commissione europea di progetti di investimento nelle infrastrutture per l'energia nell'Unione europea che abroga il Regolamento (CE) 736/96, e che stabilisce nuove regole di trasparenza sullo sviluppo infrastrutturale dei principali settori energetici europei, fra cui il petrolio (inclusi i biocarburanti), l'elettricità (incluso il nucleare) e il gas naturale. Gli Stati membri e le imprese saranno tenuti a notificare alla Commissione europea le informazioni sugli investimenti (in sviluppo e progettazione), che verranno rese pubbliche in modo tale da permettere a tutti gli *stakeholder* del settore energetico di prevedere in buon anticipo i rischi di gap infrastrutturali, assieme a regolari scenari sugli sviluppi della domanda. La Commissione europea prevede che il Consiglio possa approvare il Regolamento nel primo semestre del 2010.

Regolamento per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas

A valle delle proposte presentate nel secondo *Strategic Energy Review* – pubblicato a novembre 2008 (vedi la *Relazione Annuale 2009*) e approvato dal Consiglio energia di gennaio e febbraio 2009, dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo della primavera 2010 – la Commissione europea ha proposto nuove regole per la sicurezza delle forniture di gas naturale, che rafforzano il sistema esistente e assicurano che gli Stati membri e gli operatori del mercato prendano in buon anticipo le misure necessarie per prevenire e mitigare eventuali interruzioni degli approvvigionamenti di gas.

Lo scorso 16 luglio 2009 la Commissione europea ha quindi proposto un Regolamento, attualmente al vaglio del Parlamento europeo, finalizzato ad abrogare la precedente Direttiva 2004/67/CE in vigore. La necessità di un nuovo Regolamento nasce dalla consapevolezza, da parte della Commissione e degli Stati Membri, della difficoltà di contrastare efficacemente le criticità in materia di sicurezza, in un quadro in cui si registra, contestualmente a un incremento dei flussi di gas con lo sviluppo del mercato interno, un aumento della dipendenza dalle importazioni, assieme ai connessi rischi

legati all'approvvigionamento e al transito del gas in Paesi terzi.

La crisi del gas tra Russia e Ucraina risalente a gennaio 2009, che ha provocato un'interruzione senza precedenti della fornitura del gas che giunge alla Comunità attraverso l'Ucraina, ha di fatto spinto il Consiglio e il Parlamento europei a procedere in tempi brevi a una revisione della Direttiva in vigore. La Comunità, nell'ipotesi di ulteriori crisi negli anni a venire, dovrà pertanto prepararsi all'eventualità di altre interruzioni dell'approvvigionamento di gas con misure coerenti ed efficaci, approntate con debito anticipo e coordinate a livello comunitario.

Nello specifico i principali punti del nuovo schema di Regolamento riguardano:

- il ruolo e le responsabilità delle c.d. "Autorità competenti", vale a dire, l'Autorità nazionale di regolamentazione o l'Autorità governativa nazionale che lo Stato membro ha individuato quale responsabile della sicurezza dell'approvvigionamento di gas, incaricandola di mettere in atto le misure in materia di sicurezza. Queste comprendono una valutazione biennale del rischio, la definizione di piani d'azione preventivi, l'istituzione di un piano di

emergenza e il controllo continuo della sicurezza degli approvvigionamenti di gas a livello nazionale. Le Autorità competenti collaborano tra loro per prevenire l'interruzione delle forniture e limitare i danni qualora si verificassero. La Commissione coordina le Autorità competenti a livello comunitario attraverso il Gruppo di coordinamento del gas, in particolare, se si verifica un'emergenza comunitaria. Le misure eventualmente attuate in materia di sicurezza devono essere definite con chiarezza, essere trasparenti, proporzionate, non discriminatorie, verificabili e non devono distorcere indebitamente la concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato interno;

- le nuove norme in materia di infrastrutture, che obbligano l'Autorità competente di ciascun Paese all'applicazione del c.d. "criterio N-1³", con la possibilità di estendere tale regola anche all'ambito regionale sopranazionale tramite forme di cooperazione tra Stati;
- l'obbligo per i gestori dei sistemi di trasporto di realizzare capacità fisica permanente di trasporto bidirezionale del gas su tutte le interconnessioni, entro un prefissato periodo di tempo dall'entrata in vigore del nuovo Regolamento.

Politiche europee per l'energia e l'ambiente

Nel 2009 è stato definitivamente approvato il c.d. "pacchetto 20-20-20", o *Green Package*, ovvero le misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere simultaneamente, nel 2020, l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili (20%

sul totale dei consumi di energia con un minimo del 10% per l'utilizzo di biocombustibili nel trasporto) e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-20% rispetto al livello del 1990). Il *Green Package*, proposto dalla Commissione

³ Il criterio N-1 riguarda la sicurezza valutata nell'ipotesi che l'eventuale fuori servizio accidentale e improvviso di un qualsiasi componente del sistema non determini il superamento dei limiti di funzionamento degli altri componenti rimasti in servizio.

europea a gennaio 2008 sulla base degli accordi presi dal Consiglio europeo del marzo 2007, è articolato in quattro Direttive che dovranno essere implementate dagli Stati membri entro dicembre 2010, ovvero:

- una Direttiva che istituisce obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'aumento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del mix energetico (Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE);
- una Direttiva che rivede il sistema dell'Unione europea di scambio delle quote di emissione (EU ETS) che riguarda il 40% circa delle emissioni di gas serra dell'Unione europea (Direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che modifica la Direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra);
- una Decisione sulla "condivisione degli oneri" che fissa obiettivi nazionali vincolanti per le emissioni dei settori che non rientrano nel sistema EU ETS comunitario (Decisione della Commissione europea del 24 dicembre 2009 che determina, a norma della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, un elenco dei settori e dei sottosettori ritenuti esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio);
- una Direttiva che istituisce un quadro giuridico finalizzato a garantire un utilizzo sicuro e compatibile con l'ambiente delle tecnologie di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (Direttiva 2009/31/CE).

La Direttiva 2009/28/CE, nel porre l'obiettivo del 20% di fonti rinnovabili sui consumi energetici entro il 2020, ripartisce l'onere fra gli Stati membri con precisi obiettivi nazionali (vedi la *Relazione Annuale 2009* per un dettaglio sulle quote nazionali). La quota delle energie rinnovabili sul consumo totale nell'Unione europea è attualmente dell'8,5%: il rimanente 11,5%, per arrivare all'obiettivo del 20%, viene ripartito in

obiettivi nazionali. In particolare, la proposta di ripartizione dell'onere prevede che il 50% dello sforzo aggiuntivo sia ripartito equamente tra gli Stati membri, mentre l'altra metà venga modulata in base al PIL *pro capite*. Inoltre gli obiettivi vengono modificati per tenere conto di una proporzione degli sforzi già compiuti dagli Stati membri che hanno accresciuto negli ultimi anni la quota di energie rinnovabili utilizzate. Le opzioni per sviluppare le energie rinnovabili variano da uno Stato membro all'altro: ciascuno di essi presenterà pertanto, entro il giugno 2010, un Piano d'azione nazionale per definire le modalità di realizzazione degli obiettivi e consentire un'efficace verifica dei risultati.

La Commissione europea ha pubblicato nell'aprile 2009 un *Rapporto sullo stato di attuazione della Direttiva del 2001⁴* che evidenzia i progressi nello sviluppo delle energie rinnovabili in Europa. Nell'anno trascorso gli Stati membri hanno inviato, in vista della definizione dei Piani d'azione nazionali attesa per il giugno 2010, le proprie previsioni per il raggiungimento degli obiettivi indicati entro il 2020.

Il vigente sistema europeo di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (Direttiva (2003/87/EC), in vigore sino al 2012, impone alle imprese di restituire i diritti di emissione equivalenti alle loro emissioni di CO₂, assegnati per lo più a titolo gratuito dagli Stati membri, previa approvazione dei Piani nazionali di allocazione da parte della Commissione europea, e istituisce un mercato di scambio di detti diritti. Il sistema copre in tutta l'Unione europea circa 10.000 impianti industriali, tra cui centrali elettriche, raffinerie e acciaierie, responsabili di circa la metà delle emissioni di CO₂ e del 40% delle emissioni totali di gas a effetto serra dell'Unione europea (il restante 60% è relativo agli altri settori industriali e viene coperto dalla Decisione sull'*Effort Sharing*). La Direttiva 2009/29/CE prevede una revisione del sistema in vigore, essendo emersa l'esigenza di rafforzarlo e adeguarlo ai nuovi obiettivi. L'iniziale efficacia del sistema attuale si è infatti ridotta perché nella prima fase (2005-2007) i permessi sono stati concessi generosamente. La struttura del sistema, con i Piani nazionali di assegnazione, comporta un rischio di distorsione della concorrenza e del mercato interno. Anche il campo di applicazione del sistema, in termini di settori eco-

⁴ Comunicazione della Commissione europea al Consiglio e al Parlamento europeo, *Relazione sui progressi nelle energie rinnovabili ai sensi dell'art. 3 della Direttiva 2001/77/CE, dell'art. 4, paragrafo 2, della Direttiva 2003/30/CE e sull'attuazione del Piano di azione dell'Unione europea per la biomassa* (COM(2005) 628).

nomici e di gas contemplati, ha limitato la sua efficacia rispetto all'obiettivo di riduzione delle emissioni.

La nuova Direttiva, che sarà in vigore dal 2013 al 2020, in sintesi:

- definisce il target di riduzione del 21% delle emissioni di CO₂ nel 2020 rispetto alle emissioni del 2005⁵, a livello dell'Unione europea;
- assegna con asta l'88% dei permessi totali a pagamento agli Stati membri sulla base delle emissioni effettive del 2005; il 10% dei permessi viene redistribuito dai Paesi a più elevato reddito *pro capite* ai Paesi a più basso reddito e il rimanente 2% viene assegnato agli Stati membri che nel 2005 avevano raggiunto una riduzione del 20% rispetto al 1990 (*i.e.* Stati membri dell'Est Europa); ovvero il 12% dei permessi viene assegnato con finalità redistributive;
- stabilisce aste a titolo oneroso per l'assegnazione completa dei permessi di emissione al settore termoelettrico, con possibili deroghe per Paesi con PIL *pro capite* basso e in cui la generazione elettrica dipende per oltre il 30% da un singolo combustibile fossile;
- assegna una quota del 20% dei permessi da attribuire a titolo oneroso ai settori industriali non soggetti a rischio di *carbon leakage*⁶ nel 2013 e che dovrebbe salire al 70% nel 2020 per raggiungere il 100% nel 2027;

- prevede che la Commissione identifichi, entro il dicembre 2009, la lista dei settori *energy intensive* soggetti a rischio di *carbon leakage* sulla base di criteri definiti (*i.e.* percentuale sul valore aggiunto di costi diretti e indiretti conseguenti all'applicazione della Direttiva ed esposizione internazionale del fatturato), ai quali vengono assegnate quote gratuite fino al 100%;
- prevede che i crediti derivanti dai progetti CDM/JI (*Clean Development Mechanisms* e *Joint Implementation*)⁷ potranno essere utilizzati, accanto ai crediti EU ETS, anche nella terza fase della Direttiva EU ETS fino a un massimo del 50% della riduzione complessiva delle emissioni a livello dell'Unione europea, nel periodo 2008-2020; per i settori già soggetti alla Direttiva ciò corrisponde a circa 1,6 miliardi di crediti.

Relativamente alle misure per il contenimento delle emissioni climalteranti nell'anno appena trascorso, la Commissione europea ha pubblicato un documento per la consultazione sul Regolamento per le aste di allocazione dei permessi di emissione, nonché pubblicato una lista dei 164 settori c.d. "energivori", e pertanto esposti al rischio di *carbon leakage*, cui verranno distribuiti permessi di emissione gratuiti (per ulteriori dettagli vedi il Capitolo 1 del Volume 1).

⁵ Il target globale di riduzione delle emissioni dell'intero pacchetto, 20% rispetto al 1990, è il risultato cumulato degli obiettivi di riduzione delle emissioni, in relazione ai livelli del 2005, rispettivamente dei settori soggetti alla Direttiva EU ETS (21%) e di quelli soggetti alla Decisione sulla condivisione degli oneri ma non alla Direttiva EU-ETS (10%).

⁶ I settori a rischio *carbon leakage* sono i settori a rischio di delocalizzazione a seguito dell'imposizione del sistema EU ETS.

⁷ I *Clean Development Mechanisms* vengono definiti nell'ambito del Protocollo di Kyoto: i Paesi industrializzati possono attuare una parte dei loro impegni di riduzione delle emissioni investendo in progetti di riduzione delle emissioni in altri Paesi, specie quelli in via di sviluppo, nel quadro degli investimenti per lo sviluppo pulito. È anche prevista l'attuazione congiunta per i progetti riguardanti altri Paesi industrializzati nel quadro degli obiettivi di Kyoto, la c.d. *Joint Implementation*.

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i Paesi membri dell'Unione europea

Il nuovo assetto regolatorio europeo e i regolatori

Nel 2009 l'iter legislativo del terzo pacchetto energia si è concluso con la sua adozione, formale e unanime, da parte dei 27 Stati membri dell'Unione europea il 25 giugno, e con la sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009.

I regolatori europei riuniti in CEER-EREGG (il CEER è il *Council of European Energy Regulators*, ovvero il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia), dopo aver contribuito attivamente alla negoziazione tra Parlamento europeo e Consiglio sul terzo pacchetto energia, nel 2009 si sono dedicati al lavoro preparatorio per la sua corretta implementazione, tramite il gruppo di lavoro *Energy Package Working Group* (ENP WG). L'ENP WG ha creato una *task force* (*Agency Project Team*), di cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fa parte, dedicata ai lavori di preparazione degli aspetti istituzionali e procedurali della creazione della nuova Agenzia europea quali: le *Rules of Procedures* del Consiglio dei regolatori dell'Agenzia; l'elaborazione di una prima analisi dei documenti costitutivi di ENTSO-E ed ENTSO-G; la redazione delle procedure per la valutazione dell'impatto regolatorio, che l'ACER dovrà applicare nell'ambito della stesura delle *Linee guida* (*Framework Guidelines*), vincolanti per i Codici di rete europei.

Come ricordato, il nuovo assetto regolatorio europeo prevede che sia demandata a ENTSO-E ed ENTSO-G la preparazione dei Codici di rete per promuovere una maggiore uniformità nelle regole operative dei gestori di rete, nell'ambito però di *Linee guida* definite dall'ACER. Per testare la suddetta procedura e le scadenze a essa collegate, l'EREGG ha già avviato due progetti pilota, uno per il gas e l'altro per l'elettricità, prevedendo due fasi nel rispetto delle migliori pratiche regolatorie vigenti a livello europeo. Nella prima fase verrà preparata una Valutazione iniziale di impatto regolatorio che conterrà gli

obiettivi, le opzioni di regolazione a disposizione e la giustificazione della scelta fatta. Nella seconda fase verrà redatto un documento contenente gli orientamenti relativi. Tale fase include anche una consultazione pubblica dei documenti, della durata di almeno due mesi, un processo questo che prevede, laddove necessario, anche la creazione di specifici gruppi di esperti (*ad hoc expert group*) da interpellare nella prima fase della stesura degli orientamenti. Il progetto pilota per l'elettricità riguarda gli accessi alla rete (*Grid Connection*), mentre quello per il gas i meccanismi di allocazione della capacità (*Gas Capacity Allocation Mechanism*).

Iniziative regionali elettriche

Le Iniziative regionali sono state istituite, in ambito ERGEG, nel 2006 con l'obiettivo di facilitare l'integrazione dei mercati energetici nazionali verso il Mercato unico europeo dell'energia. Per quanto riguarda l'iniziativa sull'energia elettrica (*Electricity Regional Initiative*), nel corso del 2009 l'attività nelle sette regioni in cui essa è suddivisa si è concentrata sul coordinamento tra i singoli mercati nazionali all'ingrosso. Più in dettaglio, nella regione Centro-Sud (coordinata dall'Autorità italiana e costituita da Italia, Austria, Francia, Germania, Grecia, Slovenia e dalla Svizzera in qualità di osservatore esterno) l'attività si è concentrata su due fronti principali:

- l'allocazione della capacità transfrontaliera attraverso il consolidamento e il miglioramento delle procedure oggi in vigore (aste esplicite gestite su base bilaterale dai gestori di rete coinvolti, con regole armonizzate per l'intera regione);
- il processo di armonizzazione dei singoli mercati nazionali, in particolare sulla definizione del sistema di *market coupling* tra Italia e Slovenia.

Riguardo all'allocazione della capacità di trasporto, il dibattito si è concentrato sul tema del superamento della modalità di allocazione su base bilaterale attraverso l'adozione di una gestione unificata delle allocazioni, come previsto dalle *Linee guida* per la gestione delle congestioni della Commissione europea.

A questo proposito si sono analizzate tre differenti ipotesi. La prima ipotizzava la creazione di un *Single Auction Office* (SAO – Ufficio unico per la gestione delle aste), da costituire come una società a responsabilità limitata, la cui partecipazione societaria sarebbe suddivisa tra i singoli operatori nazionali del sistema di trasmissione. La seconda opzione prevedeva la creazione di un *Transmission System Operator Auction Office* (TAO – Ufficio per la gestione delle aste) costituito da un singolo operatore per la trasmissione: in questa configurazione l'operatore per la trasmissione di un Paese opera come unica controparte degli operatori degli altri Paesi che vogliono accedere alla capacità transfrontaliera. L'ultima opzione analizzata, simile alla prima ma che non prevede la costituzione di una nuova società da parte dei gestori di rete, stabiliva l'adozione di un *service provider* esterno che operasse come un semplice fornitore di servizi (gestore delle aste) per conto di tutti gli operatori di trasmissione coinvolti negli scambi transfrontalieri.

Le difficoltà incontrate nella definizione di una soluzione condivisa a livello regionale hanno portato a considerare l'inclusione dei confini della regione Centro-Sud all'interno dell'area di azione dell'operatore CASC (*Capacity Allocation Service Company*), attualmente operante nella regione Centro-Ovest (costituita da Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo e Olanda). Tale soluzione permetterebbe di unificare le allocazioni della capacità regionale in un unico soggetto, consentendo in prospettiva una migliore armonizzazione tra i mercati delle due regioni Centro-Sud e Centro-Ovest, obiettivo che i regolatori di entrambe le regioni si sono posti per il prossimo biennio. Se le iniziative condotte dai regolatori durante il 2010 avranno successo, dal 2011 la società CASC potrebbe divenire la controparte unica per tutti i *trader* operanti sulle interconnessioni delle due regioni. Tale risultato, cui guarda con grande interesse anche la Commissione europea, è oggi ostacolato dalle difficoltà nel definire quali confini nazionali dovranno essere gestiti da CASC, con particolare riferimento alle frontiere svizzere.

Riguardo alle modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera, si è consolidata l'applicazione del meccanismo per la riassegnazione al mercato dei diritti di trasporto non nominati dagli operatori – con restituzione del relativo controvalore economico al titolare originario (*use it or sell it*) – resa operativa per tutte le frontiere regionali.

Per quanto riguarda le attività di monitoraggio sulle interconnessioni, nei primi mesi del 2010 è stato pubblicato il primo *Interconnection Monitoring Report* per la regione Centro-Sud. L'obiettivo di questa pubblicazione è raccogliere in maniera sistematica i dati relativi all'utilizzo delle interconnessioni tra i Paesi della regione Centro-Sud e fornire un'analisi dei meccanismi di gestione e dei flussi transfrontalieri registrati durante l'anno 2008. Grazie a questo rapporto sarà più agevole individuare le inefficienze dell'attuale sistema di allocazione della capacità e valutare i benefici economici di un'eventuale gestione ottimizzata, per esempio tramite l'implementazione di aste implicite sulle diverse frontiere della regione.

Sul fronte dell'integrazione tra le diverse Borse elettriche, per massimizzare l'efficienza del processo di allocazione della capacità di trasporto, attraverso un meccanismo basato su asta implicita, i regolatori, i gestori di rete e i gestori delle rispettive Borse elettriche di Italia e Slovenia hanno istituito un apposito gruppo di lavoro per lavorare al primo progetto di *market coupling* nella regione Centro-Sud. A seguito del completamento, con risultati confortanti, delle fasi di test del funzionamento dei sistemi, svolte a partire dal 2009, il meccanismo sarà pienamente operativo tra i due Paesi nel corso del 2010.

Iniziative regionali gas

Nel corso del 2009 è proseguita l'attività di coordinamento e integrazione dei mercati regionali del gas nell'ambito delle Iniziative regionali, avviate nel 2006 dall'ERGEG e che si articolano nelle tre regioni: Sud (Francia, Spagna, Portogallo), Nord-Ovest (Francia, Belgio, Olanda, Regno Unito, Danimarca, Svezia, Germania e Irlanda del Nord) e Sud-Sud-Est (Italia, Austria, Polonia, Ungheria, Slovenia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Grecia, Romania, Bulgaria).

Per quanto riguarda la regione Sud-Sud-Est, coordinata dai regolatori italiano e austriaco, è proseguito il coordinamento tra i diversi soggetti che partecipano ai mercati della regione attraverso la definizione di accordi di cooperazione. In partico-

lare sulla scia dell'accordo sottoscritto dalle Autorità di regolazione nel 2008, il quale prevede lo scambio di informazioni e la consultazione fra le Autorità per le questioni regolamentari che possono avere impatto a livello sopranazionale, anche i gestori di rete hanno definito un impegno – *Memorandum of Understanding* – nello spirito di rafforzare la cooperazione e lo scambio di informazioni fra le diverse imprese di trasporto della regione. Tale *Memorandum* nell'anno appena trascorso ha raggiunto l'adesione di undici dei dodici gestori di rete di trasporto della regione.

Nel corso del 2009 le attività si sono in grande parte indirizzate all'esame degli effetti della riduzione delle forniture di gas russo che ha colpito la regione Sud-Sud-Est più delle altre. Sono stati quindi esaminati sia le misure adottate dai vari Stati della regione per fronteggiare la crisi, sia i loro effetti. Il quadro che emerge ha evidenziato la necessità di potenziare il coordinamento fra Stati per la gestione di tali emergenze e ha fornito utili elementi di informazione e di discussione per il dibattito europeo finalizzato a rafforzare l'attuale disciplina comunitaria in materia di sicurezza degli approvvigionamenti.

Nell'ambito della possibile ridefinizione del ruolo delle Iniziative regionali nel contesto del terzo pacchetto energia, l'esperienza maturata dalla regione Sud-Sud-Est evidenzia un possibile ruolo delle Iniziative regionali anche nel coordinamento per la definizione di piani di emergenza regionali e per il monitoraggio delle potenziali situazioni di criticità. In tale contesto la regione Sud-Sud-Est ha anche individuato la sussistenza di ostacoli tecnici la cui rimozione, che in molti casi risulta fattibile a costi contenuti, faciliterebbe l'inversione dei normali flussi di gas (*reverse flow*) in condizioni di emergenza. A questo riguardo la regione Sud-Sud-Est ha anche discusso una posizione comune per l'allocatione dei costi connessi con gli investimenti necessari, così da consentire il c.d. *reverse gas flow*, ove ciò sia giustificato più per esigenze di sicurezza in caso di emergenza che per logiche commerciali.

In linea con le indicazioni dell'*European Gas Regulatory Forum* (il Forum di Madrid) che ha identificato le congestioni sulle principali rotte di trasporto di gas naturale, in particolare presso i punti di interconnessione (*Interconnection Point* – IP), come la principale barriera allo sviluppo degli scambi transfrontalieri e quindi del mercato unico del gas, la

regione Sud-Sud-Est ha esaminato le modalità di gestione della capacità nei diversi IP della regione. Ciò anche sotto il profilo delle procedure operative seguite dagli operatori dei sistemi di trasmissione, come per esempio quelle relative ai tempi di nomina dei flussi di gas e alla definizione del giorno gas. Dall'esame effettuato è emerso un quadro di pratiche molto differenziato che ha quindi evidenziato come la definizione di regole armonizzate a livello regionale possa contribuire in maniera significativa all'integrazione del mercato regionale.

L'implementazione delle disposizioni del terzo pacchetto di Direttive e Regolamenti comunitari faciliterà tale processo di armonizzazione della gestione di capacità, grazie in particolare ai nuovi Codici di rete che dovranno essere sviluppati dall'associazione dei gestori delle reti di trasporto (ENTSO-G) sulla base delle *Framework Guidelines* sviluppate dalla costituenda ACER.

A promozione dell'armonizzazione delle procedure di gestione delle interconnessioni tra le principali reti di trasporto della regione, è continuata l'attività di promozione da parte delle regioni del processo di definizione di accordi di interconnessione (*Interconnection Point Agreement*), i quali prevedono che gli operatori di sistemi interconnessi definiscano procedure condivise per la gestione delle operazioni rilevanti, come le procedure di *matching* delle nomine e delle allocazioni fra i propri utenti del gas transitato.

Un elemento importante dell'accordo di interconnessione è il c.d. *Operational Balancing Account* (OBA) che definisce le modalità con cui agli utenti sono allocati i volumi di gas scambiati, le modalità e i limiti entro i quali i gestori dei sistemi interconnessi gestiscono le inevitabili differenze tra il volume di gas misurato e il volume allocato agli utenti. La definizione di OBA facilita lo sviluppo del mercato transfrontaliero e la sua liquidità poiché elimina agli utenti i rischi associati alle differenze "operative" fra gas nominato, e quindi oggetto di scambio, e gas consegnato.

La regione Sud-Sud-Est ha proseguito inoltre il lavoro avviato per il miglioramento della trasparenza dei diversi mercati nazionali: sono state prodotte in particolare *Linee guida* a favore di *shipper* e *trader* raccogliendo le diverse normative relative all'importazione e alla vendita del gas naturale ai clienti finali, ma soltanto sei dei dieci Paesi della regione hanno fornito a oggi il loro contributo.

Altre attività CEER-ERGEG

I gruppi di lavoro tematici di CEER-ERGEG, cui l'Autorità italiana contribuisce attivamente, sono stati impegnati in molti altri fronti oltre che negli aspetti strettamente legati all'implementazione del terzo pacchetto energia. Il lavoro dei regolatori dell'energia europei è in primo luogo dedicato a creare un mercato realmente concorrenziale dell'energia nell'interesse ultimo dei consumatori europei: questo è l'obiettivo finale di tutti i lavori tecnici svolti all'interno dei vari gruppi di lavoro. Il gruppo di lavoro *Financial Service (FIS WG)* ERGEG ha esaminato i differenti attuali regimi regolatori di controllo delle Borse dell'energia e degli *hub* del gas, con la convinzione che una maggiore trasparenza e il relativo controllo degli scambi di elettricità e gas aumentino la fiducia degli operatori nei mercati. L'ERGEG ha quindi identificato i più efficaci tra i regimi di controllo esistenti nei 27 Stati membri, con l'obiettivo di arrivare a contribuire alla compilazione di *best practice* da adottare a livello europeo per aumentare l'integrazione dei mercati. Inoltre il FIS WG ha anche lavorato alla possibile armonizzazione dei vari regimi esistenti per ottenere la licenza di *energy trading*, con la convinzione che arrivare a procedure uniche in tutti gli Stati membri possa contribuire in maniera significativa alla riduzione di barriere all'entrata e ad aumentare quindi il numero di operatori nel mercato. Questo lavoro continua anche nel 2010.

Fin dal 2005 ogni regolatore nazionale fornisce alla Commissione europea i dati necessari per la compilazione del rapporto di *Benchmarking* europeo sul grado di apertura e funzionamento dei mercati europei dell'energia. L'ERGEG stesso, attraverso la *task force* predisposta *Unbundling Reporting Benchmarking (URB TF)* ogni anno attinge da queste informazioni per valutare lo stato di salute dei mercati dell'energia⁸. Il rapporto del 2009, che si basa su dati del 2008, è il primo Rapporto che ha analizzato la situazione dei mercati l'anno successivo alla completa apertura dei mercati nazionali, lato domanda. Il 2008 è stato anche l'anno in cui si è manifestata la crisi economica con una recessione durata poi per tutto il 2009. Di conseguenza i miglioramenti registrati sono modesti e permangono ancora i problemi eviden-

ziati nei rapporti degli anni precedenti: poca concorrenza nei mercati al dettaglio di gas ed elettricità; insufficiente livello di *unbundling* che risulta in un ostacolo alla concorrenza e alla sicurezza degli approvvigionamenti; mercati all'ingrosso e al dettaglio ancora fortemente concentrati con conseguente poca liquidità in quelli all'ingrosso e bassi tassi di *switching* in quelli al dettaglio.

Inoltre una separazione effettiva anche dei distributori dalla vendita e dalla produzione di elettricità e di gas, è un prerequisito essenziale affinché questi agiscano realmente come facilitatori del mercato. Nel 2009, l'ERGEG ha monitorato lo stato esistente di separazione dei distributori in termini di management e di flussi informativi. Il Rapporto evidenzia l'inadeguato livello di informazione che i consumatori hanno circa la separazione tra le attività di distribuzione e le attività di vendita, che mina così la fiducia nella possibilità di cambiare venditore. In un mercato dell'energia aperto i consumatori per essere tutelati hanno bisogno di essere ben organizzati, ben rappresentati e che i loro diritti siano ben definiti. La precisa definizione di fornitore di salvaguardia (*default supplier*) e di ultima istanza (*supplier of last resort*)⁹ e di consumatore vulnerabile è quindi uno strumento importante per la protezione di quei consumatori che possono trovarsi in situazioni svantaggiate per la fornitura di energia elettrica e gas. Gli esperti ERGEG riuniti nel *Customer Working Group (CWG)* hanno ritenuto quindi necessario esaminare le definizioni esistenti nei vari Paesi e hanno pubblicato a settembre del 2009 il rapporto ERGEG su *Status review of the definitions of vulnerable customer, default supplier and supplier of last resort* da cui risulta che solo 8 Paesi su 27 hanno attualmente una definizione di consumatore vulnerabile, anche se in generale esistono meccanismi di supporto per i consumatori più deboli finanziariamente o gravemente malati. La maggior parte di questi meccanismi non è però specifica solo del settore energia ma copre i consumatori economicamente più deboli con misure di sostegno sociale generalizzate. Il rapporto rileva anche che non tutti i Paesi hanno una definizione di *default supplier* e di *supplier of last resort*; quando anche esista la definizione, tali *supplier* non sono scelti attraverso procedure di mercato, per esempio tramite gare tra più fornitori. Nonostante quindi nella maggior parte dei Paesi non vengano

⁸ Il rapporto di ERGEG 2009 *Status Review* e i 27 rapporti nazionali inviati dai singoli regolatori sono disponibili sul website www.energy-regulators.eu.

⁹ Il primo si attiva quando il consumatore non ha effettuato la sua scelta, il secondo è colui che interviene nel caso in cui un venditore vada in bancarotta o un consumatore non trovi un fornitore sul mercato.

definiti *supplier of last resort* e *default supplier*, lo studio sottolinea che esistono comunque altri meccanismi obbligatori per dare certezza ai consumatori di avere un'adeguata fornitura di gas ed elettricità.

Il numero di reclami da parte dei consumatori è considerato un indicatore del funzionamento del mercato e viene calcolato sia a livello nazionale, sia a livello europeo. La Commissione europea raccoglie già questo tipo di informazione nel *Consumer Market Scoreboard* e insieme con ERGEG sta studiando una metodologia armonizzata tra gli Stati membri dell'Unione europea per classificare e registrare i reclami nei diversi settori. L'ERGEG ha pubblicato 15 raccomandazioni con proposte sul trattamento e sulla classificazione dei reclami che sono contenute nel rapporto *Draft Advice on Customer Complaint Handling, Reporting and Classification*¹⁰. Le principali proposte dei regolatori europei riguardano la possibilità di: avere un unico punto di contatto per informazioni ai consumatori; fornire informazioni sulle bollette per la risoluzione di dispute; compensare finanziariamente i consumatori; creare meccanismi indipendenti per il trattamento delle dispute. Queste raccomandazioni di ERGEG hanno lo scopo di fornire agli Stati membri e ai regolatori nazionali un contributo concreto su come tradurre i nuovi obblighi legali del terzo pacchetto in modalità operative.

A dicembre 2009 l'ERGEG ha pubblicato e presentato in un workshop i risultati del rapporto *Status Review on Regulatory Aspect of Smart Meters*¹¹, evidenziando la necessità di definire sia a livello nazionale, sia a livello europeo, le funzionalità minime per garantire l'interoperabilità della rete. Il rapporto fornisce una panoramica sullo stato dell'arte dell'introduzione di contatori intelligenti nei Paesi membri. L'ERGEG si concentra in particolare su quattro aree: gestione dei contatori, installazione, accesso ai dati e questioni di privacy, aspetti funzionali e tecnici. I risultati mostrano una diversità di approcci dovuta in parte alla mancanza di definizioni comuni dei principali concetti. Attualmente l'ERGEG sta lavorando alla scrittura delle *Guidelines of Good Practice on the Regulatory Aspects of Smart Metering* che serviranno come riferimento sia all'industria, sia ai governi per individuare che cosa è effettiva-

vamente necessario affinché un sistema di contatori intelligenti possa realmente agevolare la partecipazione attiva dei consumatori nel mercato al dettaglio di elettricità e gas.

L'Autorità ha quindi partecipato attivamente al gruppo di lavoro di ERGEG sull'elettricità (*Electricity WG*) per la stesura del documento per la consultazione pubblica, che sarà alla base del parere di ERGEG alla Commissione europea in merito al piano di sviluppo decennale della rete elettrica a livello comunitario¹², secondo quanto disposto dal terzo pacchetto energia. Durante il 2009 l'ERGEG ha anche emendato la precedente versione delle *Guidelines of Good Practice on Electricity Balancing Markets Integration*¹³ per includere gli aspetti relativi alle interazioni dei mercati del bilanciamento con le riserve attivate automaticamente e i mercati intragiornalieri. Un rafforzamento delle reti è anche necessario all'implementazione del programma di riduzione delle emissioni di CO₂ così da permettere l'integrazione di nuovi impianti eolici di produzione di energia elettrica. È per questo che a dicembre 2009 i regolatori hanno avviato una consultazione pubblica¹⁴ per discutere dei regimi regolatori esistenti e per identificare possibili barriere all'ingresso degli impianti eolici oppure distorsioni alla loro localizzazione.

Nel 2009 l'Autorità è stata fortemente coinvolta anche nelle attività relative alla qualità del servizio elettrico, in particolare per quanto riguarda la *Electricity Quality of Supply Task Force* e la *Retail Market Functioning Task Force*, che si occupano anche di qualità/performance dei sistemi di misura dell'energia elettrica.

Per quanto riguarda la qualità della tensione, oltre alle attività di cooperazione con il CENELEC, già descritte in precedenza, per la revisione della norma EN 50160, il CEER ha organizzato il 18 novembre 2009 un *workshop* in collaborazione con Eurelectric relativamente ai sistemi di monitoraggio della qualità della tensione. Per quanto riguarda le prospettive di sviluppo (e soprattutto di regolazione) delle "reti elettriche del futuro", ERGEG ha pubblicato il 17 dicembre 2009 un documento per la consultazione con la propria posizione preliminare in materia di *smart grids*. ERGEG ha organizzato il 17 marzo 2010

10 Pubblicato il 17 settembre 2009 (E09-CEM-26-03).

11 Pubblicato il 19 ottobre 2009 (E09-RMF-17-03).

12 *Draft Advice on the Community-wide Ten-year Electricity Network Development Plan* (E09-PC-45).

13 Pubblicato il 9 settembre 2009 (E09-ENM-14-04).

14 *Regulatory aspects of the integration of wind generation in European Electricity Markets* (C09-PC-43).

un *workshop* per la presentazione del documento per la consultazione e per l'ascolto delle opinioni degli *stakeholder*, che ha visto la partecipazione di oltre 120 rappresentanti di varie organizzazioni europee.

Per quanto riguarda lo sviluppo dei misuratori elettronici e dei relativi sistemi di *smart metering*, ERGEG ha pubblicato nell'ottobre 2009 lo *Status Review of Smart Metering for Electricity and Gas as of May 2009*. Questo rapporto di ERGEG ha messo in luce il ruolo "pionieristico" di Italia e Svezia che hanno già installato contatori elettronici per oltre il 90% dei clienti finali alimentati in bassa tensione. Il rapporto evidenzia inoltre la particolare struttura del mercato in due Paesi (Germania e Regno Unito) nei quali l'attività di *metering* è competitiva, con la presenza di soggetti indipendenti, a differenza dell'approccio di servizio regolato che è adottato da tutti gli altri Paesi dell'Unione europea. Il rapporto mette in luce anche che l'Italia, insieme con la Spagna, è l'unico Paese europeo ad aver introdotto un piano di messa in servizio di contatori elettronici del gas, anche per i consumatori domestici, caratterizzati da requisiti minimi funzionali.

Infine l'Autorità ha attivamente partecipato ai lavori della *Sustainable Development Task Force (SDE TF)*, che nel 2009 ha pubblicato un commento al *Climate Change and Energy Package*, in particolare sullo schema EU ETS e la Direttiva per la promozione delle energie rinnovabili. Inoltre la SDE TF ha redatto il primo rapporto CEER sugli schemi di incentivo nazionale per la promozione delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica.

Nel 2009 gran parte del lavoro di ERGEG nel settore del gas è stato incentrato sulla stesura delle *Linee guida* per i Codici di rete per la gestione delle congestioni e l'allocazione della capacità nell'ambito del progetto pilota, così da testare i processi previsti dal terzo pacchetto.

L'Autorità ha attivamente partecipato ai lavori del gruppo di lavoro gas (GAS WG). I regolatori europei hanno affermato che le procedure attuali di gestione delle congestioni, così come applicate da molti gestori di rete, non permettono una gestione delle congestioni trasparente e non discriminatoria. Il lavoro di ERGEG su *Capacity Allocation* e *Congestion Management* rappresenta un importante contributo al fine di indicare chiaramente quali riforme sono necessarie in questo ambito. L'ERGEG dovrà inoltre pronunciare un parere sul Piano decennale di sviluppo della rete gas a livello comunitario, così

come predisposto dai gestori delle reti europei riuniti in ENTSO-G. Con lo scopo di fornire alcune *Linee guida* cui i gestori dovrebbero attenersi durante la fase di preparazione del Piano decennale di sviluppo, nel 2009, l'ERGEG ha stilato una serie di raccomandazioni sui contenuti del Piano. È convinzione di ERGEG che il Piano non dovrebbe essere una semplice aggregazione di piani nazionali, ma dovrebbe fornire una visione di lungo periodo sulle dinamiche del settore del gas nell'Unione europea.

L'organizzazione cui i regolatori europei affidano un ruolo istituzionale internazionale è il CEER che, consapevole dell'importanza della dimensione internazionale, ha predisposto da un paio di anni un gruppo di lavoro specifico, l'*International Strategy Group (ISG WG)*, per seguire attivamente la cooperazione internazionale sia tra i regolatori al di fuori dell'Unione europea, sia tra le associazioni regionali di regolatori. Nel 2009 il CEER ha allargato la cooperazione anche alla Russia, organizzando alcuni incontri con il regolatore russo (*Federal Tariff Service*) e con l'associazione regionale africana AFUR (*African Forum for Utility Regulation*).

Forum di Firenze, di Madrid e di Londra

Il XVI e il XVII Fora europei della regolazione dell'energia elettrica si sono svolti rispettivamente a Firenze e Roma, organizzati come di consueto dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità italiana. Vi hanno preso parte le rappresentanze della Commissione europea, i ministeri, e i regolatori degli Stati membri, della Norvegia e della Svizzera, oltre che diversi operatori del settore energetico. ERGEG ha presentato e discusso sia il documento per la consultazione *Strategy for delivering a more integrated EU energy market: the role of the Regional Initiatives*, sia il *target model* europeo per la gestione delle congestioni e per l'integrazione dei mercati regionali, accolti con grande soddisfazione da tutti i partecipanti al Forum.

Il *target model*, elaborato congiuntamente con gli *stakeholder*, concerne la gestione dei mercati del bilanciamento a termine, del giorno prima e intragiornaliero così come il calcolo della capacità, e fissa gli elementi essenziali per conseguire un vero mercato interno quali: l'utilizzo ottimale della rete di trasmissione, i mercati all'ingrosso funzionanti e la concorrenza effettiva. L'ERGEG continuerà a lavorare per l'imple-

mentazione di questo *target model* attraverso tre progetti specifici:

- calcolo della capacità europea basata su un *flow model*;
- *intra-day trade*;
- *day-ahead market coupling*.

Questo lavoro, per il quale l'ERGEG verrà supportato da un *Ad Hoc Advisory Group* (AHAG), servirà da input per la stesura degli orientamenti quadro sull'allocatione della capacità e la gestione delle congestioni.

Il 14-15 gennaio 2010 si è svolto il XVII Forum di Madrid per il gas naturale, cui hanno preso parte, tra gli altri, i rappresentanti dei regolatori e dei governi degli Stati membri, i rappresentanti della Commissione europea e gli operatori del settore. L'ERGEG ha presentato il rapporto di monitoraggio dell'ottemperanza alle *Guidelines of Good Third Party Access Practice for LNG System Operators* (GGP-LNG) che sono di natura volontaria, ma definiscono i criteri per garantire un accesso trasparente e non discriminatorio ai terminali di rigassificazione. La loro corretta implementazione dovrebbe assicurare che gli impianti GNL contribuiscano effettivamente ad aumentare la concorrenza nel mercato europeo del gas. L'esercizio di monitoraggio dell'ERGEG ha interessato sia i gestori, sia gli utilizzatori degli impianti GNL. La Commissione europea ha sottolineato l'importanza di continuare a lavorare in questo ambito per rafforzare un regime regolatorio coerente, che dia un accesso agevole ai terminali e tenga conto del loro ruolo crescente nel mercato europeo.

Il 29-30 settembre 2009 si è svolta a Londra la seconda edizione del *Citizens' Energy Forum* (Forum di Londra), nato per opera della Commissione europea come luogo in cui rafforzare la voce dei consumatori a livello europeo e tutelarne i diritti nella pratica e non solo sulla carta. Il Forum ha visto la partecipazione di una vasta platea composta dalle organizzazioni nazionali dei consumatori, dai rappresentanti dell'industria, delle Autorità nazionali di regolazione, delle Autorità governative, della Commissione europea, dell'*Energy Community* e

della Comunità energetica del Sud-Est Europa.

L'edizione 2009 del Forum di Londra è stata fortemente influenzata dalle novità legislative introdotte dal terzo pacchetto energia. I partecipanti hanno focalizzato il dibattito principalmente sui seguenti temi: lo sviluppo della concorrenza nei mercati dell'energia al dettaglio, la fatturazione, le misure per il trattamento dei reclami, le regole per l'adozione dei contatori intelligenti, il ruolo dei regolatori nel terzo pacchetto, il ruolo dei gestori del sistema di trasmissione, l'implementazione dell'efficienza energetica ecc.

Il Forum ha inoltre accolto favorevolmente il rapporto di ERGEG sui clienti vulnerabili e ha condiviso la proposta della Commissione europea di istituire un gruppo di lavoro, composto da ERGEG e dai diversi *stakeholder*, allo scopo di individuare le migliori pratiche europee relative al disegno del mercato al dettaglio. Il suddetto gruppo dovrà riportare i risultati dell'indagine al prossimo Forum.

Per quanto riguarda il tema della fatturazione e partendo dalle nuove disposizioni legislative europee in materia, il Forum ha sottolineato l'importanza di avere bollette chiare e accurate. A tal proposito, la Commissione europea ha presentato un possibile esempio di bolletta "trasparente".

Il Forum è stato anche l'occasione per l'ERGEG di informare i partecipanti dell'avvio di una consultazione pubblica su una bozza di documento relativa a *Gestione dei reclami dei clienti, reporting e classificazione*. In particolare, l'ERGEG ha condiviso l'idea di discutere il rapporto e i risultati della consultazione con un gruppo misto di *stakeholder* prima della pubblicazione della versione finale.

Forte interesse è stato espresso anche da tutti i partecipanti al tema dei contatori intelligenti ed è stata accolta con interesse l'offerta di ERGEG di presentare alcune Raccomandazioni sui relativi aspetti regolatori.

Per quanto riguarda il ruolo dei regolatori, il Forum ha rinnovato loro l'incoraggiamento a lavorare in stretta collaborazione con le associazioni dei consumatori e con le Autorità anti-trust nel monitoraggio del mercato.

Negli ultimi anni la Commissione europea ha aperto diverse procedure d'infrazione nei confronti di alcune importanti imprese del settore del gas naturale a seguito all'indagine sul settore del gas naturale pubblicata nel gennaio 2007, nonché dalle informazioni acquisite in una serie di ispezioni, senza preavviso, condotte dalla stessa Commissione, nel maggio 2006, presso gli uffici di imprese del gas in cinque Stati membri: Germania, Belgio, Francia, Italia e Austria. Fra i procedimenti d'infrazione si segnalano quelli avviati nei confronti di Gaz de France (GDF), E.On ed Eni, concernenti: ipotesi di pratiche restrittive della concorrenza e abuso di posizione dominante in contrasto con le norme comunitarie previste dagli artt. 101 e 102 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea¹⁵ (TFUE).

Nel caso Gaz de France (GDF), aperto nel maggio del 2008, la Commissione, nelle valutazioni preliminari del luglio dello scorso anno, ha contestato alla società francese l'ipotesi di abuso di posizione dominante nell'importazione e nella vendita di gas in Francia. Tale abuso sarebbe stato esercitato mediante restrizione dell'accesso di terzi alle capacità di importazione, con conseguenti effetti negativi sulla concorrenza nel mercato francese della vendita del gas. In particolare, sono state oggetto di contestazione:

- la pratica di riservare, a lungo termine, gran parte della capacità di importazione francese via gasdotto;
- la gestione delle procedure di allocazione della capacità nel nuovo terminale di Fos Cavaou e la limitazione strategica degli investimenti nel terminale di Montoir di Bretagne.

Il procedimento aperto nei confronti di E.On presenta analogie con quello che riguarda GDF: anche in questo caso le valutazioni preliminari della Commissione (del dicembre 2009) hanno

ipotizzato un abuso di posizione dominante da parte della società tedesca nella fornitura di gas ai clienti finali. Questa impresa avrebbe, infatti, violato l'art. 102 del TFUE, restringendo l'accesso dei concorrenti alla propria rete, attraverso la prenotazione di grande parte della capacità continua della rete stessa, con effetti anticompetitivi nel mercato della vendita.

Nel caso di Eni, invece, la Commissione ha contestato (nelle risultanze istruttorie del marzo 2009) l'abuso di posizione dominante nel mercato dell'attività del trasporto internazionale del gas verso e in Italia, attuato attraverso una gestione delle proprie reti che avrebbe avuto ad oggetto: il rifiuto di permettere l'accesso alle capacità disponibili (capacity hoarding); l'offerta di capacità in maniera non utile per i concorrenti (capacity degradation); una limitazione strategica degli investimenti (strategic underinvestment) nel proprio sistema di gasdotti internazionali.

In tutti i casi le società coinvolte, pur non condividendo i rilievi loro contestati, si sono avvalse della facoltà di offrire alla Commissione impegni vincolanti contenenti azioni di rimedio ritenute idonee a risolvere le contestazioni notificate. Tale facoltà è prevista dal Regolamento (CE) 1/03 del Consiglio, del 16 dicembre 2002, concernente l'applicazione delle regole di concorrenza di cui agli artt. 101 e 102 del TFUE. In particolare l'art. 9 del suddetto Regolamento prevede che la Commissione, qualora intenda adottare una decisione volta a far cessare un'infrazione e le imprese interessate proponano degli impegni tali da rispondere alle preoccupazioni espresse al riguardo nella valutazione preliminare della Commissione, può rendere detti impegni obbligatori per le imprese. Ove la Commissione accetti e renda vincolanti gli impegni offerti, i relativi procedimenti si concludono senza l'accertamento dell'infrazione.

Le procedure di infrazione avviate dall'Antitrust europeo

¹⁵ Con effetto dall'1 dicembre 2009, gli artt. 81 e 82 del Trattato sono diventati rispettivamente 101 e 102.

Posto che nei casi di E.On e Gaz de France i comportamenti illeciti siano stati ipotizzati nell'ambito delle attività di vendita del gas naturale, gli impegni offerti, finalizzati a una progressiva riduzione della quota di capacità di importazione detenuta, hanno riguardato l'offerta di capacità di trasporto al mercato attraverso programmi di rilascio di una quota significativa di capacità di lungo termine, presso i sistemi dove era stato ipotizzato il comportamento illecito, e, limitatamente al caso E.On, l'eventuale potenziamento delle capacità di trasporto esistenti.

Nel caso di Eni, per cui l'ipotesi di comportamento anticoncorrenziale ha riguardato la propria attività di trasporto internazionale, gli impegni offerti, volti a una soluzione strutturale, hanno riguardato la cessione delle quote di possesso di società che, a vario titolo, gestiscono il trasporto del gas verso l'Italia e precisamente i sistemi Tenp e Transitgas che, rispettivamente in territorio tedesco e svizzero, sono funzionali all'importazione del gas dal Nord Europa presso il punto di entrata in Italia di Passo Griess; il gasdotto TAG che interconnette l'hub fisico di smistamento del gas russo di Baumgarten, in territorio austriaco al confine con la Slovacchia, sino al punto di entrata della rete nazionale di Tarvisio. Gli impegni offerti da Eni non hanno invece riguardato la cessione della capacità di trasporto detenuta come utente nei sistemi di trasporto citati. Al riguardo è anche bene osservare che la cessione delle quote di partecipazione prospettata da Eni non intacca la proprietà delle rimanenti quote di partecipazione a essa non riconducibili, e non realizza quindi la piena terziarietà delle infrastrutture di trasporto.

La Commissione, sulla base di una prima valutazione positiva degli impegni offerti dalle società, ne ha reso note le linee essenziali consentendo a tutti i soggetti interessati di presentare le proprie osservazioni al fine di acquisire elementi per la decisione finale. Il caso Gaz de France si è concluso con l'accettazione degli impegni offerti integrati sulla base delle osservazioni ricevute. Nei casi di E.On ed Eni, per i quali la consultazio-

ne si è conclusa rispettivamente a febbraio e ad aprile di quest'anno, la Commissione non ha ancora preso provvedimenti a riguardo.

L'esperienza dei casi esaminati evidenzia come l'attività della Commissione in materia di tutela della concorrenza possa incidere significativamente sulle dinamiche del mercato interno del gas naturale e possa accelerare l'integrazione con la rimozione degli ostacoli esistenti con riferimento sia alla titolarità dei diritti di trasporto, sia agli assetti proprietari delle infrastrutture. Lo strumento degli impegni potrà essere tanto più efficace quanto più verrà usato in stretto coordinamento con l'attività di regolazione dei mercati, nazionale e comunitaria, che con l'entrata in vigore del terzo pacchetto energia sarà ulteriormente rafforzata.

In questo contesto, l'Autorità ha ritenuto di intervenire nell'ambito dei procedimenti della Commissione, in particolare nei casi E.On ed Eni, offrendo la propria collaborazione e supporto all'attività svolta a vantaggio di una riduzione dell'ambito di possibile esercizio di posizione dominante, e ha presentato le proprie osservazioni e suggerimenti circa gli impegni specifici ai fini di una successiva valutazione degli aspetti del mercato europeo del gas che potrebbe derivare dalla loro attuazione. L'iniziativa dell'Autorità è stata sviluppata in coordinamento con altre Autorità di regolamentazione europee nell'ambito delle attività dell'ERGEG, e ha ribadito quanto già espresso in passato circa l'opportunità della separazione proprietaria delle infrastrutture di trasporto rispetto alle attività di commercializzazione del gas, in quanto questa soluzione, anche in confronto con altre possibilità contemplate dalla terza Direttiva europea (2009/73/CE), costituisce l'assetto che può in modo più efficace perseguire la promozione degli investimenti infrastrutturali in maniera non discriminatoria, nonché l'imparziale e trasparente accesso alle reti e ai mercati per i nuovi entranti.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

MEDREG – Association of the Mediterranean Regulators
for Electricity and Gas

Fin dal 2006 l'Autorità italiana è stata impegnata nell'implementazione della cooperazione energetica tra regolatori nell'area del Mediterraneo, in particolare attraverso la creazione di MEDREG¹⁶ (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*).

L'Autorità italiana è stata eletta alla presidenza di MEDREG per due mandati consecutivi¹⁷ a riconoscimento dell'impegno profuso dal nostro Paese nella realizzazione degli obiettivi di MEDREG e nella gestione amministrativa della stessa Associazione. Finora l'Autorità, infatti, ha assolto al ruolo di coordinatore delle attività di MEDREG, garantendo nell'ambito della propria Presidenza la gestione manageriale e tecnico-scientifica necessaria. Per tale ragione l'Autorità è stata scelta come sede ufficiale del Segretariato MEDREG che sarà ubicato presso gli Uffici dell'Autorità a Milano.

L'Autorità italiana ha coordinato con successo il primo contratto di servizio firmato da MEDREG e dalla Commissione europea il 20 dicembre 2007 e conclusosi il 31 dicembre 2009. Tale contratto prevedeva un finanziamento alle attività MEDREG fino a 300.000 €, da destinare in particolare ai c.d. *Mediterranean Partner Countries* (MPC, Algeria, Autorità pale-

stinese, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, Siria, Tunisia e Turchia)¹⁸. La durata iniziale prevista dal contratto era di 18 mesi (gennaio 2008 – giugno 2009), ma la Commissione europea, nel mese di maggio 2009, a seguito di una proposta dell'Autorità, ha approvato un prolungamento per ulteriori 6 mesi (fino a dicembre 2009) al fine di concedere a MEDREG la possibilità di utilizzare la parte del finanziamento ancora disponibile, così da portare a termine tutte le attività previste dallo stesso contratto.

La Commissione europea, considerando i risultati molto positivi raggiunti nel quadro del primo contratto, ha confermato il supporto finanziario al progetto attraverso un nuovo contratto della durata di tre anni: gennaio 2010 – dicembre 2012, per un valore di circa 920.000 €. Tale contratto, denominato MEDREG II, è stato firmato dal Presidente dell'Autorità italiana, in veste di Presidente MEDREG, il 28 dicembre 2009.

Le negoziazioni per la preparazione del nuovo contratto di servizio sono state seguite dal Segretariato di MEDREG che ha collaborato costantemente con la Commissione europea, predisponendo tutta la documentazione necessaria per ottenere il finanziamento. Anche il secondo contratto prevede un finanziamento alle attività MEDREG e in particolare ai rappresentanti MPC.

¹⁶ MEDREG, nato come gruppo di lavoro nel 2006, si è costituito a novembre 2007 come Associazione di diritto italiano senza scopo di lucro, con sede in Italia. I membri dell'Associazione sono i rappresentanti dei regolatori (Autorità o ministeri competenti) di 20 Paesi del Mediterraneo: Albania, Algeria, Autorità palestinese, Bosnia-Erzegovina, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Malta, Marocco, Montenegro, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia. MEDREG è stato fondato con lo scopo precipuo di promuovere l'elaborazione di proposte per l'armonizzazione regolatoria e lo sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas nel Mediterraneo. Gli strumenti principali, utilizzati dai membri, per realizzare il suddetto obiettivo sono: lo scambio di esperienze e informazioni; il rafforzamento della cooperazione tra regolatori; la promozione di attività di formazione in tema di regolazione.

¹⁷ Primo mandato: da maggio 2006 a maggio 2008; secondo mandato: da maggio 2008 a maggio 2010.

¹⁸ Con il termine *Mediterranean Partner Countries* la Commissione europea indica i Paesi non appartenenti all'Unione europea coinvolti nel Processo di Barcellona.