

PAS 10/11

OSSERVAZIONI E PROPOSTE
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS
IN ORDINE ALLO SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO
RECANTE ATTUAZIONE DELLE DIRETTIVE EUROPEE
2009/72/CE, 2009/73/CE E 2008/92/CE
RELATIVE A NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO
DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE *

*Memoria per l'audizione presso
la 10a Commissione Industria,
commercio, turismo
del Senato della Repubblica*

Roma, 20 aprile 2011

* Schema di decreto legislativo approvato dal Governo in data 3 marzo 2011 e trasmesso alle Camere per il previsto parere parlamentare ai sensi della legge 4 giugno 2010, n.96

Premessa

Onorevole Presidente, Onorevoli Senatori, desidero ringraziare vivamente la 10a Commissione del Senato della Repubblica, anche a nome dei colleghi Alberto Biancardi, Luigi Carbone, Rocco Colicchio e Valeria Termini qui presenti, per aver voluto invitare in audizione il Collegio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'ambito dei lavori per la formulazione del previsto parere parlamentare al Governo in ordine allo schema di decreto legislativo per il recepimento delle direttive europee 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE concernenti il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale (c.d. III pacchetto energia).

Poco più di due mesi fa, siamo stati chiamati in audizione dinnanzi a questa Commissione nell'ambito dell'*iter* di nomina del nuovo Collegio dell'Autorità che si è insediato dalla metà di febbraio scorso per la terza consiliatura dell'Istituzione di regolazione e controllo sui mercati energetici.

In quella occasione sottolineammo che la 10a Commissione del Senato della Repubblica, assieme all'omologa Commissione della Camera dei Deputati, costituisce per noi il luogo d'elezione per svolgere la nostra azione consultiva in merito alle iniziative legislative di Parlamento e Governo ed alle indagini conoscitive in materia di energia, consentendo appieno la manifestazione della nostra indipendenza di giudizio e di valutazione che è la caratteristica fondante dell'Autorità di regolazione indipendente per i settori energetici.

E' quindi con particolare gratitudine e determinazione che siamo qui oggi ad esercitare per la prima volta quello che auspicammo in fase di nomina; entreremo subito *in medias res* proponendovi le osservazioni e proposte dell'Autorità come risultato di un'analisi comparata del disposto dello schema di decreto legislativo alla luce del dettato delle direttive che devono essere recepite. Schema di decreto che rappresenta un'occasione irrinunciabile ed un'opportunità di grande momento per il futuro dei mercati energetici italiani e di quelli europei: dopo ben due direttive, nel 1996 e nel 2003, il passaggio normativo introdotto dal III pacchetto (2009) tende, da un lato, a far superare ad alcuni Stati membri le esitazioni nei riguardi di un assetto concorrenziale nell'energia e, dall'altro, ad elevare il livello di integrazione comunitaria dei mercati nazionali dell'energia.

La memoria che oggi vi illustriamo è la stessa predisposta in occasione dell'audizione che la X Commissione della Camera dei Deputati ci ha accordato lo scorso 5 aprile. Non possiamo però trascurare l'opportunità di fare menzione della segnalazione di questa Autorità in merito al parere motivato della Commissione europea sul servizio di maggior tutela del mercato elettrico; segnalazione che stiamo per approvare e invieremo domani al Parlamento e al Governo e a cui rimandiamo.

A seguito dell'illustrazione della memoria rimarremo a Vostra disposizione per tutte le domande che riterrete di volerci indirizzare.

Introduzione

Vale osservare sin d'ora che lo schema di decreto legislativo in esame (di seguito: schema), nella sua attuale formulazione, introduce interessanti progressi verso la realizzazione in Italia di mercati energetici (nello specifico, del gas naturale e dell'energia elettrica) ancora più concorrenziali, più aperti a vantaggio dei consumatori, più trasparenti e non discriminatori quanto ad accesso alle reti ed alle informazioni relative alle transazioni e più integrati nel quadro del mercato europeo. Ciò nel rispetto delle esigenze di sicurezza degli approvvigionamenti, di funzionamento dei sistemi energetici e di tutela degli utenti dei medesimi sistemi, dei clienti finali, in particolare dei consumatori c.d. vulnerabili.

Tuttavia, lo schema presenta elementi di criticità che portano l'Autorità a formulare osservazioni puntuali e proposte specifiche le quali, qualora valutate favorevolmente dalla Commissione nel proprio parere e dal legislatore delegato, possono contribuire a migliorare l'assetto normativo ed attuativo del recepimento in parola.

Nel seguito si privilegeranno due punti di vista: i) la conformità delle norme dello schema a confronto con il dettato delle Direttive europee; ii) l'opportunità di riformare alcune norme e misure contenute nello schema nell'interesse del buon funzionamento dei mercati, dell'integrità e dello sviluppo delle infrastrutture energetiche, a vantaggio dei consumatori finali.

Per meglio sviluppare un ragionamento coerente e sistemico sui settori energetici, abbiamo ritenuto di articolare in tre distinti segmenti l'esposizione delle osservazioni e proposte dell'Autorità in ordine allo schema. Segnatamente:

- a) sicurezza degli approvvigionamenti, reti ed assetto del trasporto di energia, apertura ed integrazione dei mercati energetici, reti di distribuzione, usi finali dell'energia, efficienza energetica e gestione della domanda, separazione e trasparenza della contabilità per l'eliminazione di sussidi incrociati tra attività, cioè aspetti di sistema;
- b) tutela dei consumatori, ivi compresi i mercati al dettaglio e la trasparenza delle informazioni nei mercati;
- c) ruolo ed attribuzioni dell'Autorità nel nuovo assetto delineato dalle Direttive (2009/72/CE Delt e 2009/73/CE Dgas) e dallo schema.

A) Aspetti di sistema

SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI (GAS NATURALE ED ENERGIA ELETTRICA)

Lo schema prevede apposite misure per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti di energia intestate al Ministro dello sviluppo economico (art.2 schema) e l'elaborazione di scenari decennali quantitativi coerenti con la Strategia Energetica Nazionale, aggiornati biennialmente. L'Autorità condivide questa impostazione, che è coerente con il disposto delle Direttive (artt. 5 e 46 Dgas e art. 4 Delt) e che rientra nei compiti dei decisori della politica energetica nazionale. Peraltro, si osserva che le misure per la realizzazione di nuova capacità di produzione elettrica sono già previste dal decreto legislativo n.379/2003 (c.d. *capacity payment*) che intesta all'Autorità la proposta al Ministro dello sviluppo economico. Si sono già tenute più consultazioni sui possibili meccanismi di mercato che garantiscono l'adeguatezza del sistema di generazione elettrica nel medio-lungo termine che hanno ricevuto un buon livello di condivisione da parte degli operatori. **L'Autorità propone, quindi, di attendere la conclusione del procedimento per la generazione elettrica che terminerà con l'emanazione di un decreto ministeriale sulla base della citata proposta, e conseguentemente di non innovare la legislazione in materia di produzione elettrica. Può invece essere mutuato l'approccio basato sulla proposta dell'Autorità con emanazione finale di un decreto ministeriale per quanto attiene alle misure riguardanti interventi di efficienza energetica e di gestione della domanda di energia elettrica.**

Inoltre, si osserva che la Strategia Energetica Nazionale dovrebbe individuare le necessità minime di realizzazione o di ampliamento degli impianti e delle infrastrutture nelle diverse macroaree ovvero i criteri che determinati impianti ed infrastrutture devono soddisfare per poter essere considerati coerenti con il soddisfacimento delle suddette necessità e il conseguimento degli obiettivi della strategia energetica nazionale. L'individuazione degli specifici impianti e/o infrastrutture dovrebbe, invece, avvenire attraverso un'apposita procedura aperta a tutti i soggetti che intendano realizzare impianti ed infrastrutture che rispondono ai criteri individuati.

A tutti gli impianti e/o infrastrutture individuati attraverso dette procedure, dovrebbero applicarsi le misure di cui all'art. 3 dello Schema.

Soprattutto, qualora si ritenga necessario introdurre misure di agevolazione economica per la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture individuate, al fine di consentire un corretto ed efficiente funzionamento del mercato, queste dovrebbero essere basate su opportuni meccanismi incentivanti che dovrebbero essere definiti dall'Autorità, facendo salva l'autonomia dell'Autorità in materia tariffaria dei servizi di rete, ribadita dalle Direttive.

TRASPORTO E SEPARAZIONE DELLE RETI (GAS NATURALE ED ENERGIA ELETTRICA)

Le Direttive pongono l'accento sulla "separazione effettiva" delle attività relative alle reti di trasporto da quelle di produzione e fornitura (di seguito: separazione effettiva del trasporto), con l'esplicito obiettivo di evitare: a) discriminazioni nella gestione della rete nei confronti di soggetti diversi dall'impresa verticalmente integrata (di seguito: IVI); b) una realizzazione, da parte dell'IVI, di investimenti nello sviluppo della rete inferiori a quanto necessario ed opportuno; con conseguente pregiudizio non solo per la sicurezza degli approvvigionamenti ma anche per un pieno sviluppo della concorrenza nei due segmenti liberalizzati (produzione/importazione e fornitura). La separazione effettiva del trasporto viene dunque a configurarsi come un vero e proprio "isolamento" funzionale del gestore del trasporto (di seguito: Gestore) da altri interessi potenzialmente confliggenti che ne possono influenzare il comportamento.

Il primo e principale strumento, individuato dalle Direttive, per conseguire la separazione effettiva delle attività relative alle reti di trasporto, sia nell'energia elettrica che nel gas naturale, è quello della separazione proprietaria (*ownership unbundling o OU*). In altri termini, la fuoriuscita del Gestore da ogni possibile condizionamento, flossanche la sola possibilità di esercizio dei poteri di direzione e controllo da parte del soggetto che detiene una quota significativa della proprietà del Gestore, dà un importante contributo all'isolamento funzionale citato.

Le Direttive prevedono tuttavia la possibilità, per gli Stati membri, di adottare anche soluzioni diverse che, sebbene più complesse ed onerose, consentono di ottenere gli obiettivi sopra richiamati; in particolare, le Direttive consentono agli Stati membri di disporre che i soggetti titolari di un sistema di trasporto, che risultino integrati verticalmente al 3 settembre 2009, si adeguino, alternativamente, al modello del Gestore di sistema indipendente (ISO, art. 13 Delt e art. 14 Dgas) ovvero a quello del Gestore di trasporto indipendente (ITO, capo V Delt e capo IV Dgas). Le Direttive prevedono, nei casi ISO e ITO, un complesso quadro di disposizioni volte ad assicurare la gestione indipendente delle attività relative alle reti di trasporto. Queste disposizioni, che si aggiungono a quelle di comportamento non discriminatorio e di gestione e sviluppo efficiente - comunque previste anche nel caso dell'OU - dei loro sistemi di trasporto con particolare attenzione all'integrazione delle infrastrutture europee, affidano un ruolo centrale (e gravoso) all'Autorità di regolazione nazionale, non solo in ragione delle competenze tecniche che la caratterizzano, ma soprattutto in ragione del suo ruolo di promotore della concorrenza.

All'Autorità di regolazione, infatti, viene affidato dalle Direttive il complesso compito non solo di verificare ex ante - attraverso un'apposita certificazione - che le scelte sulla struttura organizzativa/gestionale e gli statuti societari assicurino l'indipendenza effettiva del Gestore del sistema di trasporto in assetto ISO o ITO; ma anche di vigilare sull'operato del Gestore, valutando, tra l'altro, l'indipendenza e la professionalità del personale con incarichi di responsabilità.

Soprattutto, all'Autorità di regolazione viene affidato dalle Direttive l'importante compito di approvare, dopo un processo di consultazione aperto a tutti i potenziali utenti, il piano decennale di sviluppo delle reti - che il Gestore è tenuto a predisporre tenendo conto non solo di esigenze di sicurezza del sistema ma anche dei progetti di investimento in terminali di rigassificazione, stoccaggi, impianti di produzione di energia elettrica e/o altre reti di trasporto - di verificarne l'attuazione e di adottare, se necessario, provvedimenti finalizzati alla implementazione degli investimenti non realizzati tempestivamente.

Lo schema - coerentemente con quanto consentito dalle Direttive - dispone un quadro normativo diverso per il trasporto dell'energia elettrica e per quello del gas anche in ragione del fatto che le due reti, al 3 settembre 2009, erano in condizioni di separazione diverse.

Nel caso di Terna - cui è affidata per concessione l'attività di gestione e sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica - lo schema prevede il regime dell'OU, mentre nel caso dei gestori di sistemi di trasporto del gas si prevede la possibilità di applicare i regimi alternativi all'OU previsti dalla Dgas e, in particolare, per Snam rete gas, l'impresa maggiore di trasporto, si prevede il regime ITO; ferma restando la possibilità di adottare volontariamente l'OU in qualsiasi momento.

Data la positiva scelta dell'OU nel settore elettrico, valutare la scelta operata dallo schema per il settore gas e la sua efficacia nel garantire la separazione effettiva del trasporto, richiede alcune considerazioni preliminari.

In primo luogo si deve rilevare che, nell'attuale contesto di rete italiano, è comunque possibile, per quanto complesso, riuscire a valutare il comportamento tenuto da un Gestore del sistema di trasporto gas. Questo sia in ragione del fatto che la rete di trasporto nazionale del gas non presenta (diversamente da quanto avviene ad esempio per l'energia elettrica) rilevanti problemi di congestione, sia grazie alla scelta di regime regolato attualmente previsto per gli impianti di

stoccaggio; ciò che consente – in condizioni normali - di gestire il sistema senza dover discriminare tra i diversi operatori del mercato (produttori, importatori e *shipper* in generale). Anche con riferimento allo sviluppo della rete di trasporto gas, la complessità dell'attività di monitoraggio e valutazione dell'impatto sulla concorrenza delle azioni dell'impresa di trasporto è comunque gestibile da parte di un soggetto dotato di adeguate competenze tecniche.

A livello più intuitivo, si può osservare che il grado di complessità che caratterizza il monitoraggio della rete nazionale di trasporto dipende da come i centri di produzione/importazione, tra cui il Gestore opera scelte tramite il dispacciamento o incide con la politica degli sviluppi nella rete, siano distribuiti sul territorio in cui insiste la rete stessa. Nel caso italiano, la rete di trasporto del gas è alimentata per l'85% da gas proveniente dall'estero (quella elettrica convoglia, viceversa, l'elettricità prodotta per circa l'85% del totale sul territorio italiano, con solo il rimanente 15% importato).

In secondo luogo, la regolazione ITO, da una parte, riduce la possibilità di ricorrere a sistemi incentivanti – quali quelli già utilizzati, con successo, nella regolazione di Terna - per assicurare un adeguato e tempestivo sviluppo della rete oltre che una gestione efficiente e non discriminatoria della stessa; prevedendo piuttosto un regime di indirizzo, controllo e sanzione. Nel modello ITO si richiede al Gestore – così come oggi di fatto avviene per Snam rete gas - di approfondire nello svolgimento delle proprie attività uno sforzo ben superiore a quello che potrebbe essere nel caso dell'OU, al fine di evitare che, ad esempio, eventuali ritardi nello sviluppo della rete e/o nelle connessioni dei terminali di rigassificazione dei concorrenti dell'IVI, così come riduzioni della capacità di trasporto disponibile per l'importazione possano essere interpretati come anticoncorrenziali e dar luogo ai conseguenti provvedimenti sanzionatori da parte delle autorità preposte.

D'altra parte, il regime dell'ITO previsto dalle Direttive richiede una regolazione continua e pervasiva da parte dell'Autorità; il cui compito non si ferma ad una certificazione ex-ante del Gestore, ma comprende anche un monitoraggio continuo del suo comportamento, prevedendo ad esempio che tutte le relazioni commerciali e finanziarie tra il Gestore e l'IVI siano sottoposte al vaglio dell'Autorità.

Certamente il ruolo attuativo che le Direttive affidano alle Autorità nazionali di regolazione nel certificare e disciplinare l'assetto ITO è cruciale e particolarmente oneroso in termini di regolazione e di attività continuativa di verifica del così detto isolamento funzionale. Non a caso alcuni osservatori hanno parlato di una sorta di *Mitbestellung* (cogestione) delle Autorità nazionali di regolazione nelle attività gestionali e pianificatorie dell'ITO.

Diversamente da quanto previsto dalle Direttive, il modello di ITO (e di ISO) delineato nello schema per il trasporto gas, invece, riduce ad un livello critico il ruolo ed i poteri affidati all'Autorità; pregiudicando così l'efficacia del modello nell'assicurare una separazione effettiva. Per un corretto disegno dell'ITO è infatti essenziale che siano affidati all'Autorità – soggetto istituzionalmente preposto alla promozione della concorrenza nel settore - tutti i compiti alla stessa assegnati dalle Direttive.

Quanto sopra porta a ritenere che se verranno rimosse le criticità di disegno di seguito segnalate il quadro normativo scelto dallo schema potrebbe consentire la separazione effettiva del trasporto gas, sia nei suoi effetti immediati e diretti (ITO) sia in quelli probabilmente indotti e preferibili (OU volontario). Si deve, infatti, considerare che, se l'assetto di ITO fosse ben disegnato e reso pienamente coerente con quanto previsto nella Dgas, sarebbero presenti sufficienti incentivi per una IVI titolare di un sistema di trasporto ad aderire volontariamente al regime dell'OU, anche in ragione del fatto che, non essendo presente un obbligo di cessione, vi è la possibilità di ottenere un'adeguata valorizzazione degli asset.

La principale criticità presente nello schema è relativa al fatto che, contrariamente a quanto espressamente previsto nella Dgas, non si assegna all'Autorità il compito di approvare il Piano

decennale di sviluppo della rete, di verificarne l'attuazione e di adottare i provvedimenti finalizzati alla implementazione degli investimenti non realizzati tempestivamente. Compito che lo schema (art. 16), invece, affida al Ministero dello Sviluppo Economico (di seguito: MSE), limitandosi a prevedere che sia sentita l'Autorità.

Se da una parte è comprensibile l'esigenza del MSE di valutare la coerenza del Piano decennale di sviluppo della rete con l'esigenza di sicurezza del sistema e con la Strategia energetica nazionale, ciò non deve portare a ridurre il ruolo che la Dgas espressamente affida all'autorità di regolazione nazionale visto l'impatto degli investimenti sul grado di concorrenza nel mercato. L'Autorità può, infatti, assicurare – non solo in ragione delle sue competenze tecniche settoriali, ma anche in ragione del suo ruolo istituzionale – una valutazione indipendente e pro-concorrenziale del Piano decennale di sviluppo della rete e della tempestiva realizzazione dello stesso.

Inoltre, dovrebbe essere previsto che sia l'Autorità ad essere informata di eventuali decisioni dell'Organo di sorveglianza che impediscano l'attuazione del Piano decennale di sviluppo della rete e che, in tutti i casi di mancata realizzazione tempestiva del Piano, l'Autorità possa avvalersi di tutti gli strumenti previsti a riguardo dalla Dgas.

Si segnala che, del resto, lo schema già prevede (art. 16, comma 1) che con decreto del MSE siano stabilite le modalità per la redazione del Piano decennale di sviluppo della rete. È in tale occasione che il MSE può disporre criteri affinché il Piano decennale di sviluppo della rete sia elaborato coerentemente con le esigenze di sicurezza del sistema e in coerenza con quanto previsto dalla Strategia energetica nazionale.

Simili considerazioni valgono con riferimento alle disposizioni relative al Piano di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica che deve essere predisposto e realizzato da Terna (art. 36).

Sebbene, come detto, nel caso dell'OU il ruolo affidato alle autorità di regolazione nazionali dalle Direttive è meno cruciale che non nel caso dell'TTO o dell'ISO, ciò nondimeno l'incidenza dello sviluppo della rete di trasmissione, nel consentire un pieno dispiegarsi della concorrenza nel mercato all'ingrosso, è tale per cui dovrebbe essere previsto che, ferme restando le competenze del MSE, anche nel caso del Piano di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica sia affidato all'Autorità il compito di approvarlo, verificarne l'attuazione e di adottare, se necessario, provvedimenti finalizzati alla implementazione degli investimenti non realizzati tempestivamente.

All'Autorità dovrebbe essere assegnato – come previsto dalla Dgas - il compito di certificare il rispetto dei requisiti richiesti per potersi qualificare come Gestore anche con riferimento alle imprese diverse dall'impresa maggiore di trasporto che vogliano aderire al modello ISO. Pertanto, è necessario integrare lo schema (art. 17, comma 2) chiarendo che, a monte della designazione da parte del MSE alla Commissione europea, il candidato Gestore deve essere stato certificato da parte dell'Autorità.

Anche la previsione (art. 10, comma 5) di affidare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato un'indagine conoscitiva sull'esistenza di eventuali comportamenti discriminatori nel modello di separazione dei proprietari dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto adottato dovrebbe essere opportunamente riformulato.

Infatti, posto che rientra tra i compiti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato intervenire in caso i gestori dei sistemi di trasporto adottino comportamenti anticoncorrenziali favorendo l'impresa integrata, sembra incongruo assegnare per legge all'Antitrust un'indagine conoscitiva volta a valutare l'adeguatezza del modello scelto.

D'altra parte, occorre notare che i tempi previsti per lo svolgimento dell'istruttoria conoscitiva appaiono non coerenti con quelli previsti dalla direttiva 2009/73/CE per la valutazione da parte della Commissione sul funzionamento del modello adottato nei vari Paesi. Valutazione che dovrebbe concludersi entro il marzo 2013 per consentire di presentare eventuali proposte

intese ad assicurare la piena indipendenza effettiva dei gestori dei sistemi di trasporto entro il marzo 2014.

Si segnala inoltre l'opportunità di modificare quanto attualmente previsto (art. 9) con riferimento alla certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto, chiarendo (come correttamente previsto all'art. 36 per il sistema di trasmissione dell'energia elettrica) che dovrebbe essere l'Autorità a definire ed a dare avvio alla procedura di certificazione e prevedendo che l'Autorità sia tenuta ad adottare una decisione di certificazione – e non già a concludere l'intera procedura di certificazione - entro quattro mesi a decorrere dalla data della notificazione effettuata dal Gestore stesso o dalla data della richiesta della Commissione.

La decisione di certificazione non comporta, infatti, la chiusura della procedura stessa. L'attuale formulazione dello schema appare quindi in contrasto con i tempi di svolgimento della procedura altrove determinati (art. 3 del Regolamento 715/2009). Inoltre, occorre precisare che il termine per il rilascio del parere da parte della Commissione deve intendersi prorogato fino a 4 mesi nel caso in cui la Commissione stessa richieda il parere dell'Acer ai sensi del citato Regolamento 715/2009 (cfr. art. 3, comma 1, del Regolamento).

Lo schema (art. 10, comma 3) prevede che i regimi di ITO e/o di ISO non si possano applicare solo alle imprese che erano in regime di OU al 3 settembre 2009. In realtà questa disposizione è in contrasto con il disposto della Dgas che prevede che i regimi di ITO e/o ISO si possano applicare solo alle imprese esistenti ed integrate verticalmente al 3 settembre 2009. A tutte le imprese costituite in seguito si deve applicare l'OU, così come si dovrebbe prevedere che una volta scelta la forma di OU non sia possibile tornare alle forme di ITO o ISO. Occorre inoltre modificare il disposto dell'art. 10, comma 1, lettera b), per chiarire che le imprese possono solo “proporre” e non “designare” un Gestore di sistema indipendente. Dacché la designazione degli ITO/ISO alla Commissione Europea compete al Ministero, a valle della certificazione da parte dell'Autorità.

Non si dovrebbe poi prevedere un'esenzione (art. 10, comma 4) dall'applicazione del regime di separazione per le imprese minori di trasporto regionale proprietarie di gasdotti a bassa pressione; ciò oltre ad essere incompatibile con la Dgas è dannoso per l'assetto concorrenziale del mercato, nonché discriminatorio nei confronti di altre imprese di trasporto regionale.

All'Autorità dovrebbe essere riservato il compito di determinare non solo i criteri per la determinazione delle tariffe che devono essere applicate dal Gestore (art. 10, comma 6, lettera g)) ma anche quelli relativi alle procedure che il Gestore è tenuto a rispettare nel connettere gli impianti di stoccaggio, i terminali di rigassificazione e i clienti industriali direttamente allacciati alla rete di trasporto; né dovrebbe essere previsto alcun termine per la determinazione da parte dell'Autorità di questi criteri.

Contrariamente a quanto espressamente previsto dalla Dgas lo schema (art. 11, comma 2, lettera h)) consente di fatto – dicendo che l'attività di trasporto prevede, tra gli altri il compito di assicurarsi la fornitura dei servizi giuridici, la contabilità e i servizi informatici ed informativi - al Gestore di acquisire da terzi i suddetti servizi. Tale previsione pone a serio rischio la garanzia di completa indipendenza del Gestore rispetto all'impresa integrata; in particolare nel caso in cui un medesimo soggetto esterno operasse sia per il Gestore che per l'impresa integrata.

Al fine di assicurare un piena indipendenza del Gestore dall'impresa verticalmente integrata, si dovrebbe prevedere (art. 12, comma 3) che l'incompatibilità reciproca di detenere, più o meno direttamente, partecipazioni non valga solo tra Gestore e le filiali dell'impresa verticalmente integrata aventi funzione di produzione e/o fornitura di gas ma tra Gestore e qualsiasi filiale dell'impresa verticalmente integrata. Si segnala inoltre la presenza (art. 12, comma 8) di un riferimento errato (al comma 1, lettera b) invece che all'articolo 11, comma 1, lettera d)) rispetto alla corrispondente previsione della Dgas.

Sarebbe opportuno modificare le disposizioni relative all'indipendenza del personale e dell'amministrazione del Gestore (art. 13) così da fare riferimento a strutture e modelli di gestione tipici del nostro Paese; chiarendo ad esempio che le “persone responsabili della

gestione” o “gestione esecutiva” (art. 13, commi 3 e 8) includono almeno i dirigenti. Si dovrebbe altresì correggere la disposizione (art. 13, comma 7) che limita la possibilità per il personale responsabile della gestione del Gestore nel modello ITO di ricoprire, una volta cessato il loro mandato presso il Gestore, alcuna posizione o responsabilità nell’impresa verticalmente integrata. Infatti, il termine che dovrebbe trascorrere prima che sia consentito di acquisire alcun ruolo od interesse nell’impresa integrata dovrebbe essere di almeno 4 anni e non di non più di 4 anni.

Infine, occorre che sia assegnato all’Autorità (più che all’Antitrust) il compito di vigilare sul divieto per il Gestore di ingenerare confusione sulla sua identità che non deve essere in nessun modo riconducibile a quella dell’IVI.

STOCCAGGIO GAS

L’articolo 27 dello schema di decreto presenta alcune criticità, la cui valutazione è resa difficoltosa da una serie di passaggi di interpretazione non sempre univoca.

Di particolare rilievo sono le previsioni, ai commi 2, 3 e 4, che attribuiscono una priorità di accesso alle risorse di stoccaggio per i fornitori dei clienti meritevoli di particolari tutele (quali i clienti civili, le piccole imprese, gli ospedali) (di seguito: clienti vulnerabili).

È previsto, poi, un obbligo per i fornitori di tali clienti di garantire ai medesimi la “fornitura del servizio di modulazione”; tale previsione, insieme alla priorità sopra richiamata, sembra presupporre che i fornitori debbano far fronte a tale obbligo con specifiche risorse appositamente riservate ed a loro assegnate; ciò appare poco coerente con una logica di mercato. Infatti la presenza del mercato garantisce la possibilità per qualunque soggetto che intenda fornire un cliente finale di utilizzare le diverse modalità di approvvigionamento (a termine, spot o del bilanciamento) del gas somministrato ai clienti, pagandone i relativi costi. Ciò sarà a maggior ragione vero dall’avvio del dispacciamento di merito economico la cui regolazione verrà a breve emanata dall’Autorità [nдр: deliberazione 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11]

Laddove l’esigenza fosse, come sembrerebbe trasparire dallo schema, quella di garantire la sicurezza del sistema, ben si potrebbe farvi fronte prevedendo obblighi di pubblico servizio a carico dei soggetti che hanno la disponibilità delle risorse di stoccaggio - quali obblighi di offerta delle risorse nei mercati o obblighi di garantire una giacenza minima di gas negli stoccaggi nel periodo invernale - o garantendo al soggetto responsabile del bilanciamento del sistema di poter intervenire nel mercato ad acquistare/vendere gas naturale, limitatamente alle situazioni in cui ciò si riveli a tale fine necessario. È infatti evidente che non è possibile garantire la continuità della fornitura solo a determinate tipologie di clienti ma la sicurezza del sistema può essere garantita solo integralmente.

L’eventuale scelta di garantire prezzi praticati ai clienti vulnerabili, coerenti con i costi di modulazione del loro prelievo corrispondenti ai costi regolati dei servizi di stoccaggio, potrebbe essere implementata con altri strumenti, che garantirebbero maggiore efficienza, quali l’assegnazione delle capacità di stoccaggio a tutti gli operatori tramite aste competitive e la destinazione del differenziale tra i ricavi delle aste ed il costo dei servizi di stoccaggio (stabilito in regime regolato), a riduzione dei corrispettivi di accesso ai servizi di sistema per le medesime categorie di clienti. Un analogo meccanismo è già, peraltro, previsto dal Dlgs 130/10 per le capacità eventualmente non assegnate ai clienti industriali e termoelettrici.

La previsione della priorità di accesso alle risorse di stoccaggio per i fornitori dei clienti meritevoli di particolari tutele, inoltre, ha creato, nella sua attuale applicazione, inefficienze, legate alla frammentazione della capacità in mano ad un elevato numero di operatori anche di piccole dimensioni, potenziali barriere all’entrata nel mercato da parte di nuovi operatori (i quali per poter entrare nel mercato necessitano di capacità di stoccaggio, che è disponibile solo a coloro che forniscono clienti vulnerabili), e criticità nel mercato *retail*, soprattutto a seguito dell’apertura ai clienti di piccola dimensione, le cui dinamiche di *switching* mal si conciliano con

le ciclicità, tipicamente annuali, di gestione della capacità di stoccaggio. Alla luce di tali considerazioni si ritiene auspicabile un superamento di tale previsione con l'adozione di meccanismi di mercato.

L'introduzione, prevista al comma 2, del regime di accesso negoziato, che sembrerebbe applicarsi alla capacità di stoccaggio eccedente quella destinata alla modulazione dei clienti tutelati, presenta almeno due ordini di criticità:

- **potenziale coesistenza di un regime regolato e di un regime negoziato sulle stesse infrastrutture di stoccaggio;** tale coesistenza risulta critica con riferimento alla ripartizione dei costi e delle prestazioni di punta di iniezione e di erogazione da attribuire a ciascuna tipologia di accesso al servizio, con inevitabili sussidi incrociati fra le diverse tipologie di accesso;
- **modifica del quadro di riferimento in base al quale è stata valutata la fattibilità economica, con riferimento all'assetto tariffario definito dall'Autorità, di nuove infrastrutture di stoccaggio, le cui concessioni sono state già rilasciate.** I rischi associati al regime prospettato nello schema di decreto, anche in ragione della concentrazione dei servizi di stoccaggio nelle mani dell'operatore dominante, potrebbe ritardare o far venire meno le iniziative adottate da operatori indipendenti.

Risulta quindi opportuno che le decisioni in merito alla natura regolata o negoziata (quindi di fatto in esenzione dalla regolazione) dell'accesso alle infrastrutture vengano prese per ciascuna infrastruttura, tenendo conto della rilevanza della medesima, dei rischi connessi e dei suoi effetti procompetitivi. Fermo restando che, come sopra descritto, il regime regolato è compatibile con l'accesso di tutti gli operatori alla capacità di stoccaggio con meccanismi di asta competitiva.

L'accesso negoziato appare invece auspicabile per la capacità derivante dalle iniziative di sviluppo di nuovi campi alle quali, in base alla programmazione di lungo termine del sistema, non sia ritenuto necessario garantire le tutele, anche in termini di copertura del rischio di investimento, proprie del sistema regolato.

BILANCIAMENTO GAS

L'articolo 32 prevede, al comma 1, che l'Autorità, sulla base di indirizzi del MSE, provvede alla disciplina del bilanciamento di merito economico secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori, con tariffe (più propriamente, i corrispettivi; il termine tariffe è normalmente utilizzato anche in ambito europeo con riferimento ai costi delle infrastrutture) del servizio di bilanciamento determinate in modo corrispondente ai costi del servizio.

La definizione della disciplina del bilanciamento di merito economico ha come obiettivi principali l'efficienza e la concorrenzialità del mercato, obiettivi propri delle autorità di regolazione. Il perseguimento di altri obiettivi, quali quelli di politica industriale, nel disegno dei mercati rischia di condizionarne le funzionalità e lo sviluppo.

Le direttive europee sono coerenti con tali principi laddove prevedono che la definizione dei termini e delle condizioni del servizio di bilanciamento sia di competenza esclusiva dei regolatori.

L'Autorità sta, peraltro, completando la definizione della disciplina del bilanciamento di merito economico, dopo un periodo di consultazione con gli operatori iniziato nel 2008, ai sensi del decreto legislativo n. 164/2000, che già ne prevedeva la competenza in assenza di indirizzi ministeriali. [nдр: deliberazione 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11]

COMPETENZE SU ESENZIONI TPA (THIRD PART ACCESS) E DISCIPLINA *UNBUNDLING* GAS

Al comma 1, nella riformulazione dell'art. 1, comma 17 della legge 239/04, si prevede che i soggetti che investono nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas, nella realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione, di nuovi stoccaggi o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti possono richiedere un'esenzione dal diritto di accesso dei terzi, ovvero dall'applicazione delle rispettive tariffe regolamentate, o da entrambe le fattispecie, nonché l'esenzione dalla disciplina relativa alla separazione dei sistemi di trasporto e certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto. Tali funzioni sono assegnate dallo schema, al MSE, previo parere dell'Autorità.

Tale previsione appare non priva di criticità se si considera che i criteri previsti della normativa europea per la concessione dell'esenzione riguardano valutazioni, quali ad esempio gli effetti proconcorrenziali delle infrastrutture e rischi connessi con gli investimenti, che rientrano normalmente nelle competenze dei regolatori.

Inoltre all'art. 40, lettera C) della Direttiva 2009/73, tra gli obiettivi generali delle Autorità di regolamentazione si fa esplicito riferimento all'obiettivo di *“eliminare le restrizioni agli scambi di gas naturale tra gli Stati membri e sviluppare adeguate capacità di trasporto transfrontaliere per soddisfare la domanda e migliorare l'integrazione dei mercati nazionali che potrebbe agevolare la circolazione del gas naturale attraverso la Comunità”*.

Per garantire una piena ed efficace implementazione della Direttiva 2009/73, appare dunque necessario attribuire al Regolatore indipendente e non al MSE il compito di rilasciare le esenzioni dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi, o dall'applicazione delle rispettive tariffe regolamentate, o da entrambe le fattispecie, nonché l'esenzione dalla disciplina relativa alla separazione dei sistemi di trasporto e certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto.

Peraltro, nel nostro Paese si verificherebbero difficoltà - già in parte sperimentate con riferimento alle infrastrutture elettriche - nei rapporti con gli altri paesi europei nel momento in cui un'Autorità di regolazione di un paese limitrofo, coinvolta nel rilascio di un'esenzione per un'infrastruttura transfrontaliera, dovrebbe confrontarsi con il Ministero italiano e, in caso di controversia o mancato accordo, la questione passerebbe all'Agenzia dei Regolatori (composta ovviamente da Autorità indipendenti).

INTERCONNETTORI DI ENERGIA ELETTRICITÀ IN AMBITO UE

Viene modificata (art. 39) in modo condivisibile la disciplina degli interconnettori, prevedendo che il periodo e la quota di esenzione sia definita “caso per caso” ed estendendo la disciplina anche alle infrastrutture di interconnessione di tensione inferiore; ciò che potrebbe dare impulso ad un aumento delle importazioni da fonti di energia rinnovabile.

La disposizione prevista dallo schema deve tuttavia essere modificata così da salvaguardare espressamente la procedura, già operativa dal 2010, prevista dall'articolo 32 della legge n.99/09; procedura volta ad aumentare l'integrazione del mercato italiano con quello comunitario attraverso la realizzazione di nuova capacità di interconnessione appositamente finanziata da una pluralità di soggetti privati. In particolare, lo schema deve essere modificato prevedendo che non trovi applicazione in relazione alle iniziative di cui all'articolo 32 della legge n.99/09 la disposizione in merito alla perdita di efficacia della esenzione concessa in caso di mancato avvio della realizzazione dell'infrastruttura entro 2 anni dal rilascio della esenzione medesima (art. 39, comma 3).

Inoltre, date le finalità dichiaratamente perseguite dalle disposizioni di cui all'articolo 32 della legge n.99/09 e la loro coerenza con gli obiettivi generali assegnati all'Autorità dalla Delt (cfr. art. 36, lettera c)), sarebbe opportuno che lo schema prevedesse un apposito raccordo tra le disposizioni di cui al suddetto articolo 32 e gli obiettivi assegnati all'Autorità dalla Delt.

COOPERAZIONE REGIONALE

Al comma 1 si individuano delle responsabilità da parte del gestore della rete Terna e del gestore del mercato GME nel coordinarsi con i rispettivi gestori dei Paesi membri *“al fine di promuovere gli scambi transfrontalieri e assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica e lo sviluppo sostenibile nonché di conseguire prezzi competitivi”*. Tale norma sembra da un lato non esaustiva, in quanto esclude dall’ambito della cooperazione i Paesi non membri che, come la Svizzera, sono essenziali per il raggiungimento degli obiettivi suindicati, dall’altro non garantisce all’Autorità un ruolo di guida dell’azione dei gestori, la cui attività sarebbe solo controllabile da parte di Autorità e Ministero sulla base di rapporti semestrali.

Come sopra richiamato la direttiva individua tra i primi obiettivi dell’azione del regolatore proprio la creazione di mercati transnazionali, su base regionale; **è auspicabile quindi che, al fine di poter perseguire tale obiettivo, venga garantito all’Autorità un ruolo proattivo nel definire modalità e finalità dell’azione di coordinamento dei gestori regionali.**

RETI DI DISTRIBUZIONE (ENERGIA ELETTRICA E GAS)

Lo schema di decreto prevede l’indipendenza dei gestori dei sistemi di distribuzione verticalmente integrati, sotto il profilo dell’organizzazione e del potere decisionale, dalle altre attività non connesse alla distribuzione (art. 23 comma 1, art. 38 comma 1). Tale previsione è rafforzata dal divieto, per i medesimi gestori, di creare confusione, nella loro politica di comunicazione e di marchio, circa l’identità distinta del ramo ‘fornitura’ dell’impresa verticalmente integrata (art. 23 comma 3).

Sarebbe opportuno tenere conto delle disposizioni già adottate dall’Autorità **integrando i citati commi con la previsione che le imprese si conformino alle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas.**

Analogamente, in relazione alla separazione contabile (art. 25), **appare utile inserire un rinvio esplicito al potere di regolazione dell’*unbundling* assegnato all’Autorità dall’art. 2, comma 12, lett.f) della Legge 481/95.**

Si segnala, inoltre, la necessità di integrare le disposizioni del decreto relative al settore elettrico con un articolo analogo all’articolo 25 relativo al settore gas dello schema di decreto, modificato come sopra precisato.

SISTEMI DI DISTRIBUZIONE CHIUSI (ENERGIA ELETTRICA)

Lo schema di decreto non prevede disposizioni specifiche per la regolazione dei cosiddetti sistemi di distribuzione chiusi (SDC). Tale fattispecie è molto rilevante anche per l’Italia e potrebbe influire sulla competitività delle imprese con riferimento ai concorrenti europei e non europei. L’ordinamento nazionale già prevede che, limitatamente al caso elettrico e nelle more del recepimento della Delt, ad alcune realtà industriali connesse alle reti in alta tensione già esistenti sul territorio italiano si applichi la disciplina delle c.d. reti interne d’utenza (RIU, art. 33 L. 99/09); ciò regola la fattispecie dei poli industriali con produzione integrata e loro risultanti.

L’Autorità propone che venga resa stabile l’attuale regolazione mediante: a) l’acquisizione nel D.Lgs. dei criteri alla base della disciplina RIU; b) l’attribuzione della relativa regolazione all’Autorità medesima che potrà definire un SDC come utente del sistema di trasmissione o di distribuzione in maniera aggregata; c) la previsione della modifica delle concessioni di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica già rilasciate per prevedere l’introduzione degli SDC mediante appositi decreti del MSE.

PRIORITÀ DI DISPACCIAMENTO PER LE FONTI RINNOVABILI (ENERGIA ELETTRICA)

Si segnala l'opportunità che lo schema di decreto preveda il **ripristino delle priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili e per la cogenerazione** rispetto alle altre fonti di produzione elettrica e di importazione dall'estero, eliminando la previsione contenuta nella L.99/09 in ordine alla priorità di dispacciamento degli impianti elettro-nucleari, che sembra essere in contrasto con l'art. 15 della Delt.

EFFICIENZA ENERGETICA E GESTIONE DELLA DOMANDA

Lo schema di decreto all'art. 2 comma 1 prevede che, con decreto del MSE, sia individuata una procedura trasparente e non discriminatoria per l'introduzione di misure di efficienza energetica o gestione della domanda.

Al fine di coordinare l'adozione di nuove misure con i meccanismi attualmente esistenti e disporre così di un insieme di strumenti tra loro coerenti, sembra opportuno segnalare la necessità di alcuni interventi normativi atti a rendere chiaro e stabile il quadro regolatorio in materia di efficienza energetica.

L'Autorità ritiene importante evidenziare in questa sede che dal gennaio 2005 è attivo in Italia il meccanismo dei certificati bianchi (o titoli di efficienza energetica - TEE), prima esperienza avviata a livello internazionale di applicazione di uno strumento di mercato per promuovere il contenimento dei consumi di energia a parità di servizio energetico fruito, attraverso la diffusione di tecnologie d'uso efficienti. Nei primi cinque anni di funzionamento (2005-2009), il sistema dei TEE si è dimostrato efficace ed ha permesso di superare gli obiettivi posti dal Legislatore, tanto che a metà del quinquennio il Governo ha innalzato i target già fissati e ne ha fissato di nuovi più sfidanti per il triennio successivo (2010-2012). Il meccanismo dei TEE si è anche dimostrato oltremodo efficiente rispetto ad altri meccanismi orientati a conseguire i medesimi benefici in termini di lotta all'inquinamento e di sicurezza energetica, quali ad esempio gli incentivi alle fonti rinnovabili. Infatti, anche in base a calcoli molto conservativi, l'incentivo medio erogato per il risparmio di 1 kWh, non ha superato 1,7 c€, a fronte di incentivi per la produzione dello stesso kWh con fonti rinnovabili che sono oggi compresi tra i 9 e i 44 c€, a seconda del meccanismo di incentivazione e della tecnologia di riferimento. In proposito, è significativo ricordare che il recente aggiornamento tariffario, relativo al secondo trimestre del 2011, ha richiesto un incremento complessivo delle tariffe del settore elettrico del 3,9%, determinato per lo 0,9%, dall'andamento dei mercati e per il restante 3% dagli oneri aggiuntivi legati al finanziamento, attraverso la bolletta elettrica, delle fonti rinnovabili. In termini assoluti, la spesa associata agli incentivi per fotovoltaico e certificati verdi ammonta, per il solo 2011, a circa 4 mld di Euro. Diversamente, gli incentivi complessivamente erogati nel periodo 2005-2009 attraverso il contributo tariffario fissato e aggiornato dall'Autorità e finanziati a valere sulle bollette pagate dai consumatori di elettricità e di gas naturale, sono stati di poco superiori al mezzo miliardo di euro (531 milioni di euro) ed hanno consentito il risparmio di circa 6,7 milioni di tep, equivalenti a 7 miliardi di kWh e, dunque a circa il 2% dei consumi elettrici nazionali su base annua. L'Autorità ritiene estremamente importante richiamare l'attenzione sul fatto che una stima del costo cumulativo dei TEE per il conseguimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale per le fonti rinnovabili per quanto attiene ai risparmi negli usi di riscaldamento/raffrescamento ed elettrici potrebbe risultare non superiore agli 8,3 miliardi di euro sull'intero periodo 2005-2020.

In ultimo, la positiva esperienza dei certificati bianchi in Italia ha contribuito alla definizione della metodologia successivamente introdotta anche dalla Commissione Europea e da altri Paesi per l'attuazione e il monitoraggio delle politiche in materia: sistemi di certificati bianchi sono stati introdotti, ad esempio, in Francia, Polonia, Australia ed in vari Stati americani.

Il decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE ha, tuttavia, apportato alcune novità rispetto al precedente modello di governance del meccanismo dei TEE, tra cui il trasferimento al MSE (Art. 29, comma 1, lettera f)) del compito precedentemente affidato all'Autorità dai decreti ministeriali dell'aprile 2001, dai successivi decreti ministeriali del luglio 2004, dal decreto ministeriale del dicembre 2007 e dal decreto legislativo 30 maggio 2008 n. 115, di fissare i criteri per la determinazione del contributo tariffario in bolletta per la copertura dei costi sostenuti dai soggetti obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria mediante i TEE posti a loro carico .

L'Autorità ritiene importante segnalare che la suddetta previsione potrebbe comportare gravi rischi per il mantenimento nei prossimi anni di quelle caratteristiche di efficacia ed efficienza del meccanismo dei certificati bianchi sopra illustrate.

Innanzitutto urge sottolineare la necessità che il quadro regolatorio in materia di certificati bianchi rimanga il più possibile stabile e coerente, affinché la continuità nella regolazione tecnica ed economica del meccanismo dei TEE sia garanzia di continuità nei risultati.

Va poi considerato che, attraverso la definizione e l'aggiornamento del contributo tariffario, l'Autorità ha gestito congiuntamente la determinazione della spesa ed il reperimento delle risorse finanziarie per la sua copertura. Ciò ha consentito, fino ad oggi, di selezionare gli interventi di incremento di efficienza energetica con il migliore rapporto benefici/costi. Inoltre, la regolazione economica del meccanismo, attuata dall'Autorità, ha consentito di sviluppare un mercato liquido e trasparente dei certificati bianchi, stimolando la crescita dell'offerta di servizi finalizzati a recuperi di efficienza negli usi finali dell'energia. In tal modo si è garantito un beneficio agli operatori e al sistema, evitando che squilibri temporanei nel mercato e comportamenti speculativi da parte degli operatori si riflettessero in un aumento del costo sostenuto dai consumatori e dal Paese per l'incentivazione degli interventi di risparmio energetico a parità di risultati conseguiti.

Pertanto l'Autorità ritiene necessaria, in sede di recepimento delle Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, una modifica della formulazione dell'Art. 29, comma 1, lettera f) del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, confermando quella derivante dal combinato disposto del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 dicembre 2007 e del decreto legislativo 30 maggio 2008 n. 115, al fine di mantenere in capo all'Autorità la regolazione economica del meccanismo dei TEE.

Relativamente alle altre modifiche al meccanismo dei TEE introdotte dal decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, si intende segnalare che, al fine di contribuire al rafforzamento del meccanismo e a potenziarne l'efficacia, sarebbe opportuno confermare nei decreti attuativi il mantenimento in capo all'Autorità della regolazione tecnica generale del meccanismo, sviluppata attraverso le cosiddette Linee guida del sistema. In particolare, si ritiene opportuno mantenere in capo all'Autorità la funzione di supervisione, validazione e verifica di coerenza delle nuove schede tecniche standardizzate (che verranno proposte da Enea al MSE) ai criteri generali previsti dalle Linee guida ed alle altre schede tecniche sviluppate dall'Autorità ed applicate agli interventi presentati nell'ambito del meccanismo dal suo avvio. Questo anche al fine di non introdurre trattamenti discriminatori dei diversi operatori che partecipano al meccanismo.

B) Tutela dei consumatori

Lo schema prevede, rispettivamente all'art. 7 per il settore del gas naturale e all'art. 35 per il settore dell'energia elettrica, specifiche disposizioni in merito alla tutela dei consumatori e ai diversi regimi della stessa. L'art. 44 introduce una nuova disciplina per la gestione dei reclami da parte dei consumatori.

TUTELA DI PREZZO AI CLIENTI NON CIVILI CON CONSUMI FINO A 50.000 MC

Relativamente al settore del gas si osserva la **necessità di estendere la tutela di prezzo**, oltre a quella di fornitura, **ai clienti non civili con consumi inferiori o pari a 50.000 metri cubi annui**, non esplicitamente prevista.

L'art. 3, commi 2 e 3, Dgas prevede fra le misure a tutela dei consumatori anche la facoltà, per gli Stati membri, di assicurare condizioni economiche disposte dal Regolatore, in alternativa a quelle negoziabili sul mercato. Tale tutela relativa al prezzo delle forniture è già oggi contemplata dal d.l. n. 73 del 2007 per i soli clienti civili; manca, invece, l'estensione di siffatta protezione agli altri clienti contrattualmente deboli, ivi comprese le piccole e medie imprese, come invece prevede la legge delega (art. 17, comma 4, lettera p).

Inoltre si segnala l'opportunità di eliminare ogni possibile equivoco relativamente alla definizione di "cliente civile" e "cliente non civile", con riferimento in particolare alla categoria dei clienti domestici (categoria peraltro non prevista dal legislatore europeo).

PROFILI DI CRITICITÀ DEL REGIME DI MAGGIOR TUTELA

Relativamente al settore elettrico, si rileva che l'attuale formulazione del comma 2 dell'art 35 presenta due elementi di criticità, sia con riferimento alla conformità delle norme con il dettato delle Direttive, sia all'auspicabile sviluppo di mercati liberalizzati:

1. l'irreversibilità della scelta, per i clienti che hanno diritto di essere forniti nell'ambito del regime di maggior tutela, di uscire da tale regime per entrare nel mercato libero;
2. un'impropria "delegificazione" del servizio di maggior tutela.

L'irreversibilità del meccanismo preclude ogni forma di tutela in termini di prezzo, da parte della regolazione dell'Autorità, ai consumatori più deboli che abbiano deciso di transitare nel mercato libero e siano poi rimasti vittime della loro debolezza contrattuale o di una cattiva informazione. Tale previsione, inoltre, sembra costituire un disincentivo a passare al mercato libero e si atteggia come uno ostacolo allo sviluppo della concorrenza nel mercato *retail*. La **possibilità per il cliente di ritornare al mercato tutelato** impone, infatti, alle imprese del mercato libero di doversi sempre confrontare con il regime di tutela dell'Autorità, cercando di offrire prestazioni con esso competitive. Si rileva inoltre che tale opzione è stata sperimentata negativamente in taluni Paesi europei i quali, alla fine, hanno preferito ripristinare la possibilità di rientro nel mercato tutelato per i clienti contrattualmente deboli.

Per quanto riguarda il secondo profilo di criticità, la previsione che il Ministro dello sviluppo economico, in relazione all'evoluzione dei mercati al dettaglio, con propri provvedimenti e indirizzi rivolti alle imprese e all'Autorità, possa adeguare le forme e le modalità di erogazione del regime di maggior tutela comporta, di fatto, il trasferimento all'esecutivo di competenze parlamentari, dal momento che attualmente il regime di maggior tutela è individuato con legge, con **una forma di estrema "delegificazione" che non trova fondamento nella legge delega e nella Direttiva** di riferimento.

SISTEMI TARIFFARI INCENTIVANTI

Per il settore del gas (comma 5, art. 22, del d.lgs. n.164/00, così come riformulato dall'art. 7), lo schema prevede che le imprese sviluppino formule tariffarie innovative, relativamente

all'introduzione di sistemi di misurazione intelligenti o di reti intelligenti. **Si ritiene che tale previsione debba essere eliminata**, in quanto tale compito attenga ad ambiti esclusivi della regolazione di settore attribuita all'Autorità da altre fonti normative.

Analoga osservazione deve essere riferita al settore elettrico (art. 35, comma 5), in quanto ciò che lo schema prevede è meramente ricognitivo di poteri e funzioni già attribuiti all'Autorità.

SPORTELLO INFORMATIVO PER CONSUMATORI

Relativamente all'istituzione di sportelli informativi per i consumatori, si rileva la **necessità di uniformare quanto previsto dallo schema per il settore gas** (comma 6, art. 23 del dlgs. n.164/00, così come riformulato dall'art.7) **con quanto previsto dal medesimo schema per il settore elettrico** (art.35, comma 4), che fa esplicito riferimento all'avvalimento dell'Acquirente Unico, coerentemente a quanto già attuato con riferimento alla legge n.99/09.

GESTIONE RECLAMI

Già da tempo l'Autorità gestisce i reclami avvalendosi dell'Acquirente Unico, presso cui è stato costituito apposito sportello, che risponde con lettera all' esercente, risolvendo il problema nella quasi totalità dei casi. Se il cliente non è soddisfatto, si rivolge all'Autorità, che provvede. Sono sempre segnalate all'Autorità anche le questioni che possono provocare misure sanzionatorie più gravi ovvero interventi di adeguamento della regolazione.

L'art. 44 dello schema prevede, ora, due differenti procedure di reclamo.

I commi da 1 a 3 attribuiscono all'Autorità vere e proprie funzioni "decisorie" rispetto ai reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione. Tale procedura è fortemente proceduralizzata nei tempi e nei modi.

Il comma 4 dispone che l'Autorità assicuri un "trattamento efficace" dei reclami contro i venditori e distributori di energia elettrica e gas anche avvalendosi dell'Acquirente Unico; in linea, peraltro, con il generale potere di esaminare i reclami ai fini dell'adozione della regolazione di settore, previsto dall'art. 2, comma 12, lett. m), della legge n. 481 del 1995.

La procedura di cui ai primi tre commi sembra appesantire molto la efficace procedura oggi in vigore, poiché impone sempre un provvedimento decisorio da parte dell'Autorità, con tutte le possibili conseguenze negative in termini di:

- a) allungamento dei tempi di intervento a causa dell'apertura automatica di un vero e proprio procedimento amministrativo;
- b) incremento del contenzioso al termine di tale procedimento;
- c) necessità di adeguare le risorse dell'Autorità per gestire questa procedura (il nuovo meccanismo non sarebbe assolutamente realizzabile con il personale disponibile, vista la quantità dei reclami).

Appare più funzionale riportare tutti i casi alla più snella procedura di cui al comma 4, che si è dimostrata in grado di garantire in concreto un "trattamento efficace" ai reclami, aumentando semmai le iniziative di comunicazione al pubblico dell'attività svolta con l'Acquirente Unico e tenendo fermo l'attuale intervento "decisorio" (richiesto dalla direttiva) di secondo livello da parte dell'Autorità.

In subordine, si dovrebbero almeno eliminare, dal novero del comma 1, i reclami avverso i distributori, che sono disciplinati anche dalla procedura di cui al comma 4, con inutile sovrapposizione e confusione.

C) Ruolo e compiti dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas

RECEPIRE L’OBBLIGO COMUNITARIO DI ATTRIBUIRE AL REGOLATORE NAZIONALE IL COMPITO DI ASSICURARE L’OTTEMPERANZA ALLE DIRETTIVE DA PARTE DEGLI OPERATORI

Non si rinviene, nello schema, il recepimento delle due disposizioni comunitarie (art. 37, comma 1, lett. b Delt; art. 41, comma 1, lett. b Dgas) che impongono di attribuire al Regolatore nazionale il compito di “garantire” che tutti gli operatori (gestori, proprietari e ogni impresa elettrica o di gas naturale) “ottemperino agli obblighi che ad esse incombono a norma della presente direttiva e di altre disposizioni della pertinente normativa comunitaria, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere”.

Si tratta dell’applicazione di un **principio generale di enforcement, decisivo per l’attuazione del III pacchetto, che non sembra interamente coperto dall’attuale legge n. 481 del 1995** (cfr. in particolare l’art. 2, c. 20, lett c). Né sembra che l’obiettivo si possa raggiungere agevolmente attraverso i cd. “poteri impliciti”. Il rischio, quindi, è che gli interventi dell’Autorità volti ad assicurare l’ottemperanza degli obblighi europei da parte dei privati possano essere considerati privi di adeguata copertura normativa a seguito del successivo, prevedibile contenzioso. Si dovrebbe, in tal senso, integrare l’art. 43, comma 2, dello schema.

CHIARIRE L’AMBITO E LA NATURA DEI POTERI DI INTERVENTO DELL’AUTORITÀ

Il comma 5 dell’art. 43 dello schema prevede che, al fine dell’efficace svolgimento “dei propri compiti”, l’Autorità può “effettuare indagini” e “adottare e imporre i provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento dei mercati”.

Tale previsione è fondamentale, ma andrebbe meglio specificata chiarendo che:

- a) i “propri compiti” cui si riferisce il potere di intervento non sono solo quelli operativi, ma anche quelli di **vigilanza e monitoraggio** (commi 3 e 4 dell’art. 43);
- b) le finalità dell’intervento non si limitano alla promozione della concorrenza, ma mirano alla corretta attuazione di tutte le prescrizioni imposte dalla normativa;
- c) **i “provvedimenti opportuni” possono essere anche di natura regolatoria, prescrittiva e sanzionatoria.**

Ciò appare necessario per **evitare le incertezze interpretative e il contenzioso che stanno caratterizzando situazioni analoghe**: è il caso della cd. “Robin Hood Tax” (d.l. n. 112 del 2008), quando sono stati attribuiti all’Autorità poteri di vigilanza senza però accompagnarli con espliciti “poteri regolatori, prescrittivi e sanzionatori”. A tale riguardo, è ancora pendente un contenzioso dinanzi al Consiglio di Stato, che – se dovesse ribadire, sulla base del principio di legalità, il mancato fondamento legislativo dei poteri di intervento sanzionatori dell’Autorità in materia già ritenuto dal Tar Lombardia – porrebbe nel nulla non soltanto gli interventi adottati (e impugnati), ma anche il retrostante lavoro di vigilanza e monitoraggio previsto dal d.l. n. 112 del 2008, che resterebbe privo di *enforcement*.

L’integrazione dello schema dovrebbe avvenire, oltre che all’art. 43, comma 5, anche al comma 1 dell’art. 45, che altrimenti risulterebbe privo di raccordo.

RILEVANZA DEI COMPITI DI VIGILANZA E MONITORAGGIO SU MISURE DI SOGGETTI ESTERNI ALL'AUTORITÀ

Lo schema attribuisce all'Autorità nuovi compiti di vigilanza e monitoraggio in attuazione di provvedimenti adottati o applicati da altre Amministrazioni¹.

Tale previsione appare innovativa, opportuna e di grande impatto. Peraltro, considerando che, fino ad oggi, l'Autorità ha assicurato sostanzialmente il rispetto di proprie deliberazioni, l'innovazione in questione comporterà la **necessità, per l'Autorità, di riorganizzare il proprio assetto operativo, nonché di disporre di ulteriori risorse.**

PARZIALE INCONGRUENZA TRA I TETTI SANZIONATORI DELLE DIRETTIVE E QUELLI DELLA LEGGE DELEGA

L'art. 45, comma 4, dello schema fissa i limiti massimo e minimo delle sanzioni, affiancando alla vigente cornice edittale (sanzione minima di 2.500 € e massima di 154.937.069,73 €) – confermata dalla legge delega (art. 17, commi 3, lett. c e 4, lett. o) – l'ulteriore limite per cui le sanzioni non possono comunque superare il 10% del fatturato realizzato dall'impresa nello svolgimento dell'attività afferente la violazione nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio, limite previsto esplicitamente dalle direttive (art.37, par. 4, Delt, e art.41, par. 4 Dgas) che, tuttavia, ne circoscrivono l'applicazione alle violazioni commesse dai gestori dei sistemi di trasmissione, di trasporto e alle imprese verticalmente integrate.

Pertanto, sembra esserci **un'incongruenza tra la legge delega e le direttive, che in questa parte appaiono *self-executing*, qualora la sanzione calcolata sul fatturato ecceda il massimo previsto dalla cornice edittale**; problematica che si può realizzare per le imprese che abbiano un fatturato di riferimento superiore a 1.549.370.697,3 €. Al fine di superare tale incongruenza, si segnala l'opportunità di mantenere la cornice edittale per la totalità delle sanzioni irrogate dall'Autorità, ad esclusione di quelle comminate ai soggetti individuati nelle citate disposizione comunitarie, per le quali dovrebbe vigere il solo criterio di quantificazione legato al fatturato.

AUTONOMIA ECONOMICO-FINANZIARIA DELL'AUTORITÀ: BILANCIO E PERSONALE

Benché lo schema di decreto preveda nuovi ulteriori compiti e poteri all'Autorità di regolazione, non è stato recepito il criterio direttivo relativo al finanziamento dell'Autorità (art. 17, comma 3, lettera g, della legge delega, n. 96/2010), che prevede che: *«l'Autorità per l'energia elettrica e il gas disponga di risorse finanziarie idonee allo svolgimento delle proprie attività, attraverso il sistema di totale autofinanziamento previsto dall'art. 2, comma 38, della legge 14 novembre 1995, n. 481, mediante il contributo versato dai soggetti operanti nei settori di competenza, da utilizzarsi esclusivamente per gli oneri di funzionamento della stessa».*

Com'è noto, l'art. 1 comma 68 *bis*, della legge n. 266 del 2005, fissa la contribuzione a carico degli operatori *“in una misura non superiore all'uno per mille dei ricavi risultanti dall'ultimo bilancio approvato”*, rinviandone la concreta determinazione, in funzione dei costi relativi al funzionamento dell'Autorità, ad un decreto Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il Ministero dell'economia e delle finanze. Attualmente, la suddetta aliquota è fissata allo 0,3 per mille dei ricavi delle imprese del settore.

Per completezza di informazione, si riporta la serie storica delle aliquote di contribuzione a carico di soggetti regolati, dalla data di istituzione dell'Autorità alla data odierna:

¹ Cfr., ad esempio, l'art. 43, comma 3, lett. c), in ordine alla vigilanza sul rispetto delle misure di salvaguardia adottate dal MSE nonché il comma 4, lett. b), della medesima norma riguardante il monitoraggio sulle pratiche contrattuali restrittive, il cui *enforcement* è garantito dall'Autorità garante delle concorrenza e del mercato.

1996	0,0004
1997-2000	0,0006
2001	0,0005
2002-2010	0,0003

Tale meccanismo ha consentito, sinora, all’Autorità non soltanto di funzionare, ma anche di contribuire al bilancio dello Stato (art. 6 d.l. n. 78 del 2010) e di altre Autorità indipendenti (art.2, c.141, l. n. 191 del 2009).

Nella consapevolezza che tale contributo, in considerazione della particolare situazione economica in cui versa il Paese, non possa essere elevato, risulta quantomeno necessaria una riconsiderazione dell’**indipendenza dell’Autorità, che consenta alla medesima una autonomia gestionale sia a livello di bilancio che a livello di risorse umane.**

In particolare, continuando a garantire il valore complessivo della contribuzione che l’Autorità per l’energia elettrica e il gas è già tenuta a versare a favore del bilancio dello Stato, è necessario permettere all’Autorità una autonoma ripartizione degli effetti delle misure ivi previste, anche tramite compensazione delle diverse voci di spesa.

Tale previsione assicura il rispetto dell’autonomia ed indipendenza dell’Autorità, sancite dall’ordinamento interno e ribadite dal diritto comunitario, e la possibilità di assolvere ai numerosi compiti aggiuntivi assegnati ad essa dalle direttive, **salvaguardando, a saldi invariati, gli obiettivi di finanza pubblica.**

Le considerazioni di cui sopra trovano conforto e fondamento nella costante giurisprudenza della Corte costituzionale che, in numerose sentenze, ha avuto modo di delimitare i confini della legislazione statale nei confronti delle figure istituzionali dotate di autonomia finanziaria.

Da una parte la Corte ha, infatti, affermato che *“le disposizioni legislative che non fissano limiti generali al disavanzo ovvero alla spesa corrente, ma stabiliscono ... vincoli che riguardano singole voci di spesa ... comportano una inammissibile ingerenza nell’autonomia degli enti quanto alla gestione della spesa”* (Corte costituzionale, 14.11.2005, n. 412). Dall’altra, ha sostenuto che la legge statale può stabilire solo *“un limite complessivo di spesa che lascia agli enti dotati di autonomia finanziaria ampia libertà di allocazione delle risorse fra diversi ambiti ed obiettivi di spesa (sentenza n.36 del 2004).*

Relativamente al personale, la dotazione dell’Autorità è stata adeguata per l’ultima volta nel 2004. Da quella data ad oggi, come più volte segnalato dall’Autorità al Parlamento e al Governo, **molti interventi normativi hanno portato ad incrementare ruolo, funzioni ed impegni operativi dell’Autorità, senza che vi corrispondesse alcun adeguamento della dotazione di personale,** che risulta dunque già oggi fortemente sottodimensionata (v. scheda allegata).

Ora il III Pacchetto pone in capo al regolatore ulteriori nuovi compiti, prevedendo al contempo che *“...l’Autorità di regolamentazione (...) disponga di dotazioni finanziarie annuali separate, di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato, e di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività”* (art. 35, comma 5, lettera a della Delt).

Anche le note interpretative delle citate direttive, emanate dalla Commissione europea in data 22 gennaio 2010, affermano esplicitamente che *“l’Autorità nazionale di regolazione deve avere adeguate risorse umane e finanziarie per assolvere ai propri compiti; dal momento che le nuove norme dell’Unione Europea assegnano una quantità considerevolmente maggiore di compiti e poteri all’Autorità di regolazione, ciò avrà effetti diretti sulle risorse economiche e finanziarie che devono esser messe a disposizione del Regolatore”.*

Tra i **nuovi, onerosi, compiti attribuiti dallo schema di decreto,** di cui si è detto nelle pagine precedenti, si ricordano quelli relativi: all’implementazione e alla vigilanza sul modello ITO nel settore gas; alla decisione sui reclami, la cui mole è oggi imponente ed in continuo aumento nel nuovo contesto di mercati liberalizzati; alle nuove funzioni di vigilanza su tutti gli

operatori del settore, anche in relazione alle misure adottate da altri soggetti pubblici, e ai compiti di monitoraggio dei mercati; alla disciplina delle questioni transfrontaliere; alla partecipazione alla nuova Agenzia per il coordinamento dei regolatori europei (ACER), alle nuove forme di reportistica e alle interlocuzioni istituzionali con la Commissione europea, con l'ACER, con le Autorità di regolamentazione degli altri Paesi europei e con l'AGCM; alla cooperazione regionale.

Si rende dunque necessario un adeguamento della dotazione di personale dell'Autorità ai numerosi nuovi compiti ad essa assegnati; adeguamento cui, peraltro, si farebbe fronte **senza nuovi o maggiori oneri sul Bilancio dello Stato**², anche in ragione del descritto sistema di totale autofinanziamento su cui si fonda il funzionamento dell'AEEG.

² La questione dell'indifferenza per il Bilancio dello Stato dell'incremento della dotazione del personale dell'Autorità è stata ben colta anche dal Servizio Bilancio della Camera dei Deputati, che, nel suo dossier del 16 marzo 2011, afferma che *“il testo in esame prevede una significativa estensione dei compiti e degli adempimenti posti a carico dell'Autorità”* e che *“a fronte di ciò, coerentemente con l'obbligo di invarianza finanziaria previsto dal provvedimento in esame, la RT (ndr: Relazione tecnica al decreto) afferma che i nuovi compiti assegnati all'AEEG saranno svolti nell'ambito delle risorse finanziarie derivanti dal meccanismo di autofinanziamento previsto dall'articolo 3, comma 38, della legge 481/95 e quindi senza oneri per la finanza pubblica”*, dal che appare verosimile *“un eventuale incremento della misura del contributo”*. Tale incremento potrebbe essere molto contenuto, se non addirittura evitato, attraverso l'introduzione delle esposte misure.

NUOVE FUNZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

1 - COMPITI AGGIUNTIVI ATTRIBUITI ALL'AUTORITÀ DAL 2004 AD OGGI

Dal 2004, anno a cui risale l'ultimo adeguamento della dotazione di personale dell'AEEG³, numerosi interventi normativi hanno portato ad incrementare ruolo ed impegni operativi dell'Autorità, attribuendo ad essa nuovi e onerosi compiti istituzionali, senza che ad essi corrispondesse alcun adeguamento nella dotazione organica. In particolare si segnalano:

- l'art. 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Finanziaria 2006) e il decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in materia di definizione, implementazione e gestione, in collaborazione con i comuni italiani, di tariffe elettriche agevolate in favore dei clienti domestici economicamente svantaggiati (c.d. bonus elettricità);
- l'art. 3, comma 9, del decreto legge 29 novembre 2008, convertito nella legge 28 gennaio 2009 n. 2 in materia di definizione, implementazione e gestione di tariffe agevolate per la fornitura di gas naturale (c.d. *bonus gas*);
- l'art. 11, comma 12 della legge 14 maggio 2005, n. 80 che estende, con provvedimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le condizioni tariffarie di cui al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 19 dicembre 1995 alle forniture di energia elettrica destinata alle produzioni e lavorazioni dell'alluminio, piombo, argento e zinco e al ciclo clorosoda, con riferimento ai prezzi praticati per forniture analoghe sui mercati europei nei limiti degli impianti esistenti alla data di entrata in vigore del decreto in questione, situati nel territorio della regione Sardegna e caratterizzati da alimentazione in alta tensione;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (convertito nella legge 3 agosto 2007 n. 125) recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, che conferisce all'AEEG rilevanti ed onerosi compiti in materia di gestione e protezione dei clienti finali tutelati e di definizione dei prezzi di riferimento per i clienti tutelati;
- il decreto del MSE 21 giugno 2007 in materia di ricerca di sistema nel settore elettrico con riguardo, segnatamente, all'attribuzione all'Autorità di funzioni sostitutive del Comitato di Esperti di Ricerca per il Settore Elettrico (CERSE);
- l'art. 2, comma 165, lettera f-ter) della Legge Finanziaria 2008 (legge 24 dicembre 2007, n. 244, art. 2, comma 165, lettera f.ter) che, in attuazione dell'articolo 23 della direttiva 2003/54/CE, ha attribuito all'Autorità il compito di svolgere anche una funzione paragiurisdizionale per la risoluzione delle controversie tra produttori di energia e gestori di rete, mediante decisioni vincolanti tra le parti;
- l'art. 81, comma 18, del decreto-legge 25 giugno 2008 n. 112, che contiene il compito attribuito di vigilare sul rispetto del divieto di traslazione sui consumatori della maggiorazione d'imposta (c.d. Robin Tax), introdotta dai commi 16 e 17 dello stesso articolo, per i soggetti che operano nel settore petrolifero, del gas naturale e della produzione o commercializzazione di energia elettrica. L'attività di vigilanza a cui è chiamata l'Autorità si configura come complessa e particolarmente delicata, e al tempo stesso di grande rilevanza per la tutela degli interessi dei

³ Per l'espletamento delle funzioni e compiti originariamente assegnati all'Autorità, la legge istitutiva (cfr. articolo 2, comma 28 e 30 della legge n. 481) assegnava ad essa un contingente di personale fissato "in centoventi unità", di cui "ottanta unità" di personale di ruolo e "quaranta unità" di personale a tempo determinato. Successivamente per effetto del decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 e del decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164 con cui si è dato corso al recepimento delle Direttive comunitarie nei settori rispettivamente dell'energia elettrica e del gas, sono stati incrementati funzioni e compiti dell'Autorità. Per questo motivo, la legge comunitaria n. 422/00 ha previsto, all'articolo 25, che l'AEEG potesse avvalersi di un contingente di ulteriori 30 unità di personale a tempo determinato, attivabili "per una sola volta", per far fronte ai maggiori compiti derivanti all'Autorità dall'attuazione delle Direttive comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2004 è infine intervenuta una legge "di riordino" dell'intero settore energetico (legge 23 agosto 2004 n. 239), che ha coinvolto anche ruolo e compiti dell'Autorità, fino al punto di aggiornarne la dotazione organica del personale, portandola definitivamente a centottanta unità complessive (di cui 120 di ruolo e 60 a tempo determinato), con ciò segnando – appare utile evidenziarlo sin d'ora - un rapporto tra personale di ruolo e a tempo determinato che costituisce *un unicum* nel panorama pubblico italiano, oltre a rendere inevitabile l'affidamento di attività ordinarie anche a detto personale a tempo determinato.

consumatori. Essa, inoltre si estende a mercati e settori industriali, normalmente non sottoposti ad attività di regolazione economica da parte dell'Autorità stessa, configurandosi dunque come innovativa delle competenze dell'Autorità e, per essere effettuata in maniera efficace, richiede un indispensabile adeguamento delle sue risorse organizzative, comprese le competenze tecniche ed economiche a sua disposizione;

- la definizione ed implementazione dei regimi tariffari agevolati per le vittime del terremoto che ha colpito l'Abruzzo nell'aprile del 2009 scaturiti dall' Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3754 del 9 aprile 2009 s.m.i.);
- i molti compiti derivanti dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, recante “*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*”, tra cui in particolare i compiti in tema di aggiornamento della componente C.E.C. del provvedimento Cip 6/92, di realizzazione di misure di *Virtual Power Plants* per la regione Sardegna e di risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92;
- la prospettiva ed impegnativa attuazione degli artt. 23 e 29 del d.lgs. 31 del 2010 in materia di energia nucleare, che assegnano all'Autorità il compito di determinare ed aggiornare le tariffe per il conferimento e lo stoccaggio del combustibile nucleare e dei rifiuti radioattivi sulla base della stima dei costi di sistemazione in sicurezza dei rifiuti medesimi, nonché di vigilare sul rispetto, da parte degli operatori, del divieto di trasferire sugli utenti finali gli oneri delle misure compensative che le imprese produttrici delle centrali nucleari dovranno erogare agli abitanti, agli enti locali ed alle imprese operanti nei territori siti delle future centrali nucleari;
- i molti compiti attribuiti dal Decreto legislativo 130 del 2010 (“*Decreto Stoccaggi*”), tra cui, in particolare, quello di provvedere all'introduzione ed implementazione del bilanciamento di merito economico nel settore gas.

2 - COMPITI AGGIUNTIVI ATTRIBUITI ALL'AUTORITÀ DAL “III PACCHETTO”

Il cd. III Pacchetto assegna numerosi compiti aggiuntivi e nuove responsabilità⁴ alle Autorità nazionali di regolamentazione dei settori energetici. Inoltre, esso sancisce espressamente che gli Stati membri “*Per tutelare l'indipendenza dell'autorità di regolamentazione provvedono in particolare affinché: l'autorità di regolamentazione (...) disponga di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività*”⁵. Anche le note interpretative contengono affermazioni esplicite in tal senso⁶.

Tra i compiti assegnati dall'AEEG dalle Direttive del *Terzo pacchetto* si segnalano, in particolare:

- quelli relativi alla decisione sui reclami presentati da utenti e consumatori contro i distributori di elettricità e gas e contro le imprese di trasporto e trasmissione (v. art. 37, par. 11 Delt ed art. 41, par. 11, Dgas), reclami la cui mole è oggi imponente ed in continuo aumento nel nuovo contesto di mercati liberalizzati;
- gli impegnativi compiti attribuiti alle Autorità di regolamentazione connessi all'implementazione e alla vigilanza sul modello ITO nel settore Gas;
- le funzioni di vigilanza e monitoraggio dei mercati (art. 37, par. 1, Dgas);
- i compiti derivanti dalla partecipazione alla nuova Agenzia per il coordinamento dei regolatori europei (ACER), alle nuove forme di reportistica ed interlocuzioni istituzionali con la Commissione europea, con l'ACER, con le Autorità di regolamentazione degli altri Paesi europei e con l'AGCM;
- le funzioni in tema di disciplina delle questioni transfrontaliere (v. art. 37, par. 6, Delt);
- le funzioni di cooperazione regionale (art. 38 Delt).

⁴ Cfr. artt. 36 e 37 Delt e 40 e 41 Dgas.

⁵ Cfr. art. 35, par. 5, Delt e art. 5, par. 5, Dgas.

⁶ Cfr. 2.2 “*Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas*”.