

1.

Indirizzi
di politica
energetica
e rapporti
istituzionali

Evoluzione della legislazione europea

Politiche europee per il mercato interno dell'energia e per la sicurezza delle forniture

A due anni dalle proposte avanzate dalla Commissione europea¹ il 3 settembre 2009 è entrato in vigore il terzo pacchetto di misure per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas. Il pacchetto si compone di due Direttive e tre Regolamenti:

- Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2003/54/CE;
- Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE;
- Regolamento (CE) 713/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento (CE) 714/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il Regolamento (CE) 1228/03;
- Regolamento (CE) 715/09 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il Regolamento (CE) 1775/05.

Come noto, mentre i Regolamenti sono immediatamente attuativi, le Direttive devono essere implementate nella legislazione nazionale degli Stati membri entro 18 mesi dalla loro pubblicazione, e pertanto entro il 3 marzo 2011. L'implementazione delle Direttive contenute nel terzo pacchetto energia è stata avviata nel nostro Paese con il dibattito parlamentare sulla legge comunitaria 2010 di cui si dà conto più oltre in questo Capitolo.

Nel settembre 2009, con il contributo dell'*European Regulators' Group for Electricity and Gas* (ERGEG) la Commissione europea ha emanato alcune Note interpretative delle misure contenute nel terzo pacchetto, relative a: la separazione delle reti, l'indipendenza, i poteri e le competenze dei regolatori, i mercati al dettaglio e l'accesso agli stoccaggi. Queste potranno contribuire a una corretta interpretazione delle intenzioni dell'Unione europea nell'emanazione delle nuove norme da parte degli Stati membri.

I principali contenuti del terzo pacchetto energia riguardano in sintesi:

- il regime di separazione per i gestori dei sistemi di trasmissione verticalmente integrati;
- l'indipendenza, le competenze e i poteri dei regolatori nazionali;
- l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – ACER);

¹ Le proposte della Commissione europea e l'evoluzione del dibattito politico fra il Consiglio e il Parlamento europeo sono state ampiamente illustrate nella *Relazione Annuale* degli anni 2008 e 2009.

- la Rete europea di gestori dei sistemi di trasmissione (*European Transmission System Operators – ETSO*) e i Codici di rete europei per le interconnessioni.

Terzo pacchetto energia: le norme di separazione delle reti

Le Direttive prevedono, per ambedue i settori, la possibilità per gli Stati membri di optare fra tre soluzioni di separazione delle reti di trasmissione: separazione proprietaria, separazione gestionale (*Independent System Operator – ISO*), gestore di trasmissione indipendente (*Independent Transmission System Operator – ITO*). Va rilevato che nel caso di operatori del trasporto già separati proprietariamente alla data del 3 settembre 2009, non è possibile modificare la scelta a favore di un ISO o di un ITO. Nei *considerata* delle Direttive (rispettivamente 12 per quella elettrica e 9 per quella gas) si dà conto del principio generale della scelta che dovrebbe essere comunque mirata alla «rimozione di ogni conflitto di interesse fra produttori, venditori e operatori di rete in modo tale da creare incentivi agli investimenti e garantire l'accesso alle reti, a condizioni trasparenti e regolate in modo efficiente, ai nuovi entranti, evitando di creare regimi regolatori eccessivamente onerosi per le Autorità di regolazione nazionale». Le Direttive riconoscono quindi un *trade off* fra soluzione ottimale di separazione e il potenziale aggravio dell'onere regolatorio. Il regime di separazione si applica a tutti gli operatori di rete indipendentemente dalla loro dimensione.

In tutti e tre i casi (separazione proprietaria, ISO e ITO) l'operatore della trasmissione deve essere certificato dal regolatore nazionale che si fa garante della corretta applicazione delle clausole di separazione in ognuna delle modalità scelte. L'operatore della trasmissione, una volta certificato dal regolatore nazionale, viene quindi designato ufficialmente quale operatore del sistema di trasmissione dallo Stato membro; quest'ultimo si fa poi carico di comunicare la designazione alla Commissione per la pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea. Nel caso di certificazione di operatori di trasmissione controllati da Paesi terzi, la Commissione europea interviene nel processo a garanzia della coerenza della procedura di certificazione con eventuali accordi tra l'Unione europea e Paesi terzi. L'art. 11, contenente le norme di certificazione per operatori di rete controllati da Paesi terzi, ma operanti nei Paesi dell'Unione, entra in

vigore 24 mesi dopo la pubblicazione delle Direttive.

L'eventuale scelta della separazione proprietaria (vale a dire il divieto di esercizio del diritto di controllo fra operatori della produzione e della vendita e l'operatore di rete, e viceversa) entrerà in vigore dal 3 marzo 2012 in ambedue i settori, per dare il tempo agli operatori di implementare i necessari interventi. Il diritto di controllo riguarda in particolare il diritto di voto, il diritto di nomina degli organi di *governance* dell'operatore di rete e il diritto di partecipazione azionaria di maggioranza. Sono invece ammesse partecipazioni di minoranza. Le misure di separazione proprietaria si applicano anche alle imprese a controllo pubblico, che devono essere controllate da enti diversi. Nel caso di opzione per la soluzione di separazione proprietaria si applicano, all'interno dell'Unione europea e nei confronti di Paesi terzi clausole di reciprocità strette (nessun operatore della filiera a monte o a valle può esercitare il controllo di un operatore di rete di uno Stato membro che abbia optato per la separazione proprietaria).

Nella separazione gestionale (ISO), il gestore della rete deve essere proprietariamente separato da operatori della filiera a monte o a valle, e sono ammesse partecipazioni di minoranza. Mentre il gestore di rete è responsabile, oltre che della gestione degli accessi e della sicurezza, anche della pianificazione su un orizzonte decennale degli investimenti necessari (approvati dal regolatore nazionale) nonché della loro gestione e attuazione, il controllo finanziario degli stessi e dell'indebitamento ammesso resta in capo al proprietario della rete. Nulla osta alla creazione di ISO regionali anche se non esplicitamente citati nelle Direttive.

Nel caso del gestore di trasmissione indipendente (ITO), si delinea un'opzione rafforzata della separazione societaria e funzionale, prevista già dalle Direttive del 2003 e caratterizzata da un ruolo pervasivo del regolatore nazionale che riguarda: le norme di *governance*, a garanzia dell'indipendenza decisionale e della gestione del personale, e le norme concernenti gli investimenti. Per le norme di *governance* è previsto un ruolo di sorveglianza generale da parte del regolatore nazionale, in particolare sulle decisioni di assunzione/licenziamento e di remunerazione del personale degli organi direttivi. È inoltre stabilito che i piani finanziari e i piani di indebitamento nonché di distribuzione degli utili siano controllati non dalla casa madre (come nel caso delle Direttive 2003) bensì da un nuovo organo, il *Supervisory Board*, cui partecipano, oltre a membri nomi-

nati dalla casa madre anche soggetti terzi e, nel caso che le normative nazionali lo prevedano, rappresentanti dei dipendenti dell'operatore di rete. Si prevede che i comportamenti atti a garantire l'indipendenza effettiva dell'operatore di rete siano supervisionati da un *Compliance Officer* che riporta al regolatore nazionale. Per quanto riguarda le decisioni di investimento, l'ITO è tenuto a presentare annualmente un piano di investimenti decennale, sottoposto a consultazione di tutti i soggetti interessati sotto l'egida del regolatore nazionale, che dovrà a valle verificarne anche la congruenza con il piano decennale di investimenti di rete europeo (vedi *infra*), nonché l'effettiva implementazione. Nel caso di inadempimento da parte dell'ITO, gli Stati membri sono tenuti ad attribuire al regolatore nazionale almeno uno dei seguenti poteri:

- ordine di esecuzione del piano;
- avvio di gara per gli investimenti richiesti aperta a operatori terzi;
- imposizione di un aumento di capitale, anche attraverso il finanziamento e la partecipazione di operatori terzi.

Terzo pacchetto: indipendenza, poteri e competenze dei regolatori

Le Direttive elettricità e gas, rispettivamente nel Capitolo IX e VII, prevedono un rafforzamento dell'indipendenza dei regolatori nazionali, nonché delle loro competenze e poteri.

L'indipendenza viene sancita anche nei confronti dei Governi nazionali oltre che degli interessi dei soggetti regolati; pure se non sono menzionati specifici criteri di nomina del regolatore, al riguardo vengono definiti: la durata del mandato (compresa fra 5 e 7 anni), la rinnovabilità per una volta soltanto, la rotazione dei membri del Collegio e la previsione di condizioni di rimozione nel caso di incompatibilità con i criteri di indipendenza o di infrazioni della normativa nazionale. A tutela dell'indipendenza è prescritto che il regolatore abbia in ogni caso a sua disposizione le risorse umane e finanziarie necessarie per svolgere i propri compiti. È inoltre sancita l'autonomia decisionale oltre che quella di gestione del bilancio (attraverso una dotazione di bilancio annuale separata e in autonomia di esecuzione).

Le Direttive definiscono gli obiettivi generali del regolatore: la promozione di un mercato interno concorrenziale, sicuro e sostenibile; la promozione dell'efficienza energetica e delle

fonti rinnovabili; l'accesso trasparente e non discriminatorio alle reti; lo sviluppo dei mercati regionali; la promozione di sistemi efficienti e sicuri e la protezione dei consumatori, in stretta consultazione con le altre istituzioni di regolazione e l'Autorità di tutela della concorrenza.

Le competenze del regolatore nazionale sono ampliate significativamente rispetto a quelle minime previste dalle Direttive del 2003. Queste possono essere distinte in competenze tipiche di regolazione e in competenze specifiche di monitoraggio e *reporting*. Mentre le prime sono attribuite direttamente al regolatore nazionale, per le seconde è prevista anche una possibile attribuzione, a discrezione degli Stati membri in fase di implementazione, ad altre Autorità competenti.

Le competenze tipiche di regolazione riguardano: le tariffe di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (è prevista la fissazione diretta delle stesse o delle loro metodologie); le norme per la separazione delle reti; la sorveglianza generale delle imprese energetiche; le norme a tutela dei consumatori.

Le competenze specifiche di monitoraggio riguardano: l'accesso alle reti e alle infrastrutture (piani di investimento dei gestori di rete, sicurezza, standard di qualità, accessi agli stoccaggi); i mercati e lo sviluppo della concorrenza (responsabilità degli operatori di rete, fornitori e consumatori, livello di trasparenza, prezzi all'ingrosso, apertura dei mercati, distorsioni della concorrenza, pratiche contrattuali restrittive); la sicurezza dei sistemi energetici nazionali (adeguatezza degli investimenti, misure di salvaguardia in caso di crisi ed emergenze comunitarie, cooperazione tecnica fra la Comunità europea e Paesi terzi); la tutela dei consumatori (prezzi degli utenti domestici, tassi di *switching*, morosità e procedure dei reclami).

Il regolatore nazionale è tenuto a dar conto annualmente della sua attività alle Autorità nazionali, all'Agenzia dei regolatori e alla Commissione europea.

Per permettere l'esercizio delle proprie competenze, le Direttive attribuiscono ai regolatori nazionali espliciti poteri che riguardano l'adozione di decisioni vincolanti, la raccolta di dati e di informazioni dagli operatori, nonché la possibilità di comminare sanzioni in caso di inadempienza e di dirimere controversie. I *considerata* delle Direttive gas ed elettricità prevedono che il regolatore possa intervenire, laddove necessario, per tutelare i consumatori con misure di promozione della concorrenza; fra gli esempi cita le misure di *gas release* e i *virtual*

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 2001*⁴ 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-ERGEG (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'ERGEG 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'allocazione 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 energetico. 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'allocazione 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 accelerarne 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.

Con riferimento ai quattro gruppi di lavoro di MEDREG¹⁹ le tematiche affrontate nel corso dell'ultimo anno sono le seguenti:

- questioni istituzionali (INS AG), gruppo di lavoro presieduto dal regolatore francese. Nel corso del 2009, grazie alla collaborazione con l'Autorità, il *Recommendation Report on the Minimum Requirements Considered as Necessary to Ensure Independent Regulatory Authorities in the Mediterranean Area* (redatto dal gruppo alla fine del 2008) è stato inviato alle Direzioni competenti della Commissione europea per assicurare la massima diffusione possibile nell'area del Mediterraneo. Il gruppo, inoltre, ha iniziato la stesura dei *Terms of Reference* per uno studio dedicato alla tutela dei consumatori, che è di grande interesse e rilevanza anche in questa regione;
- energia elettrica (ELE AG), gruppo di lavoro presieduto dal regolatore egiziano. Il gruppo ha focalizzato il suo lavoro sullo studio del settore elettrico nell'area del Mediterraneo, elaborando il rapporto *Interconnection Rules and Practices* che evidenzia la necessità di un approccio regionale per armonizzare e integrare i mercati elettrici dell'area del Mediterraneo;
- gas (GAS AG), gruppo di lavoro presieduto dal rappresentante marocchino, con l'importante supporto del regolatore spagnolo. Ha concluso lo studio di *Benchmarking* sulle caratteristiche attuali del mercato del gas, prospettive future e interconnessioni. Il gruppo, inoltre, ha avviato la stesura di un documento che ha lo scopo di rappresentare alcune *Linee guida* sul tema della trasparenza;
- ambiente, fonti energetiche rinnovabili ed efficienza energetica (RES AG), gruppo di lavoro presieduto dal regolatore

spagnolo, con il supporto dell'Autorità italiana. Il gruppo ha elaborato due studi sui possibili effetti derivanti dall'introduzione dei meccanismi per la promozione delle *Renewable Energy Sources and Combined Heat Power* ed *Energy Efficiency* nei Paesi non appartenenti all'Unione europea.

La settima Assemblea generale di MEDREG, presieduta dall'Autorità italiana, si è svolta il 9 giugno 2009 al Cairo (Egitto), ospitata dal regolatore egiziano (Egyptera). In tale occasione, il Ministro dell'energia egiziano ha partecipato alla sessione di apertura dei lavori per esprimere il suo supporto alle attività svolte da MEDREG e per sottolineare l'importanza della cooperazione in materia di regolazione al fine di facilitare l'integrazione e la liberalizzazione dei mercati energetici del Mediterraneo.

L'ottava Assemblea generale di MEDREG si è svolta il 13 novembre 2009 a Nicosia (Cipro), ospitata dal regolatore cipriota (CERA). Durante l'incontro i partecipanti hanno approvato il piano di lavoro per il triennio 2010-2012 mirato a rafforzare il coordinamento e la cooperazione internazionali fra regolatori dell'energia per realizzare quadri regolatori sempre più stabili e armonizzati, atti a promuovere nuovi investimenti infrastrutturali, nuovi collegamenti transfrontalieri e convenienti rapporti commerciali fra Paesi consumatori, di transito o produttori di risorse energetiche. All'incontro, presieduto dall'Autorità italiana, sono intervenuti il Ministro cipriota del commercio, industria e turismo e il rappresentante della delegazione cipriota presso l'Assemblea parlamentare del Mediterraneo (PAM)²⁰, che hanno evidenziato i risultati positivi raggiunti da MEDREG in termini di maggiore cooperazione tra i regolatori provenienti da mercati energetici nazionali spesso diversi tra loro.

¹⁹Dal punto di vista operativo, MEDREG lavora attraverso:

- un'Assemblea generale, che si riunisce ogni sei mesi e cui spettano, tra le altre cose, tutte le decisioni finali relative alle attività scientifiche di MEDREG e all'attivazione di nuove collaborazioni;
- uno *Steering Committee*, formato dal Presidente, dai due Vicepresidenti e dai quattro *Chairmen* dei gruppi di lavoro di MEDREG, con funzioni di coordinamento delle attività e di preparazione dei lavori dell'Assemblea generale (che si riunisce circa quattro volte l'anno principalmente tramite *call conference*);
- quattro gruppi di lavoro *ad hoc* (AGs) permanenti, che si riuniscono almeno due volte l'anno. Questi sono impegnati nell'analisi dei mercati energetici dell'area (dal punto di vista istituzionale e tecnico) e nella predisposizione di documenti contenenti proposte per facilitare le attività di investimento e l'integrazione dei mercati del bacino del Mediterraneo;
- *task force* create *ad hoc* dai gruppi di lavoro o dall'Assemblea generale per seguire tematiche di particolare rilevanza.

²⁰ La PAM è stata istituita nel 2006 con l'intento di contribuire al dialogo politico tra i Paesi della regione, promuovendo gli scambi culturali, sociali e umani, il consolidamento della democrazia e il rispetto dei diritti umani. La PAM è stata istituita con lo scopo di riunire in un unico Forum e su base egualitaria tutti i Paesi del Mediterraneo (ogni delegazione nazionale si compone di cinque membri, i diritti di voto sono ripartiti in modo paritario), al fine di favorire la loro collaborazione sulle tematiche di maggiore interesse per la regione. Si tratta di un'organizzazione democratica, assistita da un *Bureau* (Comitato di Presidenza), avente funzioni di coordinamento e di guida. Il *Bureau* si compone di otto membri, equamente divisi tra i Paesi del Nord e del Sud della regione.

Al fine di facilitare il raggiungimento degli obiettivi che MEDREG si è prefissata, l'Autorità italiana ha fatto leva anche su una interlocuzione sempre più efficace con le istituzioni governative e parlamentari del bacino Mediterraneo. In questo quadro rientra il ruolo di "osservatore permanente" che la PAM ha conferito a MEDREG nel novembre del 2008 (nell'ambito di questa collaborazione, MEDREG è stata invitata a partecipare alla *PAM Energy TF Meeting* in data 1 e 2 aprile 2009 e alla *PAM Plenary Session* in data 23 e 24 ottobre 2009).

Nell'anno appena trascorso, inoltre, grazie anche all'impegno dell'Autorità, MEDREG ha ricevuto diversi riconoscimenti a livello internazionale. In particolare, ha contribuito attivamente a incontri di rilevanza internazionale più oltre illustrati nel dettaglio:

- il *G8+ Energy Regulators Round Table* (Roma, 24 maggio 2009), organizzato dall'Autorità italiana in occasione del G8 dei Ministri dell'energia e su invito del Ministro italiano dello sviluppo economico;
- il *World Forum on Energy Regulation IV* (Atene, 18-21 ottobre);
- l'*International Confederation of Energy Regulators* (ICER), nuovo organismo per la collaborazione internazionale fra regolatori creato a conclusione del WFER IV. MEDREG ha ricevuto l'incarico di presiedere uno dei gruppi più strategici di ICER, quello dedicato alla sicurezza degli approvvigionamenti (*Virtual Working Group 1 on Security of Supply*). All'interno di MEDREG, tale ruolo è stato affidato al regolatore italiano, mentre i regolatori di Egitto e Spagna partecipano al gruppo dedicato al tema del cambiamento climatico, Grecia e Turchia al gruppo sulla *Competitiveness and Affordability*, Francia e Giordania al gruppo sul *Training*. Al fine di coordinare il contributo di tutti i rappresentanti MEDREG all'interno di ICER, l'ottava Assemblea generale di MEDREG (Nicosia, 13 novembre 2009) ha approvato la costituzione di una *task force ad hoc* che ha il

compito di tenere aggiornati tutti i membri MEDREG sullo sviluppo delle attività ICER e di concordare la linea MEDREG da seguire.

Infine, nel quadro del primo contratto tra MEDREG e la Commissione europea, l'Autorità italiana, in veste di Segretariato dell'Associazione, ha organizzato, in collaborazione con la *Florence School of Regulation*²¹, un corso di formazione per i funzionari senior dei regolatori MPC (Paesi beneficiari del finanziamento europeo) che si è svolto a Milano dal 13 al 17 luglio 2009. Il corso è stata finalizzato all'approfondimento di tematiche regolatorie relative al settore dell'energia elettrica e del gas (per esempio, la riforma dei mercati, l'esistenza di prezzi regolati ecc.).

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2009 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)²², attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti alle riunioni dell'*European Community Regulatory Board* (ECRB), dei suoi gruppi di lavoro (*Gas Working Group*, *Electricity Working Group* e *Customer Working Group*) e dei Fora sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con tutti gli *stakeholder* del settore.

L'obiettivo principale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio stabile e armonizzato, di carattere macroregionale, capace di attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori e la sicurezza delle forniture. Le istituzioni previste dal Trattato sono: *Ministerial Council*, *Permanent High Level Group* (organismi di carattere politico) ed ECRB. Quest'ultimo in particolare riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione dei Paesi aderenti all'EnCT, della Commissione europea e di ERGEG. I compiti principali del *Board* sono di fornire pareri alle istituzioni poli-

²¹ La *Florence School of Regulation* (FSR) è l'istituto formativo frutto di una *joint venture* tra il CEER, il *Robert Schuman Centre for Advanced Studies* e la Commissione europea.

²² Tale Trattato, firmato ad Atene il 25 ottobre 2005 dalla Comunità europea e da otto Paesi della regione dei Balcani (Albania, Bosnia Erzegovina, Bulgaria, Croazia, ex Repubblica Jugoslava di Macedonia – FYROM, Repubblica del Montenegro, Romania, Serbia) e dalla missione delle Nazioni Unite in Kosovo, è entrato in vigore l'1 luglio 2006 dopo un lungo e intenso processo negoziale, avviato con il primo Forum di Atene del 2000. A seguito del loro ingresso nell'Unione europea (1 gennaio 2007), Bulgaria e Romania sono divenute *Participant* (partecipanti politici) del Trattato. Tale status giuridico è riconosciuto anche ai seguenti Paesi europei: Austria, Cipro, Francia, Germania, Regno Unito, Grecia, Italia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Ungheria, in virtù della loro localizzazione geografica di confine. Li distingue dai Paesi membri il fatto che possono prendere parte alle discussioni, ma non hanno diritto di voto.

tiche del Trattato su questioni di carattere tecnico-economico e aspetti relativi al quadro regolatorio; inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nei confronti di tutti gli *stakeholder* del mercato energetico interessati all'area balcanica. Nel corso dell'ultimo anno di riferimento, l'Autorità italiana ha partecipato a quattro incontri dell'ECRB, svoltisi ad Atene rispettivamente il 12 maggio 2009, il 9 luglio 2009, il 25 novembre 2009 e il 10 marzo 2010. Durante tali incontri i partecipanti sono stati chiamati a discutere e approvare i lavori svolti dai gruppi di lavoro e a definire gli obiettivi per le attività future.

Nell'ambito del settore elettrico, i regolatori del Sud-Est Europa si sono concentrati sulle attività necessarie per l'istituzione di un *Co-ordinated Auction Office* (CAO), per l'allocazione delle capacità transfrontaliere e la gestione dei costi nella regione. Il CAO è considerato uno strumento rilevante per incentivare gli investimenti e la trasparenza del mercato e per rafforzare gli scambi transfrontalieri di elettricità all'interno della regione e con i Paesi confinanti. I lavori per la realizzazione del CAO sono stati affidati a un *Implementation Group* (IG) di cui è coordinatore il regolatore greco e al quale partecipano i rappresentanti dei regolatori e dei TSO del Sud-Est Europa, *trader*, consumatori, istituzioni finanziarie internazionali e la Commissione europea. Le discussioni dell'IG sono accompagnate dal lavoro dell'*Electricity Working Group* (EWG) che coordina le posizioni adottate dai vari regolatori della regione. Nel 2009 sono stati predisposti, con il contributo dei regolatori, i documenti necessari alla costituzione del SEE CAO che dovranno essere approvati nel corso del 2010. Parallelamente l'EWG sta sviluppando un progetto relativo al monitoraggio del futuro SEE CAO. Le altre attività dell'EWG sono svolte da sei *task force* (CAO *Monitoring*, *Balancing*, *Wholesale Market*, *Licensing*, *Cross Border Cooperation*, *Market Monitoring*). L'Autorità partecipa attivamente alla *task force* sul *Market Monitoring* istituita nel settembre del 2009, con l'obiettivo di assicurare la massima disponibilità di capacità sulle interconnessioni e il rispetto del principio di non discriminazione.

I lavori della *task force* dovrebbero concludersi a giugno 2010 con la redazione di proposte concrete. Negli ultimi mesi si sono svolti due Fora per l'energia elettrica nell'ambito del Sud-Est Europa: il 14° Forum di Atene²³ (13 maggio 2009) e il 15° Forum di Atene (25-26 novembre 2009). Gli argomenti principalmente affrontati dai due eventi sono: terzo pacchetto di Direttive dell'Unione europea, progressi nel processo di armonizzazione dei mercati dell'energia elettrica del Sud-Est Europa, prossimi passi per la realizzazione e la messa in funzione del CAO.

Nell'ambito del settore del gas, il *Gas Working Group* (GWG) nel corso del 2009 si è impegnato in particolare sulla predisposizione del documento *Regulatory Framework for the Development of the Energy Community Gas Ring*, redatto con il contributo dell'Autorità di regolazione greca RAE. Lo studio, avviato nel 2008, mira all'individuazione dei possibili strumenti regolatori volti a facilitare la realizzazione di infrastrutture note con il nome di *Gas Ring* al fine di aumentare la metanizzazione dei Paesi della regione del Sud-Est Europa, nonché di fornire benefici ai Paesi confinanti con tale regione in termini di sicurezza delle forniture e di aumento della concorrenza nel mercato del gas naturale. Nell'ambito di questo studio, il GWG ha fatto propria l'idea del regolatore greco di individuare le priorità esistenti a livello nazionale per i singoli investimenti e la loro capacità di rispondere alla domanda e all'offerta di gas già esistente. Tali investimenti saranno raggruppati in un unico *Action Plan* costruito sull'arco temporale dei prossimi anni. Per quanto riguarda l'individuazione di *best practice*, l'Italia è stata vista come uno degli esempi da seguire per l'introduzione di incentivi regolatori, con particolare riferimento a: dimensione temporale su più anni della regolazione tariffaria, pubblicazione dei piani di sviluppo della rete, realizzazione di *standard agreement* per l'interoperabilità tecnica e commerciale tra gli operatori. Il GWG presenta regolarmente i risultati delle proprie discussioni e dei propri studi all'*Energy Community Gas Forum*²⁴ e alle altre istituzioni dell'*Energy Community*. L'ultimo Gas Forum si è tenuto a Lubiana (Slovenia) il 10 e l'11 settem-

²³ Il Forum sull'energia elettrica è previsto dall'art. 66 del Trattato che istituisce l'*Energy Community* e costituisce l'occasione per riunire insieme i rappresentanti di tutti gli *stakeholder* (industria, regolatori, associazioni di industrie e consumatori) operanti nel settore dell'elettricità. L'*Electricity Forum* adotta le proprie decisioni per consenso e le presenta all'attenzione del *Permanent High Level Group*.

²⁴ Il Gas Forum, previsto dall'art. 66 del Trattato che istituisce l'*Energy Community*, è l'occasione per riunire insieme i rappresentanti di tutti gli *stakeholder* (industria, regolatori, associazioni di industrie e consumatori). Il Gas Forum adotta le proprie decisioni per consenso e le presenta all'attenzione del *Permanent High Level Group*.

bre 2009. Tra i temi affrontati: la sicurezza degli approvvigionamenti nell'area del Sud-Est Europa, la necessità di maggiori investimenti, la cooperazione regionale.

Nel 2009 le attività del *Customer Working Group* si sono focalizzate su tre temi principali: la protezione dei clienti vulnerabili, la regolazione della qualità dei servizi elettrici, le tariffe dell'energia elettrica. In particolare, sul fronte tariffe, nel marzo 2009 è stato presentato uno studio avviato nel 2008 sulle metodologie tariffarie e sul loro impatto sui prezzi e sui consumi di energia elettrica. Obiettivo dello studio è quello di estendere la normativa europea in tema di protezione dei consumatori anche ai Paesi firmatari dell'EnCT. Inoltre, il gruppo ha prodotto uno studio sulla qualità dei servizi elettrici, sugli standard e sugli incentivi nella regolazione, presentato in occasione del 15° Forum di Atene sull'energia elettrica. Le attività del gruppo, dapprima focalizzate sul settore elettrico, si stanno gradualmente spostando sull'analisi del settore del gas; sul finire del 2009, infatti, è stato fatto circolare un questionario in tema di tariffe e qualità del servizio gas proprio allo scopo di avviare studi specifici anche in questo settore.

Gemellaggio con l'Autorità di regolazione dell'Ucraina

L'Autorità può vantare una consolidata esperienza di collaborazioni e gemellaggi internazionali, che si sono dimostrati un ottimo strumento per diffondere il modello di regolazione italiano, rafforzare le competenze dei regolatori beneficiari e porre le basi per rendere i loro mercati di riferimento capaci di attrarre investimenti esteri. L'Autorità ha infatti vinto con gara internazionale, iniziato e portato a termine, con risultati più che soddisfacenti, tre progetti di gemellaggio con le Autorità di regolazione di Lituania, Repubblica Ceca e Turchia.

Per la gestione del quarto e più impegnativo progetto di gemellaggio con l'Autorità ucraina di regolazione del settore elettrico e del gas, NERC - interamente finanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma TACIS (*Technical Assistance Community Independent States* - si è costituito un consorzio guidato dall'Autorità, con il ruolo di *project leader*, e formato dai regolatori di Austria (E-Control) e Repubblica Ceca (ERO). Tale consorzio è stato supportato dalla società italiana di diritto pubblico *Studiare Sviluppo*, che ha curato la gestione amministrativa e logistica del pro-

getto. Obiettivo del gemellaggio era il rafforzamento istituzionale del NERC e della sua capacità di regolazione del settore elettrico. Nel corso del 2009 l'Autorità italiana ha attivamente impegnato il proprio personale in numerose missioni a Kiev, con lo scopo di portare a termine il lavoro delle sei componenti in cui era articolato il progetto. Il gemellaggio si è concluso con grande soddisfazione delle istituzioni ucraine e comunitarie. Alla cerimonia di chiusura, tenutasi il 3 aprile 2009 a Kiev presso la sede del NERC, con ampia diffusione a mezzo televisione e stampa ucraina, hanno partecipato il Vice Ministro per l'integrazione europea, il Vice Ministro per la pubblica amministrazione in rappresentanza del governo ucraino, oltre che i Presidenti delle due Autorità coinvolte, gli Ambasciatori italiano, austriaco e ceco in Ucraina, l'Ambasciatore della Commissione europea.

Nel 2008 l'Autorità si è aggiudicata il suo quinto progetto di gemellaggio e ha intrapreso una seconda nuova esperienza con i colleghi ucraini del NERC, questa volta nel settore del gas (*Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC*). Anche in questa occasione l'Autorità assolve al ruolo di *project leader* del consorzio incaricato di implementare il progetto. Gli altri regolatori che partecipano al suddetto consorzio sono i rappresentanti dei seguenti Paesi: Romania (ANRE), Ungheria (HEO) e Grecia (RAE). Questo secondo progetto avrà una durata di 27 mesi e sarà interamente finanziato dal programma comunitario *European Neighbourhood Policy Instrument* (ENPI) con un budget di 1,2 milioni di euro. Il gemellaggio è articolato in sette componenti e mira: al rafforzamento delle capacità del NERC per la definizione di una regolazione incentivante nel settore del gas; al raggiungimento di standard di qualità in linea con quelli europei; a favorire l'*unbundling*; a promuovere l'armonizzazione della regolazione e della legislazione primaria e secondaria ucraina con l'*acquis communautaire*. Questo secondo progetto di gemellaggio, iniziato ufficialmente il 7 ottobre 2009, sta procedendo proficuamente secondo il calendario e ha già visto l'Autorità impegnata in numerose missioni operative.

Rapporti bilaterali

L'Autorità è costantemente impegnata nel diffondere la cultura regolatoria italiana ed europea anche sul piano bilaterale con i regolatori nazionali, i Governi e le imprese di Paesi euro-

pei ed extra europei che ne facciano richiesta. Di conseguenza, anche nell'anno appena trascorso l'Autorità ha incontrato diverse delegazioni internazionali intenzionate ad approfondire gli aspetti tecnici, legislativi e istituzionali del mercato energetico italiano. Lo scopo principale dei rapporti bilaterali è lo scambio di informazioni ed esperienze volte a migliorare l'attività di regolazione e a favorire nuovi investimenti tutelando i consumatori finali.

In particolare, nell'anno trascorso l'Autorità ha incontrato i rappresentanti dei seguenti Paesi appartenenti e non all'Unione europea:

- Algeria; il regolatore algerino (*Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz* – CREG) ha dato inizio alla riorganizzazione del sistema di raccolta e gestione dei dati in formato sia elettronico sia cartaceo, allo scopo di creare un unico archivio che includa ogni tipologia di informazione. Per tale ragione CREG ha chiesto un incontro con l'Autorità al fine di effettuare un confronto con il sistema di gestione delle informazioni e dei sistemi informatici utilizzati dal regolatore italiano;
- Brasile; a seguito di una campagna nazionale di sostituzione dei contatori di energia elettrica avviata in Brasile, il regolatore brasiliano (*Agência Nacional De Energia Elétrica* – ANEEL) ha chiesto un incontro con l'Autorità per acquisire maggiori informazioni sull'esperienza italiana nel campo dello *Smart Metering* e per avere maggiori delucidazioni sulla delibera 18 dicembre 2006, n. 292/06, *Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione*;
- Cina; alcuni rappresentanti della *China Development Bank* (CDB), interessati a investire in progetti nel campo fotovoltaico in Italia, hanno presentato alle Direzioni tecniche dell'Autorità le loro attività e hanno chiesto maggiori informazioni sullo schema di regolazione delle fonti rinnovabili in Italia, con particolare riferimento al settore del fotovoltaico;
- Giappone; nel quadro di una visita studio in Italia, una delegazione del Ministero giapponese per il commercio, l'industria e l'energia ha incontrato l'Autorità con l'obiettivo di esaminare il quadro regolatorio italiano, in particolare con riferimento alle energie rinnovabili;
- Kosovo; il settore delle energie rinnovabili è stato al centro anche dell'incontro tra l'Autorità e una delegazione del Kosovo formata dai rappresentanti del Ministero per l'energia e del regolatore (*Energy Regulatory Office* – ERO);
- Moldavia; il bilaterale organizzato con il regolatore della Moldavia (*National Energy Regulatory Agency of Moldavia* – ANRE) ha avuto per oggetto una presentazione generale sul funzionamento, i poteri e i compiti del regolatore italiano, oltre che una discussione più specifica sui temi dei consumatori e della qualità del servizio (per esempio, la regolazione della qualità, il sistema di indennizzi, la responsabilità del regolatore ecc.);
- Romania; in occasione del *World Forum on Energy Regulation IV* – WFER IV (Atene, 18-21 Ottobre 2009), il regolatore rumeno (*Romanian Energy Regulatory Authority* – ANRE) ha avuto un incontro con l'Autorità per potenziare la cooperazione bilaterale, anche nel quadro dell'implementazione del progetto di gemellaggio gas con il regolatore ucraino, al quale sia ANRE sia l'Autorità partecipano;
- Russia; facendo seguito ad alcuni contatti avuti in occasione della tavola rotonda dei regolatori (Roma, 24 maggio 2009) e del WFER IV, i rappresentanti del regolatore russo (*Federal Tariffs Service of Russia* – FTS) si sono incontrati con l'Autorità per avere un quadro dettagliato della regolazione del settore elettrico in Italia, anche in riferimento alla protezione dei clienti più vulnerabili;
- Thailandia; nell'anno appena trascorso sono stati organizzati due incontri con il regolatore thailandese (*Energy Regulatory Commission of Thailand* – ERC). Nel mese di luglio la discussione si è incentrata soprattutto sulle seguenti tematiche tecniche: le caratteristiche del mercato elettrico (l'esperienza dell'Acquirente unico, *metering*), le tariffe nel settore del gas, le energie rinnovabili e il ruolo dell'Autorità nel Sud-Est Europa. In occasione del WFER IV è stato organizzato ad Atene un secondo incontro di carattere istituzionale durante il quale, su richiesta del regolatore thailandese, si sono esaminate eventuali forme di collaborazione più strutturata tra i due regolatori.

Inoltre l'Autorità italiana ha incontrato, a valle della tavola rotonda dei regolatori G8+ di Roma (vedi oltre), il Presidente della *South Asia Forum for Infrastructure Regulation*, associazione regionale dei regolatori per l'energia dell'Asia meridiona-

le, con l'obiettivo di scambiare alcune opinioni sulla regolazione delle infrastrutture energetiche, la qualità del servizio, la regolazione delle tariffe, i sistemi di sanzione.

Infine, sempre con riferimento alla cooperazione bilaterale, anche nel 2009 l'Autorità è stata impegnata nell'implementazione dell'accordo di partenariato siglato il 14 maggio 2007 con il regolatore albanese (*Electricity Regulatory Authority – ERE*), al fine di rafforzare la cooperazione nel settore della regolazione elettrica. Tale accordo nel 2008 è stato esteso anche al settore del gas. Nei primi mesi del 2009 si è portato a termine il primo *Action Plan* concordato all'inizio del partenariato dalle due Autorità. Il 15 luglio 2009 è stato siglato a Roma, alla presenza dei due Presidenti, il nuovo *Action Plan* per il periodo 2009-2010, che stabilisce il trasferimento di esperienze e conoscenze, nel settore sia dell'elettricità sia del gas, sui seguenti temi: determinazione delle tariffe, qualità del servizio, protezione dei consumatori, *market monitoring*, *training*. In particolare il programma di lavoro prevede diverse missioni, alcune articolate secondo lo schema tipico del *work shop*, altre invece strutturate in veri e propri affiancamenti di funzionari albanesi a funzionari italiani, presso le sedi dell'Autorità, al fine di acquisire *know how* imparando sul campo le nostre tecniche e metodologie.

G8+ ed Energy Regulators Round Table

Nell'ambito dei lavori per il G8 dei Ministri dell'energia, tenutosi a Roma il 24 e il 25 maggio 2009, la Presidenza italiana ha invitato l'Autorità a organizzare una tavola rotonda delle Autorità di regolazione dell'energia (la c.d. *G8+ Energy Regulators Round Table*) sul seguente tema: "Energia: regole, mercati e investimenti".

La tavola rotonda, presieduta dall'Autorità italiana, è stata organizzata il 24 maggio 2009 e ha visto l'attiva partecipazione delle Autorità di regolazione dei Paesi del G8 (Canada, Francia, Germania, Giappone, Russia, Regno Unito e Stati Uniti d'America), delle Autorità di regolazione di Arabia Saudita²⁵, Brasile, Cina, Corea del Sud, Egitto, Grecia, India, Messico e Sudafrica, nonché delle seguenti organizzazioni regionali: AFUR, ARIAE (*Asociacion de Reguladores Iberoamericanos*),

CAMPUT (*Canadian Association of Members of Public Utility Tribunals*), CEER-ERGEG, ERRA (*Energy Regulators Regional Association*), MEDREG, NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*) e SAFIR (*South Asian Forum for Infrastructure Regulation*).

L'allargamento dei lavori del G8 ad altri Paesi e alle principali associazioni regionali ha avuto lo scopo di assicurare al dibattito una prospettiva sopranazionale, consentendo a tutte le parti coinvolte di fornire il proprio contributo alle attività svolte.

La tavola rotonda dei regolatori ha approvato un documento dal titolo *G8+ Energy Regulators Statement* che è stato prima posto all'attenzione dei Ministri del *G8 energia* e poi ripreso nei loro documenti finali; in esso sono state poste in evidenza le segnalazioni e gli impegni dei regolatori per contribuire al superamento della crisi, alla ripresa, allo sviluppo degli investimenti, della qualità, dell'economicità e della sicurezza delle forniture energetiche. In particolare, il documento dei regolatori del G8, richiamando la necessità di assicurare adeguati livelli di indipendenza e sindacabilità al loro ruolo, ha espresso gratitudine per l'invito del Governo italiano e ha valutato molto positivamente le iniziative per un uso sempre più efficiente dell'energia, per la rimozione delle barriere che ostacolano i suoi scambi commerciali, per il contrasto alle distorsioni del mercato, per l'attivazione di procedure autorizzative semplici, trasparenti e tempestive per la realizzazione delle infrastrutture energetiche. Nel documento, i regolatori si sono impegnati ad assumere, anche collegialmente, un ruolo attivo: per la promozione e la realizzazione di moderni mercati energetici a livello regionale; per contribuire a raccogliere la sfida contro il cambiamento climatico; per la diffusione delle migliori tecnologie disponibili; per alleviare "la povertà energetica" e tutelare i consumatori più deboli. Nello stesso documento si è anche evidenziata la necessità di divulgare più diffusamente le informazioni circa le migliori pratiche regolatorie e di perseguire l'eccellenza professionale dello stesso personale dei regolatori, specie di quelli in via di istituzione, attraverso la realizzazione di intensificati programmi di formazione e lo sviluppo della *Florence School of Regulation* (FSR).

In occasione della tavola rotonda, inoltre, i regolatori per l'energia hanno sottolineato la necessità di potenziare la coo-

²⁵ In rappresentanza dell'Autorità di regolazione dell'energia elettrica e della cogenerazione (ECRA).

perazione internazionale per rendere i quadri regolatori sempre più stabili, trasparenti e armonizzati e hanno offerto ai governi e ai parlamenti la loro piena collaborazione nella definizione di accordi istituzionali, soluzioni regolatorie, sistemi di monitoraggio e controllo, piattaforme e meccanismi di mercato. Proprio al fine di meglio favorire questa collaborazione internazionale, le Autorità di regolazione si sono date appuntamento ad Atene, in occasione del *IV World Forum on Energy Regulation* (IV WFER), durante il quale sono giunte alla decisione di istituire una Confederazione internazionale dei regolatori dell'energia (ICER).

WFER IV – World Forum on Energy Regulation IV

Il Forum mondiale sulla regolazione dell'energia, o *World Forum on Energy Regulation*, si tiene con cadenza triennale e quest'anno è stato organizzato ad Atene, fra il 18 e il 21 ottobre 2009, dall'Autorità per l'energia greca e dal CEER, su incarico delle Autorità dell'energia di tutto il mondo. Le precedenti edizioni erano state organizzate a Washington nel 2006, a Roma nel 2003 (dall'Autorità italiana) e a Montreal nel 2000. Oltre mille rappresentanti di governi, istituzioni internazionali, Autorità di regolazione, *policy maker*, università e imprese, provenienti da 60 Paesi, hanno partecipato quest'anno alla quarta edizione della principale conferenza internazionale sulla regolazione dell'energia.

Ad Atene i lavori del WFER si sono articolati intorno a quattro temi chiave: l'affidabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti; il ruolo dei regolatori in risposta al cambiamento climatico; la concorrenza e l'accessibilità; l'indipendenza, i poteri, le responsabilità, le *best practice* e la formazione dei regolatori. L'Autorità italiana, oltre a contribuire fattivamente tramite il CEER e il MEDREG ai lavori preparatori del WFER IV, ha anche partecipato attivamente al dibattito attraverso l'intervento dei propri vertici su temi quali le condizioni per l'attrazione degli investimenti, l'efficienza energetica e la qualità del servizio elettrico.

Nelle sue conclusioni il WFER IV ha presentato due importanti risultati: la creazione dell'ICER (di cui si dà conto nel paragrafo seguente) e la pubblicazione della Dichiarazione dei regolatori mondiali dell'energia sul cambiamento climatico, condivisa dalle undici associazioni dei regolatori presenti ad Atene. Con quest'ultima i regolatori mondiali si sono impegnati, nel-

l'ambito delle rispettive competenze e giurisdizioni nazionali, a compiere otto azioni volte a dare un contributo concreto alle sfide poste dal cambiamento climatico. In continuità con gli impegni presi dalla tavola rotonda dei regolatori dell'energia del G8+ di Roma, tali azioni riguardano:

- lo sviluppo nell'ambito dell'ICER di un lavoro congiunto e continuativo sulle tematiche regolatorie;
- il sostegno allo sviluppo delle forniture energetiche nei mercati emergenti;
- la promozione dell'efficienza energetica;
- lo studio di *best practice* per l'integrazione delle energie rinnovabili e della generazione distribuita nella fornitura energetica, oltre che del loro impatto sulle reti e la concorrenza;
- la condivisione e lo sviluppo di nuove strategie regolatorie per la promozione di azioni volte a ridurre le emissioni climateranti;
- la collaborazione tesa ad armonizzare i quadri regolatori in aree confinanti;
- la partecipazione in qualità di osservatori alle sessioni dell'*United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC);
- la promozione di forniture affidabili a costi ragionevoli per tutti i consumatori.

La prossima edizione del WFER si terrà a Quebec City in Canada nella primavera 2012, occasione in cui verranno presentati anche i contributi dell'attività che ICER svolgerà nel triennio a venire.

ICER – International Confederation of Energy Regulators

L'ICER, ovvero la Confederazione mondiale dei regolatori dell'energia, è stata costituita, in coerenza con gli impegni definiti con la tavola rotonda dei regolatori G8+ sopracitata, durante il quarto *World Forum on Energy Regulation* di Atene, con l'intento di rafforzare la collaborazione, il coordinamento e la cooperazione internazionale nel settore dell'energia; ciò per tutelare sempre meglio i consumatori, migliorando continuamente la sicurezza, la qualità e l'economicità dei servizi, in un contesto rispettoso dell'ambiente. Con la costituzione del nuovo organismo per la collaborazione internazionale fra

regolatori, si intendono promuovere iniziative e quadri regolatori sempre più efficaci e armonizzati a livello mondiale, per rispondere proattivamente alle emergenti sfide e problematiche globali, con soluzioni a carattere altrettanto globale.

ICER raggruppa undici associazioni regionali di regolatori: AFUR (Africa), ARIAE (America Latina), CAMPUT (Canada), CEER (Unione europea), EAPIRF (Asia orientale e Pacifico), ERRA (Europa centrale e orientale), MEDREG (Mediterraneo), NARUC (Stati Uniti), OOCUR (Paesi dei Caraibi), RERA (Africa meridionale) e SAFIR (Asia meridionale).

La presidenza di ICER, per il primo triennio, è stata affidata al CEER e le attività sono state organizzate in quattro gruppi di lavoro "virtuali"; questi operano utilizzando la piattaforma web di IERN (*International Energy Regulators Network*, vedi oltre) e mirano a dare continuità e sviluppo ai temi del WFER in vista del WFER V che si terrà in Canada nel 2012. I quattro gruppi di lavoro, coordinati ognuno da un'associazione regionale, si occupano: dell'affidabilità e della sicurezza delle forniture; del ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico; della competitività e della tutela dei consumatori vulnerabili; dello scambio di *best practice* regolatorie, di formazione, studio e ricerca.

Il coordinamento del gruppo di lavoro che si occupa dell'affidabilità e della sicurezza delle forniture è stato affidato a MEDREG e di conseguenza all'Autorità italiana che ne detiene la Presidenza. Compito di tale gruppo sarà quello di analizzare, con il contributo dei regolatori nazionali tramite le rispettive associazioni regionali, il tema della sicurezza e dell'adeguatezza delle forniture sotto il profilo regolatorio nell'ambito dei settori gas ed elettrico, ma anche con riferimento al petrolio e al carbone in quanto settori strettamente correlati con i primi. Si esamineranno quindi, per ciascun Paese: i rischi connessi con la fornitura di energia; le criticità verificatesi nel passato e le misure a suo tempo messe in atto; la previsione di appositi meccanismi per incrementare la sicurezza nel medio, lungo termine.

I lavori del gruppo si estenderanno per un arco temporale di tre anni, durante ciascuno dei quali verranno affrontati i seguenti argomenti:

- l'efficacia delle politiche energetiche nazionali e delle attività regolatorie nell'affrontare e risolvere i problemi di sicurezza;
- i poteri delle associazioni regionali di regolatori nel per-

seguire gli obiettivi di sicurezza a livello nazionale e regionale;

- il ruolo dei regolatori dell'energia nel promuovere maggior sicurezza nell'ambito delle forniture energetiche su scala globale.

Il gruppo di lavoro che si occupa del ruolo dei regolatori nella risposta al cambiamento climatico è coordinato dal CEER con un significativo supporto da parte dell'Autorità italiana; durante il triennio lavorerà sui temi dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e della generazione distribuita, nonché in materia di *best practice* per il contenimento delle emissioni climalteranti. L'obiettivo dei lavori è quello di fornire contributi originali al dibattito del WFER V del 2012. Per l'anno in corso il gruppo di lavoro produrrà il primo rapporto mondiale sulle *best practice* regolatorie per la promozione dell'efficienza energetica, che verrà presentato in Canada, al G8+ del 2010. Il gruppo di lavoro che si occupa di competitività e tutela dei consumatori vulnerabili è coordinato da AFUR e si interesserà in una prima fase alle nuove forme che assume la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica, con un *focus* particolare sugli investimenti nelle nuove reti elettriche e lo *smart metering*. In una seconda fase il gruppo di lavoro si concentrerà sul monitoraggio dei mercati concorrenziali dell'energia, e in una terza fase sugli incentivi per i consumatori vulnerabili.

Il gruppo di lavoro che si occupa delle *best practice* regolatorie, di formazione e di ricerca per i regolatori, è coordinato da NARUC e provvederà prevalentemente sia a sviluppare iniziative volte a favorire lo scambio delle migliori pratiche regolatorie, dei profili e dei progetti di formazione dedicati ai regolatori, sia a promuovere la ricerca di eccellenza. Il risultato delle attività è in stretta sinergia con quelle del progetto IERN, attualmente sviluppato dalla FSR e promosso significativamente dall'Autorità italiana sin dal WFER II di Roma.

IERN – International Energy Regulators Network

IERN è una piattaforma web con cui si intende facilitare lo scambio di informazioni e la collaborazione fra le Autorità di regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, a livello mondiale. L'iniziativa, promossa dal secondo *World Forum on Energy Regulation* del 2003, è stata curata, per le fasi di prima ideazione e progettazione, dall'Autorità italiana stessa. Nel 2005 il progetto pilota è stato fatto proprio dal CEER che ha

incaricato la FSR sia dell'implementazione dei contenuti tecnici e scientifici, in collaborazione con le principali associazioni regionali di regolatori a livello mondiale, sia della gestione operativa. Il sito IERN (www.iern.net) è stato ufficialmente presentato in occasione del terzo *World Forum on Energy Regulation* che si è tenuto a Washington nel 2006. Dal 2007 il CEER ha attivato un apposito gruppo di lavoro (*FIERN Task Force*) per il coordinamento del progetto in ambito europeo e ha promosso, assieme alle associazioni regionali di regolatori che cofinanziano il progetto, uno *Steering Committee*, presieduto dall'Autorità italiana, con il compito di sorvegliare l'iniziativa.

Ad Atene, in occasione del WFER IV, si è tenuta la quarta riunione della *IERN Steering Committee*, presieduta dall'Autorità italiana, cui hanno partecipato rappresentanti di otto associazioni regionali di regolatori. In quella sede sono state adottate le necessarie modifiche dello statuto, del bilancio e del programma triennale, per accogliere il progetto ICER nell'ambito della piattaforma IERN. Con l'avvio di ICER, all'inizio del 2010 la piattaforma IERN è stata significativamente ampliata così da poter ospitare ICER, nonché le attività *on line* dei quattro gruppi di lavoro virtuali sopraccitati.

Nel corso del 2009 la FSR ha avviato un riesame critico dei contenuti del sito IERN e ha implementato un progetto di ristrutturazione che è stato presentato al WFER IV di Atene dove ha riscosso, anche in virtù del lancio di ICER, un grande interesse. Il sito presenta oggi in modo estremamente flessibile ed efficace la situazione della regolazione energetica a livello mondiale attraverso una mappa interattiva del mondo dove è possibile reperire le informazioni di base sull'esistenza e le caratteristiche del regolare nazionale. In vista del WFER IV è stato avviato un progetto di mappatura delle risorse e delle competenze dei regolatori nazionali nel settore dell'energia elettrica, basato sulle risposte a questionari *on line*. I risultati dell'indagine, cui hanno aderito oltre 50 regolatori a livello mondiale, sono stati presentati e discussi con interesse dai partecipanti al WFER IV. Nel 2010 il progetto prevede un'estensione della copertura dei Paesi, un approfondimento della metodologia, nonché un possibile sviluppo al settore del gas naturale. Per il 2010 è previsto anche l'avvio sia di uno studio comparato sulla valutazione dei costi dei gestori di trasmissione ai fini tariffari in diversi Paesi europei, sia di un progetto pilota di enciclopedia della regolazione energetica *web based* sul modello di *Wikipedia*.

Evoluzione della legislazione italiana

Documento di programmazione economica e finanziaria

Il 15 luglio 2009 il Governo ha approvato il *Documento di programmazione economica e finanziaria* (DPEF) per il periodo 2010-2014, contenente gli indirizzi principali della propria politica economica; esso è lo strumento tramite cui il Parlamento e il Governo forniscono le *Linee guida* strategiche

alle quali dovranno ispirarsi anche le decisioni dell'Autorità. Nel Documento si evidenzia in primo luogo come, dopo il brusco calo verificatosi nei primi mesi dell'anno 2009 rispetto ai valori dell'anno precedente, il prezzo del petrolio abbia poi registrato una tendenza all'aumento. Da un lato questo dato indicherebbe un miglioramento della situazione economica internazionale; dall'altro, tuttavia, tale tendenza all'aumento

andrebbe nuovamente a incidere, in senso negativo, sulle dinamiche inflazionistiche, in particolare in Italia a causa di un mix energetico eccessivamente basato sugli idrocarburi, di cui il nostro Paese è ormai quasi esclusivamente importatore.

In secondo luogo, nel Documento si espongono alcune misure adottate dal Governo in funzione anticrisi: tra queste viene citata la nuova disciplina finalizzata a ridurre i costi energetici per imprese e famiglie, contenuta nel decreto legge 1 luglio 2009, n. 78 (provvedimento del quale si parlerà in seguito), consistente nell'attivazione di un meccanismo (c.d. *gas release*, peraltro proposto dalla stessa Autorità per l'energia elettrica in una segnalazione del febbraio 2009; vedi oltre) che obbliga i grandi produttori di gas a cedere, per l'anno termico 2009-2010, una quota di materia prima da immettere nel mercato a condizioni più favorevoli, stabilite dall'Autorità.

Infine viene ribadita la scelta strategica, già diffusamente trattata nel DPEF per gli anni 2009-2013, di riavviare in Italia la produzione di energia elettronucleare.

Provvedimenti legislativi di interesse

Alla luce della necessità di introdurre misure urgenti per fronteggiare la crisi economica internazionale che ha caratterizzato tutto l'anno 2009, il Governo ha emanato il decreto legge n. 78/09, recante *Provvedimenti anticrisi, nonché proroga dei termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali*, poi convertito nella legge 3 agosto 2009, n. 102 (successivamente modificata dal decreto legge 3 agosto 2009, n. 103, recante *Disposizioni correttive del decreto legge anticrisi n. 78 del 2009*, a sua volta convertito nella legge 3 ottobre 2009, n. 141).

Il decreto legge n. 78/09 contiene importanti disposizioni relative al settore energetico. In primo luogo, recependo parzialmente quanto proposto dall'Autorità nella segnalazione al Ministero dello sviluppo economico del 28 febbraio 2009 (PAS 3/09), vengono previste specifiche misure che impongono a ciascun soggetto che nell'anno termico 2007-2008 ha immesso nella rete nazionale di trasporto (direttamente o tramite società controllate, controllanti oppure controllate da una medesima controllante) una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale (cioè, in particolare, l'operatore dominante Eni), di offrire in vendita per l'anno termico 2009-2010 un volume di gas pari a 5 miliardi di metri cubi a condizioni e modalità determinate

dall'Autorità, nel rispetto degli indirizzi definiti dal Ministro dello sviluppo economico. Il decreto dispone che tali condizioni siano definite avendo riguardo dei prezzi medi dei mercati europei rilevanti e attraverso una verifica di congruenza tra il prezzo da riconoscere e la struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti dal cedente, verificati dalla stessa Autorità anche sulla base degli elementi previsti nei contratti di approvvigionamento. Il decreto legge prevede infine che l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di vendita corrisposto dagli acquirenti e quello da riconoscere al soggetto cedente, stabilito con le modalità anzidette, sia destinata a vantaggio dei clienti finali industriali evidenziando un elevato coefficiente di utilizzo di gas naturale.

Il medesimo decreto introduce altresì misure volte a velocizzare e a favorire la realizzazione degli investimenti infrastrutturali nel settore elettrico, con speciale riguardo allo snellimento delle procedure autorizzative. In particolare, si prevede: che il Consiglio dei ministri individui gli interventi infrastrutturali, relativi alla produzione, alla trasmissione e alla distribuzione dell'energia, per i quali ricorrono particolari ragioni di urgenza; che per ciascuno di questi interventi sia nominato un apposito commissario straordinario responsabile della realizzazione dell'infrastruttura; che a tale commissario si attribuiscano poteri sostitutivi e derogatori rispetto alla disciplina ordinaria, in base a quanto previsto dall'art. 20 del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2.

In sede di conversione in legge del medesimo decreto è stata infine aggiunta una norma la quale dispone l'estensione, a tutte le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 5.000 punti di prelievo, del regime oggi previsto per le c.d. "imprese elettriche minori" (IEM); queste ultime, che sono 14 in tutto il territorio nazionale, svolgono funzioni di produzione e fornitura di energia in aree caratterizzate da situazioni particolari, quali le piccole isole non interconnesse con la rete elettrica nazionale (vedi più oltre nel presente Capitolo, il paragrafo "Segnalazioni").

Di grande rilevanza appare poi la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*, che ha introdotto importanti disposizioni relative al settore energetico. Assai considerevole è la scelta di riavviare in Italia la produzione di energia elettrica nucleare, cui vengono dedicati diversi artico-

li della legge, compresa un'ampia delega al Governo per l'individuazione dei siti che dovranno ospitare le nuove centrali. A tal fine è anche prevista l'istituzione dell'Agenzia per la sicurezza nucleare.

La legge n. 99/09 introduce poi importanti disposizioni per una riforma organica del mercato del gas, nella direzione di una sua armonizzazione con il modello proprio del mercato elettrico. A tal fine si prevede che la gestione del mercato si svolga tramite una Borsa del gas e sia affidata a un soggetto terzo, individuato dalla legge nel Gestore dei mercati energetici (GME), al fine di favorire maggior liquidità del mercato, trasparenza delle contrattazioni e delle transazioni e un generale efficientamento del sistema. In tale contesto sarà esteso al settore del gas anche il ruolo dell'Acquirente unico, nell'ottica di garantire e salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per le categorie di clientela di minori dimensioni.

La legge, recependo parzialmente quanto proposto dall'Autorità nella segnalazione al Ministero dello sviluppo economico del 28 febbraio 2009 (PAS 3/09), dispone poi l'effettuazione di procedure di *virtual power plant* (VPP) nella regione Sardegna.

Al fine di favorire lo sviluppo delle infrastrutture di interconnessione con l'estero e di ridurre conseguentemente il costo dell'energia, la legge prefigura poi un meccanismo in virtù del quale alcuni operatori, selezionati da Terna, possono sostenere il finanziamento di singole infrastrutture d'importazione, denominate *interconnector*, beneficiando fin da subito delle forniture contrattualizzate nel mercato europeo.

Con riferimento alla disciplina dell'addizionale Ires (c.d. *Robin Tax*), introdotta per le imprese operanti nel comparto energetico dall'art. 81 del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112 (convertito nella legge 6 agosto 2008, n. 133), la legge ha poi varato due innovazioni, prevedendo da una parte l'incremento da 5,5 a 6,5 punti percentuali dell'addizionale stessa; dall'altra la semplificazione degli adempimenti stabiliti dall'Autorità per l'attività di vigilanza nei confronti degli operatori che rientrano entro una determinata soglia di fatturato annuo (461 milioni di euro per il 2009).

La legge inoltre detta le disposizioni per la revisione dei criteri di aggiornamento della componente CEC (Costo evitato di combustibile) nell'ambito della disciplina CIP6, nonché le previsioni volte a proporre meccanismi di risoluzione anticipata e volon-

taria delle convenzioni CIP6, cui si è data attuazione con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 dicembre 2009, emanato su proposta dell'Autorità (PAS 22/09). Occorre poi sottolineare come la legge n. 99/09 abbia esteso i poteri dell'Autorità a tutte le fasi della filiera, comprese quelle liberalizzate, recependo in legge gli orientamenti e le indicazioni emersi in sede giurisprudenziale e rafforzando di conseguenza gli strumenti a tutela dei consumatori e degli utenti di energia. La medesima legge contiene poi un'importante delega al Governo affinché esso proceda alla revisione dei tetti antitrust per il settore del gas, in scadenza al 31 dicembre 2010.

La legge infine: dispone la riforma del sistema dei certificati verdi prevedendo, in particolare, che il relativo obbligo di acquisto sia trasferito dai produttori ai venditori di energia elettrica; fa salve le discipline di settore per la distribuzione del gas (decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e art. 46-bis della legge 29 novembre 2007, n. 222) dalle disposizioni introdotte dall'art. 23-bis della legge n. 133/08, attribuendo al Ministro dello sviluppo economico il compito di definire gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas (di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e sentite la Conferenza unificata e l'Autorità); riconosce all'Autorità la possibilità di avvalersi del Gestore dei servizi elettrici (GSE) e dell'Acquirente unico per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori; riduce il minimo edittale delle sanzioni che l'Autorità può comminare ai soggetti regolati, a oggi definito in 50 milioni di lire, sino al valore di 2.500 euro, al fine di consentire l'irrogazione di sanzioni proporzionate anche alle società di dimensioni e fatturato minori; fornisce una definizione di "rete interna di utenza" e ne introduce una nuova disciplina tariffaria, prevedendo che per la generalità degli utenti, escluse tali reti di utenza, i corrispettivi posti alla copertura degli oneri generali di sistema debbano essere determinati non più in relazione ai prelievi effettuati dalla rete, come accaduto sino a oggi in virtù di quanto disposto dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ma facendo riferimento ai consumi effettivi di energia elettrica, compresi quelli per i quali l'utente non ricorre all'uso della rete (c.d. "generazione distribuita").

Nel mese di settembre il Governo ha poi emanato il decreto legge 25 settembre 2009, n. 135, recante *Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per l'esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle Comunità*, convertito

nella legge 20 novembre 2009, n. 166. Tale provvedimento contiene alcune disposizioni di interesse per il comparto energetico: in primo luogo, intervenendo in materia di servizi pubblici locali, si prevede espressamente che anche il comparto della distribuzione dell'energia elettrica sia escluso dalla disciplina generale contenuta nell'art. 23-bis del decreto legge n. 112/08 (la distribuzione del gas, come visto, era già stata esclusa da tale disciplina in virtù di quanto disposto dalla legge n. 99/09). La medesima norma individua poi nel 31 dicembre 2012 il termine ultimo entro il quale il Ministro dello sviluppo economico dovrà provvedere alla definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

Il decreto dispone inoltre l'abolizione della metrologia legale per le fasi a monte della filiera gas (reti nazionali e regionali di trasporto), prevedendo che il livello di tutela sino a oggi sancito da tali norme sia assicurato mediante la realizzazione e la gestione degli stessi sistemi di misura, secondo modalità stabilite con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

In sede di conversione del decreto in legge è stata infine introdotta una norma la quale sancisce che la riforma dei certificati verdi, prevista dalla legge n. 99/09 e che dispone in particolare lo spostamento dell'obbligo dai produttori ai venditori, sia posticipata dal 2011 al 2012.

Degne di menzione sono infine le misure emergenziali introdotte con il decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante *Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori*, poi convertito nella legge 22 marzo 2010, n. 41, finalizzate a far fronte alle più gravi e urgenti criticità relative ai sistemi di approvvigionamento di energia elettrica delle isole Sardegna e Sicilia. A tal fine, il provvedimento istituisce, per il triennio 2010, 2011 e 2012 e limitatamente al territorio delle isole Sardegna e Sicilia, un nuovo servizio di interrompibilità, grazie al quale sarà possibile ridurre la domanda elettrica in tali zone, sulla base delle istruzioni impartite dalla società Terna, laddove ciò si renda necessario al fine di garantire la sicurezza nella gestione del sistema elettrico. Nell'istituire il nuovo servizio, il decreto assegna all'Autorità il compito di definirne, sentito il Ministero dello sviluppo economico, le condizioni di effettuazione e di remunerazione.

Infine, si rileva che con l'approvazione della legge finanziaria

per l'anno 2010 (legge 23 dicembre 2009, n. 191), è stata introdotta nell'ordinamento una disposizione che prevede, sia pure per un arco temporale definito, il finanziamento di alcune Autorità amministrative indipendenti tramite una sorta di prestito da parte di altre Autorità, tra cui appunto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Per una trattazione più esaustiva dell'argomento, oggetto anche di una segnalazione dell'Autorità, illustrata più oltre nel Capitolo, si rimanda anche al Capitolo 7 di questo Volume.

Altri interventi normativi

Di grande importanza appare il decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, recante *Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico*, emanato ai sensi dell'art. 3, comma 10, della legge n. 2/09.

Il decreto contiene una riforma organica del mercato elettrico, prevedendo, in particolare, la riforma del Mercato dei servizi di dispacciamento e istituendo un Mercato infragiornaliero dell'energia in sostituzione del Mercato di aggiustamento, da svolgersi tra la chiusura del Mercato del giorno prima e l'apertura del Mercato dei servizi di dispacciamento stesso. Il medesimo provvedimento dispone poi l'introduzione, ai fini della determinazione del prezzo dell'energia elettrica sul Mercato del giorno prima, del criterio del c.d. *pay as bid* al posto di quello del *System Marginal Price*, posticipando però l'implementazione di tale misura all'1 aprile 2012, dopo l'effettuazione di una lunga fase di studio e valutazione di elementi rilevanti nel processo di formazione dei prezzi. Questa in particolare riguarda l'evoluzione delle zone di mercato a seguito dello sviluppo della rete; lo sviluppo dei mercati a termine organizzati e relativo livello di liquidità; la struttura del mercato in termini di concentrazione dell'offerta; il futuro mix tecnologico del parco produttivo anche alla luce dell'inserimento di nuove tecnologie; il livello di integrazione transfrontaliera dei mercati.

Alcune disposizioni di grande impatto per il settore energetico e relative, segnatamente, all'assetto dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, sono infine contenute nel disegno di legge AS 1781, recante *Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – Legge comunitaria 2009*, attualmente (31 marzo 2010) all'esame del Parlamento in terza lettura.

All'interno di tale disegno di legge si è infatti dato avvio, nel

corso della seconda lettura, al recepimento delle Direttive 2009/72/CE (*Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*) e 2009/73/CE (*Norme comuni per il mercato interno del gas naturale*), illustrate all'inizio del presente Capitolo.

Nel recepire tali Direttive, l'art. 17 del disegno di legge prevede tra l'altro, allo stato attuale dell'iter legislativo, che nel settore del gas naturale sia assicurata una efficace separazione tra le attività di trasporto, stoccaggio e le altre attività della relativa filiera industriale. Lo stesso articolo prevede pure che siano introdotte misure volte a garantire maggiore disponibili-

tà di capacità di stoccaggio, anche favorendo l'accesso, a parità di condizioni, di una pluralità di operatori nella gestione delle nuove attività di stoccaggio. Per quanto concerne il settore elettrico, il medesimo articolo del disegno di legge prevede, tra l'altro, misure finalizzate ad aumentare gli scambi transfrontalieri e che tengano conto, ai fini della realizzazione di nuove infrastrutture di produzione e di trasporto di energia elettrica, della rilevanza dell'infrastruttura stessa per il mercato interno dell'energia elettrica e della sua coerenza con gli obiettivi di politica energetica nazionali e comunitari.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione del 22 luglio 2009

Nella segnalazione del 22 luglio 2009 l'Autorità ha formulato proprie osservazioni e proposte, al Parlamento e al Governo, in ordine all'ipotesi di modifica della disciplina regolatoria relativa al regime tariffario per le imprese elettriche di distribuzione con meno di 5.000 punti di prelievo, come formulata nell'emendamento n. 3.12 all'art. 3 del disegno di legge AC 2561, di conversione del decreto legge n. 78/09, approvato il 21 luglio 2009 dalle Commissioni riunite bilancio e finanze della Camera dei deputati. L'Autorità ha evidenziato le criticità che l'emendamento avrebbe comportato in caso di approvazione: esso estenderebbe a imprese di sola distribuzione di energia elettrica un regime introdotto e applicato nel caso di imprese verticalmente integrate, ossia che operano anche nelle fasi di produzione e vendita, tipicamente in aree isolate elettricamente. Tale estensio-

ne appare impropria all'Autorità in considerazione del fatto che la regolamentazione tariffaria generale già prevede meccanismi specifici di tipo perequativo (perequazione specifica aziendale disciplinata dalla delibera 28 dicembre 2007, n. 348/07), tesi a garantire una adeguata copertura dei costi (se efficienti) per le imprese di distribuzione che evidenzino condizioni operative particolari tali da differenziarle rispetto alla media nazionale. Quanto sopra trova conferma nel procedimento (avviato con delibera 27 settembre 2006, n. 208/06, e delibera 24 giugno 2008, ARG/elt 82/08) con cui l'Autorità intende estendere i meccanismi di regolazione tariffaria previsti per la generalità delle imprese di distribuzione (in particolare la perequazione specifica aziendale) anche alle imprese elettriche minori di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevedendo per tali imprese un separato meccanismo per l'integrazione dei costi relativi all'attività di produzione del-

l'energia elettrica, allo scopo di incentivarle all'efficienza e al contenimento dei costi. In tale ottica l'estensione delle integrazioni tariffarie a tutte le imprese distributrici con meno di 5.000 clienti, arrivando a coinvolgere oltre 110 imprese di distribuzione su tutto il territorio nazionale, andrebbe di fatto a contrastare con quei provvedimenti dell'Autorità introdotti per una maggior efficienza complessiva del sistema.

L'Autorità ha inoltre rilevato come l'emendamento in esame, imponendo «*criteri semplificati per la determinazione dei costi sostenuti da adottarsi nei confronti dei servizi di distribuzione gestiti da enti locali*», oltre a discriminare tra imprese di distribuzione (facendo riemergere il tema della dubbia conformità alla normativa europea), prevede non solo che eventuali maggiori costi debbano essere socializzati, ma pure che la verifica di questi costi debba avvenire anche applicando criteri semplificati. Una semplificazione che difficilmente può coesistere con procedure di controllo della reale efficienza dei medesimi costi.

Segnalazione del 30 settembre 2009

La segnalazione del 30 settembre è stata formulata ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge n. 185/08, come convertito nella legge n. 2/09, dove è previsto che: «*A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello sviluppo economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*». Come peraltro più volte evidenziato dall'Autorità, i mercati dell'energia presentano ancora oggi rilevanti criticità strutturali, più marcate nel settore del gas. Permangono infatti carenze nello sviluppo delle infrastrutture, nonché posizioni di elevata concentrazione dell'offerta, particolarmente pesanti nel mercato gas che pure molto incide, nel caso italiano, su quello elettrico. Tali carenze e posizioni non consentono di conseguire, e di trasferire pienamente ai clienti finali, i benefici realizzabili attraverso un compiuto processo di liberalizzazione dei mercati energetici. Sulla base delle criticità ancora esistenti,

peraltro, l'Autorità evidenzia nella segnalazione le proposte, e quindi gli interventi, da attuare al fine di migliorare l'efficienza e la competitività del mercato energetico.

Nel settore elettrico le proposte riguardano: il potenziamento delle reti di trasporto; l'obbligo di cessione di *virtual power plant* nelle isole maggiori; la realizzazione di un nuovo meccanismo di *capacity payment*; il completamento dei Mercati a termine; la riduzione degli oneri di sistema; la revisione del meccanismo dei certificati verdi; l'adeguamento della flessibilità del sistema elettrico agli obiettivi europei per le fonti rinnovabili; la perfetta efficienza degli impianti di generazione.

Per quanto riguarda il settore del gas le proposte sono state suddivise in misure di effetto immediato e misure strutturali con effetti attesi nel medio periodo. Con riferimento alle misure a effetto immediato l'Autorità ha evidenziato: la necessità di adottare misure di *gas release* per quantità e durata significative e l'avvio di una Borsa del gas; l'introduzione di servizi di flessibilità quali la possibilità di scambio di risorse di bilanciamento tra gli operatori su base settimanale all'interno di una piattaforma centralizzata, oltre che un servizio di modulazione settimanale; gli interventi nell'ambito della distribuzione con riferimento all'emanazione di regole certe per la definizione dei bandi e dei criteri di gara, oltre che la riduzione dei bacini di utenza. Le misure strutturali con effetti di medio periodo riguardano invece: la separazione proprietaria; l'attribuzione al gestore indipendente del trasporto dei diritti di trasporto sui metanodotti internazionali di adduzione in Italia detenuti dall'operatore dominante; la separazione proprietaria delle attività di stoccaggio; l'obbligo di cessione per l'operatore dominante di una significativa quota della produzione nazionale, con particolare riferimento ai campi riconvertibili a stoccaggio; i tetti antitrust.

Segnalazione del 2 dicembre 2009

L'Autorità ha inteso formulare proprie osservazioni in merito ai profili di illegittimità comunitaria, nonché agli effetti negativi derivanti dalla presentazione dell'emendamento 2.356 presentato nella discussione dell'AC 2936 (*Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*, legge finanziaria 2010). Tale emendamento avrebbe previsto l'istituzione, presso il Ministero dell'economia e delle finanze, di un fondo perequativo finalizzato al finanziamento di nove amministrazioni, tra cui alcune Autorità indipendenti, sul quale sarebbero dovute confluire,

«per la parte non coperta dal finanziamento a carico del bilancio dello Stato, tutte le entrate proprie di tali Autorità indipendenti stabilite da disposizioni vigenti». L'ammontare complessivo delle risorse così raccolte sarebbe stato poi ripartito ogni anno tra le nove amministrazioni tramite decreto del Presidente della Repubblica, da adottare entro il 30 novembre di ciascun anno previa delibera del Presidente del Consiglio, su proposta del Ministero dell'economia e delle finanze sentiti i Presidenti delle rispettive Autorità.

Laddove approvato, l'emendamento avrebbe di fatto fiscalizzato le entrate autonome delle Autorità indipendenti, le cui risorse sarebbero state così inglobate nel bilancio dello Stato, pregiudicando sostanzialmente l'autonomia economico-finanziaria, gestionale, organizzativa e operativa delle stesse Autorità.

L'emendamento in questione, oltre a configurare un contrasto con i principi della legge 14 novembre 1995, n. 481, sulla concorrenza e regolazione dei servizi di pubblica utilità, avrebbe determinato una situazione di chiaro conflitto di interesse in cui si sarebbe trovato il Ministero dell'economia e delle finanze nel distribuire le risorse economiche ad Autorità che esercitano poteri di regolazione e vigilanza su imprese in cui detto dicastero detiene significative partecipazioni azionarie.

Inoltre, la norma proposta avrebbe finito per finanziare – con onere a carico delle sole imprese che operano nei settori regolati (settore elettrico, del gas, delle telecomunicazioni, assicurativo e degli scambi finanziari) – anche amministrazioni del tutto estranee a tali settori, nonché Autorità che operano a livello trasversale su tutti i mercati svolgendo attività di vigilanza su tutte le imprese soggette alla concorrenza (sarebbe stata così introdotta una sostanziale forma di tassazione occulta sui suddetti settori regolati).

Tale effetto sarebbe stato particolarmente evidente per i settori dell'energia elettrica e del gas, posto che l'Autorità si sarebbe configurata come l'unico soggetto a versare al predetto fondo tutte le sue risorse economiche, essendo l'unica Autorità indipendente a finanziarsi esclusivamente tramite il contributo delle imprese operanti sui mercati da essa regolati; alcune delle altre amministrazioni coinvolte, invece, si sarebbero limitate a versare sul fondo una parte minima delle proprie risorse o addirittura a non versare nulla.

Per quanto riguarda gli effetti sull'indipendenza dell'Autorità, la disposizione oggetto della segnalazione, prevedendo una centralità del Ministero dell'economia e delle finanze relativamente al controllo sulle risorse da destinare alle Autorità indi-

pendenti, avrebbe istituito una forma di controllo diretto da parte del potere esecutivo sulle Autorità medesime. Ciò sarebbe stato, per quanto riguarda l'Autorità, in stridente contrasto con la recente Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, la quale, all'art. 35, prevede che, «per tutelare l'indipendenza dell'Autorità di regolamentazione, gli Stati membri provvedono in particolare affinché l'Autorità di regolamentazione possa prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico, e disponga di dotazioni finanziarie annuali separate».

La misura oggetto della segnalazione avrebbe altresì previsto che la ripartizione delle risorse finanziarie da destinarsi alle singole Autorità sarebbe avvenuta con decreto del Presidente della Repubblica, ma «previa delibera del Consiglio dei ministri», configurando una delibera del potere esecutivo come l'atto contenente la decisione sostanziale relativamente alle risorse da assegnare a ciascuna Autorità indipendente. Tale assegnazione si sarebbe peraltro dovuta verificare «nei tempi e con le modalità da stabilire con apposito decreto del Ministero dell'economia e delle finanze», apparentemente senza tenere in alcuna considerazione le esigenze reali e le dinamiche del mercato, dei consumatori e dei settori regolati, generando così potenziali inefficienze gestionali.

Appare utile rilevare, comunque, che nel corso dell'iter legislativo dell'AC 2936 la misura oggetto della presente segnalazione non ha avuto seguito; tuttavia, per far fronte al problema del finanziamento delle Autorità indipendenti in difficoltà di bilancio, l'art. 2, comma 241, della legge n. 191/09 (legge finanziaria 2010), ha introdotto un sistema di trasferimenti di risorse da parte di alcune Autorità, tra cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a favore dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, del Garante per la protezione dei dati personali e della Commissione sull'attuazione della legge sullo sciopero nei servizi essenziali (per i dettagli vedi il Capitolo 7 di questo Volume).

Segnalazione del 21 dicembre 2009

Con questa segnalazione l'Autorità ha voluto formulare proprie osservazioni in ordine agli effetti negativi che sarebbero potuti derivare per i consumatori dalla mancata assegnazione dei fondi di cui all'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito nella legge 14 maggio 2005, n. 80, e modificato dal comma 142 dell'art. 2 della legge 24 dicembre 2007, n.

244. La norma in questione prevede che l'ammontare risultante dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità sia destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas. Per tali progetti, proposti dall'Autorità stessa, risultava peraltro necessaria l'approvazione del Ministro dello sviluppo economico.

L'Autorità ha rilevato che qualora l'assegnazione sopra citata non fosse avvenuta in tempi coerenti con le richiamate regole di contabilità dello Stato, sarebbe divenuto impossibile l'impiego dei fondi provenienti dalle sanzioni per le finalità alle quali la legge li destina. Ciò avrebbe determinato un pregiudizio per quelle attività, a vantaggio dei consumatori, che avrebbero dovuto essere sostenute da tali fondi. Appariva pertanto opportuno che fosse perfezionata e conclusa al più presto la procedura di assegnazione, da parte del Ministero dell'economia e delle finanze al Ministero dello sviluppo economico, per l'ammontare delle cifre disponibili alla data del 31 ottobre 2009 sullo specifico capitolo di uscita. Si ribadiva come sarebbe stato altrettanto opportuno assicurare la fruibilità dei fondi in questione attraverso la previsione, nel decreto di fine anno "mille proroghe", di uno specifico articolo che, analogamente a quanto già previsto per le sanzioni irrogate dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, avesse consentito che i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas fossero riassegnati al Ministero dello sviluppo economico anche nell'esercizio successivo; ciò per poter impegnare gli stessi proventi in progetti a favore dei consumatori finali di energia.

Segnalazione del 28 dicembre 2009

Il 28 dicembre 2009, adempiendo ai compiti a essa affidati dall'art. 81, comma 18, del decreto legge n. 112/08, convertito nella legge n. 133/08, l'Autorità ha inviato al Parlamento la seconda Relazione sull'attività di vigilanza svolta al fine di evitare che la maggiorazione d'imposta prevista dal comma 16 del medesimo articolo (c.d. *Robin Tax*) venga traslata sui prezzi al consumo. Nella Relazione l'Autorità ha esposto le iniziative e gli atti adottati per lo sviluppo delle attività di vigilanza sull'osservanza del citato divieto e, in particolare, ha fornito una informativa in merito alle diverse direttrici delle azioni intraprese, che hanno riguardato i campi regolatorio, organizzativo, di monitoraggio delle informazioni fornite dagli opera-

tori e di verifica di primo e di secondo livello. Nel documento si è poi dato conto sia delle ispezioni affidate al gruppo di lavoro, appositamente costituito da dipendenti dell'Autorità e da personale della Guardia di Finanza, sia del contenzioso attivato dagli operatori del settore avverso i provvedimenti adottati dall'Autorità, il quale finora si è risolto con la conferma della piena legittimità del provvedimento regolatorio delle verifiche di primo livello (delibera 11 dicembre 2008, VIS 109/08). Sull'argomento si veda anche il Capitolo 6 di questo Volume.

Segnalazione del 29 gennaio 2010

La Relazione del 29 gennaio 2010 è formulata ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge n. 99/09, laddove esso prevede che l'Autorità debba riferire alle Commissioni parlamentari competenti, entro il 30 gennaio di ogni anno, sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In base a tale disposto, anche facendo riferimento al testo della sopramenzionata segnalazione del 30 settembre 2009 al Ministro dello sviluppo economico, si è pertanto proceduto ad ampliare i contenuti già precedentemente trattati, spingendo lo sguardo oltre le sole questioni relative al funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, esaminandone lo stato complessivo, con particolare riguardo alla tutela dei consumatori (e specificamente delle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate), alle condizioni di economicità delle offerte disponibili su suddetti mercati, alle condizioni di non discriminazione tra gli operatori, alla competitività delle imprese in relazione ai loro consumi energetici. La relazione si è dunque soffermata ad analizzare, in particolare, le condizioni di funzionamento e competitive, dei mercati al dettaglio, all'ingrosso e, nel caso dell'energia elettrica, a termine; sono state enunciate le criticità relative a ognuno dei segmenti citati e formulate proposte relative al loro superamento. Inoltre, la Relazione del 29 gennaio 2010 contestualizza il mercato dell'energia italiano rispetto a quello internazionale ed europeo, quest'ultimo caratterizzato dall'imminente recepimento del terzo pacchetto energia i cui contenuti sono stati più sopra illustrati in questo Capitolo.

Per quanto riguarda specificamente il mercato italiano, si è

dato conto, come richiesto dalla legge, dello stato di utilizzo e dell'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. A tal proposito, si sono illustrati i meccanismi oggi vigenti per l'incentivazione di tali impianti e i relativi costi, attuali e prospettici, nonché le problematiche specificamente riconducibili alla filiera delle energie rinnovabili, con particolare riferimento alle difficoltà di connessione con la rete, allo sviluppo della generazione distribuita, all'ancora imperfetto funzionamento del meccanismo dei certificati verdi, specie a seguito della modifica legislativa, introdotta dalla legge n. 99/09, che sposta tale obbligo in capo ai venditori. Su tutte le criticità evi-

denziate l'Autorità ha anche prospettato alcune ipotesi di revisione delle soluzioni attualmente in uso.

Infine, la Relazione ha illustrato gli ultimi sviluppi in materia di: tutela dei consumatori e agevolazioni speciali, facendo riferimento a recenti interventi nell'ambito della qualità commerciale e tecnica; Codici di condotta commerciale; introduzione di strumenti al servizio dei consumatori finali per il confronto delle offerte commerciali disponibili (Trova offerte); *Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas*; Sportello per il consumatore; introduzione di bonus dell'energia per i clienti vulnerabili; misure a favore delle popolazioni colpite dal sisma in Abruzzo.

Pareri e proposte al Governo

Pareri

Il 28 aprile 2009 l'Autorità ha rilasciato al Ministero dello sviluppo economico il proprio parere favorevole in merito allo *Schema di decreto ministeriale recante indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico*, secondo quanto previsto dall'art. 3, comma 10, della legge n. 2/09. Il 26 aprile 2009, l'Autorità ha confermato il proprio parere favorevole a fronte delle modifiche, apportate dallo stesso Ministero dello sviluppo economico al *Testo integrato per la disciplina del mercato elettrico*, riguardanti la previsione del riserbo da parte del GME sui dati di offerte presentate sui mercati a pronti e sui mercati a termine gestiti dal GME: i mercati a pronti fino al settimo giorno successivo al giorno di presentazione delle stesse offerte; i mercati a termine fino al settimo giorno successivo all'ultimo giorno di esecuzione del contratto cui le offerte si riferiscono.

Il 5 agosto 2009 l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito all'accoglimento dell'istanza di proroga del termine per l'avvio dell'operatività

del gasdotto Poseidon Italia-Grecia, entro il 2015.

Con successive delibere, emanate in data 5 agosto, 24 settembre, 15 ottobre e 23 novembre 2009, l'Autorità ha reso parere favorevole alle modifiche proposte dal Ministero dello sviluppo economico alla disciplina del mercato elettrico. Tali modifiche, recependo quanto segnalato dalla stessa Autorità, hanno introdotto dapprima soluzioni tese alla riduzione dei costi di transazione connessi con la negoziazione sul mercato a termine, con particolare riferimento ai sistemi di garanzie, consentendo così di configurare il mercato a termine come una piattaforma di negoziazione liquida di contratti con durata possibilmente superiore all'anno. Le ulteriori modifiche hanno dettato disposizioni volte a rendere più intelligibili agli operatori le modalità mediante le quali gli stessi potranno utilizzare le garanzie fideiussorie già prestate a proprio favore e ancora valide ed efficaci all'entrata in vigore delle modifiche stesse, nonché quelle a copertura delle obbligazioni che sorgono sui mercati dell'energia o sulla Piattaforma dei conti energia. Infine, le ultime modifiche sono state adottate al fine di ridurre i costi sostenuti dagli operatori per la gestione del rischio di

mercato, affinché possa aumentare la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, senza extra oneri a carico del GME e del sistema elettrico considerato nel suo insieme. In data 3 settembre 2009, l'Autorità ha infine reso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico riguardo allo Schema di decreto ministeriale recante *Prima attuazione della legge 23 luglio 2009, n. 99, per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale ai clienti finali per l'anno termico 2009-2010*.

Proposte

L'Autorità ha formulato, ai sensi dell'art. 30, comma 15, della legge n. 99/09, una proposta al Ministero dello sviluppo economico in materia di acconto del Costo evitato del combustibile (CEC) per il quarto trimestre 2009, rimandando a un successivo provvedimento la formulazione della proposta per la definizione delle modalità di aggiornamento del CEC a conguaglio e in acconto. Con documento del 27 novembre 2009, al fine di definire meccanismi di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP6 da disporre con decreti del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha proposto allo stesso Ministro:

- di affidare al GSE la gestione della risoluzione anticipata delle convenzioni siglate ai sensi del provvedimento CIP6;
- di riconoscere ai titolari di convenzioni CIP6 un corrispettivo commisurato: alla somma dei gettiti corrispondenti alle

componenti di costo evitato di impianto; all'ulteriore componente (ove spettante) e all'onere riconosciuto per l'acquisto delle quote di emissione di gas serra non assegnate a titolo gratuito, nel caso di impianti alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia; alla somma dei gettiti corrispondenti alle componenti di costo evitato di impianto e all'ulteriore componente (ove spettante), nel caso di impianti assimilati alimentati da combustibili fossili;

- di prevedere sia la definizione di un corrispettivo unitario da riconoscere per la potenza oggetto della convenzione, sia che i corrispettivi totali siano determinati *una tantum* utilizzando un tasso di sconto convenzionalmente assunto costante e pari al 6% su base annua;
- di prevedere specifiche misure di compensazione limitatamente sia agli impianti alimentati da combustibile di processo o residui o recuperi di energia, sia al periodo fino al 31 dicembre 2012 e comunque non oltre la data di scadenza della convenzione CIP6;
- di riconoscere ai titolari di convenzioni CIP6 un corrispettivo aggiuntivo nel caso di impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili per i quali siano state riscontrate a consuntivo almeno 1.000 ore piene/equivalenti di funzionamento, al più per i primi tre anni a decorrere dalla data di risoluzione anticipata della convenzione CIP6;
- di rimandare a un successivo provvedimento le modalità per la risoluzione anticipata nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili e rifiuti.

Audizioni presso il Parlamento

Dinamica dei prezzi e delle tariffe e ricadute sui consumatori

Nell'audizione del 22 aprile 2009 presso la Commissione straordinaria prezzi del Senato della Repubblica, convocata nell'ambi-

to dell'indagine conoscitiva sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe e sulle ricadute sui consumatori, l'Autorità ha illustrato la struttura attuale del comparto dell'energia elettrica e del gas, caratterizzato dalla presenza di:

- mercati all'ingrosso, nei quali i prezzi sono liberi e determinati dalle dinamiche legate all'andamento della domanda e dell'offerta e le contrattazioni (tra produttori o importatori e grossisti o clienti) avvengono tramite contratti bilaterali oppure, nel caso dell'energia elettrica, attraverso mercati regolati (Borsa elettrica); mentre, nel settore del gas, è ancora piuttosto marginale il contributo del Punto di scambio virtuale (PSV), non avendo esso le caratteristiche di una vera e propria Borsa liquida del gas;
- mercati *retail*, nei quali i prezzi sono liberi ma sussiste ancora l'obbligo per i venditori di offrire condizioni di prezzo fissate dall'Autorità ai clienti tutelati (clienti domestici o piccole imprese che non abbiano ancora scelto di accettare offerte sul mercato libero);
- servizi regolati, le cui tariffe sono determinate dall'Autorità; essi comprendono le attività connesse con monopoli naturali infrastrutturali (trasmissione, dispacciamento, distribuzione e, nel caso del gas, lo stoccaggio).

L'Autorità ha quindi illustrato la composizione delle bollette dell'energia elettrica e del gas, soffermandosi, in tema di oneri generali di sistema, sulla questione dei costi che i clienti finali del sistema elettrico dovrebbero sostenere per l'eventuale raggiungimento degli obiettivi europei attribuiti ai vari Stati membri al 2020. L'Autorità ha segnalato, in base alle stime di sviluppo di costo elaborate, un incremento della spesa di circa 3 miliardi di euro/anno per il 2010, di più di 5 miliardi euro/anno per il 2015 e di circa 7 miliardi euro/anno per il 2020. Si tratta di valori che potrebbero far emergere nel medio periodo problemi di sostenibilità economica, aggravati dal fatto che il finanziamento delle politiche nazionali di sostegno alle fonti rinnovabili non ricade sulla totalità dei contribuenti, attraverso imposte dedicate, ma solo sui consumatori elettrici. L'Autorità ha poi reso nota l'avvenuta definizione delle modalità di applicazione, in base ai criteri individuati dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007, del c.d. "bonus elettrico", che consiste in un'agevolazione economica rivolta ai clienti più bisognosi, in grado di garantire un risparmio del 20% sulle bollette elettriche; l'Autorità ha inoltre annunciato l'operatività del bonus gas, entro la fine dell'anno 2009.

Al fine di assicurare ai consumatori finali un risparmio, l'Autorità ha poi formulato alcune proposte di interventi sulla fiscalità e sugli oneri di sistema. Riguardo al meccanismo degli

oneri di sistema, che si traduce in un prelievo di tipo parafiscale (peraltro ulteriormente gravato dall'IVA in bolletta), si è osservato come detto meccanismo presenti problemi di equità distributiva (una famiglia numerosa a basso reddito con consumi alti contribuisce al sistema molto più di un *single* benestante con bassi consumi). L'Autorità, quindi, ha rilevato l'opportunità di trasferire tali oneri a carico della fiscalità generale. Si è inoltre suggerita la possibilità di eliminare, almeno per i clienti domestici, l'IVA sugli oneri generali, le accise e le addizionali.

Infine, l'Autorità ha segnalato la necessità di intervenire nel settore del gas con misure volte sia a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in modo che dinamiche effettivamente concorrenziali possano incidere positivamente sul prezzo finale pagato dai consumatori, sia a sostenere la pluralità delle fonti di approvvigionamento di gas naturale. In particolare, l'Autorità ha posto in evidenza l'utilità del ricorso al c.d. *gas release*, ossia l'imposizione all'operatore dominante dell'obbligo di offrire annualmente in vendita, a condizioni fissate dall'Autorità, quantità di gas sufficienti a introdurre una maggiore concorrenzialità nel mercato.

Fonti rinnovabili di origine agricola, zootecnica e forestale

Il 27 ottobre 2009 l'Autorità è stata sentita dalla Commissione agricoltura della Camera, nell'ambito dell'esame dell'AC 2260 recante *Disposizioni per il rafforzamento della competitività del settore agroalimentare*, sulle questioni riguardanti l'utilizzo energetico delle fonti rinnovabili di origine agricola, zootecnica e forestale.

L'Autorità ha evidenziato come gli strumenti di incentivazione, attualmente esistenti a supporto delle fonti rinnovabili, vadano inquadrati nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi europei, attribuiti ai vari Stati membri per il 2020 dalla Direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Nello specifico, l'Autorità ha rilevato come il ruolo delle biomasse (quale combustibile per la produzione elettrica, la produzione termica e la produzione di biocarburanti) sia il più rilevante nel contesto delle fonti rinnovabili; infatti, oltre il 50% del potenziale massimo teorico di sviluppo delle fonti rinnovabili è legato alle biomasse e, quindi, il loro sviluppo è il più determinante ai fini del raggiungimento dell'obiettivo europeo definito nel c.d. *Green Package* (vedi sopra).

Nonostante ciò, fino a oggi l'attenzione dei sistemi di incentivazione è stata rivolta più ad altre fonti rinnovabili, quali il solare fotovoltaico o l'eolico, sebbene esse, pur meritevoli, apportino un contributo più modesto di valore aggiunto nazionale, essendo caratterizzate da una filiera di produzione basata sull'importazione della componentistica.

A fronte dei vantaggi derivanti dalla produzione energetica da biomasse in Italia (ossia, il potenziale di produzione significativamente superiore alle altre fonti rinnovabili e il possibile forte contributo in termini di PIL), l'Autorità ha rilevato come,

per garantire il conseguimento di tali vantaggi, la legislazione abbia intrapreso un percorso, basato sulle intese di filiera o contratti quadro (decreto legislativo 27 maggio 2005, n. 102), ovvero sulle filiere corte, caratterizzate da prodotti ottenuti entro un raggio di 70 km dall'impianto che li utilizza per produrre energia (legge 27 dicembre 2006, n. 296, art. 1, comma 382). Poiché tale percorso si è rivelato di complessa attuazione, l'Autorità ha suggerito l'adozione di strumenti di incentivazione legati all'efficienza dei processi nelle varie fasi della filiera delle biomasse.

Rapporti con le altre istituzioni

L'Autorità interagisce e collabora con soggetti pubblici con i quali, attraverso diversi strumenti operativi, svolge funzioni necessarie all'esercizio delle proprie attività istituzionali così come definite dalla legge n. 481/95.

Guardia di Finanza – Stazione sperimentale dei combustibili

Al fine di rafforzare e intensificare le attività di controllo e ispezione riguardanti operatori, impianti, processi e servizi dei settori elettrico e gas, illustrate nel dettaglio nel Capitolo 6 di questo Volume, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza (GdF) ai sensi del Protocollo di intesa, adottato nel settembre 2001 (delibera 14 settembre 2001, n. 199/01) e rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 (delibera 15 dicembre 2005, n. 273/05).

Nel periodo 1 aprile 2009 – 31 marzo 2010 sono state effettuate, tramite sopralluogo, 116 verifiche ispettive, di cui 104 in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della GdF e 63 controlli tecnici con la Stazione sperimentale per i combustibili. Nel corso del 2009 la collaborazione con la GdF si è, tra l'altro, estesa a nuovi segmenti di indagine tra cui:

- la vigilanza sul divieto di traslazione dell'addizionale Ires sui prezzi al consumo, di cui alla legge n. 133/08 (c.d. *Robin Tax*), la quale inizialmente ha riguardato gli operatori che non hanno trasmesso la documentazione richiesta dall'Autorità con la delibera 13 luglio 2009, VIS 68/09 (vedi il Capitolo 6 di questo Volume);
- il rispetto, da parte delle imprese distributrici di gas, degli obblighi di servizio introdotti dall'Autorità in tema di pronto intervento gas, realizzato effettuando sia controlli telefonici al servizio di pronto intervento delle imprese distributrici, sia verifiche ispettive con sopralluogo;
- la corretta rilevazione e la messa a disposizione, da parte dei distributori di energia elettrica nei confronti delle imprese di vendita, dei dati di consumo dei clienti in bassa tensione.

Sempre nel 2009, a seguito delle verifiche ispettive svolte in collaborazione con la GdF:

- sono stati avviati procedimenti prescrittivi o sanzionatori nei confronti di 18 imprese;

- sono state effettuate due denunce penali.

La Stazione sperimentale per i combustibili, collabora con l'Autorità per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas. I dettagli delle verifiche ispettive e delle attività di vigilanza sono riportati nel Capitolo 6 di questo Volume.

Cassa conguaglio per il settore elettrico

L'Autorità fin dalla propria istituzione vigila, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), ente di diritto pubblico non economico che – oltre a gestire 36 conti di gestione istituiti dall'Autorità, dei quali 7 creati nel periodo compreso tra aprile 2009 e marzo 2010 – esercita attività funzionali agli interessi generali curati dall'Autorità, nel rispetto delle delibere e secondo gli indirizzi dalla stessa disposti, ai sensi del nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento, approvato con delibera 21 dicembre 2009, GOP 64/09. La CCSE, oltre a funzioni di istruzione ed esazione tariffaria e conseguente ridistribuzione di natura contributiva e perequativa agli operatori del settore dell'energia elettrica e del gas naturale, svolge anche attività istruttorie, di controllo, di verifica e di recupero finanziario di carattere coattivo delle componenti tariffarie e degli aiuti di Stato indebitamente percepiti.

Per quanto riguarda le verifiche ispettive sia sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, sia sugli impianti di cogenerazione, dal 2005 fino a marzo 2010 sono stati effettuati controlli su 125 impianti per una potenza installata pari a oltre 9.300 MW. In esito a tali verifiche si sono avviate azioni di recupero amministrativo per somme indebitamente percepite pari a 165 milioni di euro, di cui 109 già versati, contribuendo così a ridurre il fabbisogno attuale e prospettico dell'onere generale di sistema più rilevante oggi gravante in bolletta (componente A₃).

Dall'aprile 2009 al marzo 2010 la collaborazione con l'Autorità è stata piuttosto intensa. In particolare sono state effettuate 15 verifiche ispettive (una su imprese elettriche minori e 14 su impianti CIP6) e sono stati attivati presso la CSSE, sulla base di delibere dell'Autorità, i seguenti conti di gestione:

- Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas, ai sensi della delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;

- Conto oneri fattore di garanzia impianti di rigassificazione, ai sensi della delibera 7 luglio 2008 ARG/gas 92/08;
- Fondo a copertura degli oneri non altrimenti recuperabili, ai sensi della delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09;
- Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas, ai sensi della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09;
- Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore del gas in stato di disagio, ai sensi della delibera ARG/gas 159/08;
- Fondo bilanciamento utenti gas, ai sensi della delibera 21 dicembre 2009, ARG/gas 165/09;
- Conto progetti consumatori, ai sensi della delibera 1 febbraio 2010, GOP 7/10.

Ai sensi della delibera 6 agosto 2009, ARG/com 113/09, la CCSE ha stipulato con Poste Italiane una convenzione avente a oggetto la gestione di tutte le attività funzionali e amministrative necessarie per l'erogazione della compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici economicamente disagiati.

Inoltre con la delibera 16 ottobre 2009, GOP 44/09, l'Autorità ha proposto al Ministero dello sviluppo economico di individuare nella CCSE il soggetto destinatario delle risorse finanziarie dei progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas, ai fini della loro erogazione ai soggetti attuatori, affidando a essa le attività materiali, amministrative, contabili, di rendicontazione e, in generale, strumentali alla gestione dei progetti.

A tal fine, con delibera GOP 7/10, l'Autorità ha dettato alla CCSE gli indirizzi per la definizione dei bandi inerenti i primi due progetti, da attuare per la diffusione delle conciliazioni stragiudiziali tra imprese esercenti nel mercato energetico e consumatori. I progetti saranno realizzati dalle associazioni di consumatori iscritte al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) o da associazioni senza fini di lucro dalle stesse delegate.

Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro

Con la firma del Protocollo d'intesa tra il Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro (CNEL) e l'Autorità, il 21 febbraio 2007 si è avviata una proficua collaborazione interistituziona-

le sugli argomenti dell'energia e delle relative infrastrutture, attraverso il reciproco coinvolgimento nelle attività sviluppate. L'Autorità ha contribuito all'elaborazione della posizione promossa dal CNEL nel documento, *Problemi europei di approvvigionamento energetico* (in Pronunce CNEL n. 53/09), che prefigura sia un ruolo proattivo per l'Europa nella realizzazione di una "cooperazione rafforzata" su alcuni temi relativi al settore energetico, sia l'impegno a promuovere le buone pratiche di risparmio energetico, l'applicazione delle tecnologie disponibili per l'uso delle fonti solare ed eolica e l'impiego di combustibili alternativi ecosostenibili.

La collaborazione dell'Autorità si è anche concretizzata nell'implementazione dei database dell'Osservatorio CNEL dei Servizi pubblici locali, con riguardo all'aggiornamento dei dati relativi ai consumi e ai prezzi di energia elettrica e gas.

Il CNEL ospita, infine, a partire da luglio 2007, le Audizioni periodiche annuali dell'Autorità, alle quali intervengono operatori e utilizzatori energetici, le loro associazioni di categoria e le confederazioni sindacali.

ENEA

In attuazione di quanto previsto dalla Convenzione di avallamento approvata con delibera 11 gennaio 2006, n. 4/06, e della nuova convenzione approvata con delibera 26 maggio 2009, GOP 26/09, l'Autorità si è avvalsa dell'ENEA per le seguenti attività a supporto della valutazione e della certificazione dei risparmi energetici conseguiti dai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni):

- attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito all'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo, ai sensi dell'art. 6 delle *Linee guida*;
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti in applicazione di progetti;
- attività di controllo volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetti ai fini della relativa certificazione.

Il supporto dell'ENEA ha in tal modo contribuito alla gestione ordinaria del meccanismo e alla verifica e certificazione dei risultati commentati nel Capitolo 4 di questo Volume.

La convenzione di cui alla delibera n. 4/06 prevedeva anche il contributo dell'ENEA per lo sviluppo e l'aggiornamento delle schede tecniche di quantificazione dei risparmi energetici, da riconoscersi nell'ambito del meccanismo dei Titoli di efficienza energetica. La nuova convenzione approvata con delibera GOP 26/09 ha formalmente esteso la collaborazione anche alla definizione di *Linee guida* per lo sviluppo di progetti a consuntivo. La nuova convenzione è stata adottata nelle more dei provvedimenti previsti dal decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (art. 4, comma 3, e art. 7, comma 1).

Istat

Con la delibera 11 novembre 2009, GOP 49/09, l'Autorità ha rinnovato la convenzione con l'Istat per il quinquennio 2010-2014, al fine di garantire la rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici con un campione che permetta la rappresentatività regionale; questo sia per monitorare gli effetti della regolazione della qualità, mirata tra l'altro alla riduzione dei divari regionali, sia per assicurare continuità alla serie dei dati storici relativi ai servizi di erogazione dell'energia e del gas acquisiti dall'Autorità dal 1998 a oggi, nell'ambito delle convenzioni all'uopo stipulate con l'Istat.

È ripresa inoltre l'attività ai fini della ridefinizione della classificazione delle attività economiche per quanto attiene al settore energia.

Comitato elettrotecnico italiano

Per il triennio 2010-2012, è stato rinnovato il Protocollo di intesa con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), che prevede una reciproca collaborazione tra Autorità e CEI per temi quali: le connessioni con le reti elettriche, la qualità del servizio, il *metering* e l'efficienza energetica (vedi anche il Capitolo 2 di questo Volume).

Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti

Con la delibera 1 aprile 2009, GOP 15/09, l'Autorità ha approvato un nuovo schema di Protocollo di intesa con il Consiglio

nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU). Il Protocollo d'intesa, successivamente stipulato, impegna l'Autorità e il CNCU a: migliorare l'informazione ai clienti finali, promuovere l'educazione al consumo di energia, formare il personale delle associazioni dei consumatori, potenziare l'accesso dei consumatori a forme stragiudiziali di risoluzione delle controversie (per maggiori dettagli vedi il Capitolo 4 di questo Volume).

Università

Anche nel 2009 è proseguita la collaborazione tra l'Autorità e alcune università italiane con le quali sono stati stipulati Protocolli di intesa, con lo scopo di attivare progetti di ricerca e formazione, nonché al fine di contribuire alla diffusione della conoscenza della regolazione del settore energetico nel mondo accademico. In particolare, sono attualmente attivi Protocolli di intesa con il Politecnico di Milano, l'Università Cattolica di Milano, le Università "La Sapienza" e "Tor Vergata" di Roma, l'Università "Federico II" di Napoli, l'Università di Genova – Dimset. Altri Protocolli sono attualmente in via di rinnovo con altre università, alla luce dei risultati positivi ottenuti nell'ambito della collaborazione negli anni scorsi.

I Protocolli si sono rivelati uno strumento utile per lo scambio reciproco, lo sviluppo e la disseminazione di conoscenze, anche attraverso programmi di didattica e formazione, nonché per il raggiungimento di obiettivi comuni e per la promozione delle

proprie attività nei rispettivi campi di azione.

Il sistema di raccordo fra l'Autorità e le università italiane definito dai Protocolli contempla anche la realizzazione di *stage* presso gli Uffici dell'Autorità per gli studenti che seguono corsi specialistici sui temi dell'energia, nonché l'attivazione di assegni di ricerca sui temi di punta della regolazione energetica. Al contempo questo consente ai dirigenti dell'Autorità di avere un ruolo attivo nell'attività di formazione accademica e di partecipare direttamente ad alcuni comitati scientifici. Le università hanno anche messo a disposizione dell'Autorità le loro offerte formative di alto livello, così da contribuire alla crescita culturale e professionale dei giovani funzionari.

Nel 2009, a completamento dei master su tematiche energetiche organizzati da parte di alcuni degli istituti universitari sopramenzionati, sono stati perfezionati 9 *stage* in Autorità, di cui 6 conclusi entro il predetto anno. Al mese di marzo 2010 risultano attivi, presso gli Uffici dell'Autorità, complessivamente 6 *stage* e ulteriori 3 sono in corso di definizione.

Nell'anno di riferimento l'Autorità ha inoltre provveduto a finanziare direttamente due nuovi assegni di ricerca, attivati dall'Università "Tor Vergata" e dall'Università "La Sapienza" di Roma, della durata di un anno, su tematiche di interesse istituzionale. Al marzo 2010 sono in corso di perfezionamento le assegnazioni di due ulteriori assegni di ricerca per l'Università Cattolica di Milano e l'Università degli Studi di Genova, nell'ambito dei Protocolli stipulati con le suddette Università.

