

Con il presente documento l’Autorità per l’energia elettrica e il gas, nell’esercizio dei suoi poteri di segnalazione ai fini dell’attuazione delle direttive comunitarie, intende sottoporre al Governo e, per opportuna conoscenza al Parlamento, alcune modifiche normative da apportare al testo del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento delle direttive 2009/72/CE (energia elettrica) e 2009/73/CE (gas), richiamando la facoltà conferita al Governo dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 (“legge comunitaria 2009”), recante la delega al Governo per l’adozione del medesimo decreto legislativo (o “legge delega”).

Infatti, l’articolo 1, comma 5, della legge comunitaria 2009 prevede che “entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore di ciascuno dei decreti legislativi di cui al comma 1, nel rispetto dei principi e criteri direttivi fissati dalla presente legge, il Governo *possa* adottare [...] disposizioni integrative e correttive dei decreti legislativi emanati ai sensi del citato comma 1 [...]”.

Il decreto legislativo n. 93/11 ha costituito un importante passo in avanti nella costruzione di un quadro giuridico coerente dei settori. Tuttavia, a quasi due anni dall’emanazione del decreto legislativo, alla luce della sua applicazione, dei cambiamenti intervenuti nelle leggi dello Stato e, conseguentemente, nei mercati, nonché dei significativi progressi registrati a livello europeo nella creazione della cornice ordinamentale del mercato unico dell’energia, l’Autorità intende sottoporre ai competenti organi costituzionali, sulla base di quanto previsto in sede di legge delega, la possibilità di introdurre alcune limitate, ma significative, integrazioni e correzioni alla normativa nazionale di recepimento, al fine di renderla maggiormente conforme ed adeguata al quadro europeo ed alle migliori soluzioni istituzionali operanti in alcuni altri Paesi continentali.

E’, infatti, necessario che il settore possa disporre di un quadro di regole in grado di sostenere l’obiettivo dello sviluppo efficiente e della completa integrazione del mercato nazionale con quelli degli altri Paesi europei. Tutto ciò è ancora più rilevante in considerazione della ormai prossima approvazione della Strategia Energetica Nazionale (SEN) che, esplicitati gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, traccia le scelte di fondo e definisce le priorità di azione per il settore energetico. La SEN, inoltre, richiede, per una sua concreta ed efficace attuazione, che sia definito un mandato attuativo, con indirizzi e linee guida ai diversi soggetti interessati.

In particolare, l’Autorità sottopone all’attenzione del Governo l’adozione di eventuali interventi integrativi e correttivi finalizzati a:

- a) perfezionare, adeguandolo, l’allineamento del quadro normativo italiano a quello europeo e volti, da un lato, a evitare ritardi e criticità nel processo di integrazione, con il rischio di costi per il nostro sistema (derivanti anche da eventuali procedure di infrazione da parte della Commissione Europea) e, dall’altro, a definire una disciplina completa di regole che aggancino l’Italia ai migliori *standard* internazionali (paragrafo A);

- b) accrescere le garanzie di buon funzionamento dei mercati nazionali e le opportunità di un'effettiva concorrenza (paragrafo B);
- c) migliorare l'attuale modello di *governance* dei settori dell'energia elettrica e del gas, con l'obiettivo di una più chiara attribuzione di competenze, specializzazione dei ruoli e ripartizione delle responsabilità nonché del rafforzamento del ruolo terzo e indipendente della regolazione settoriale. L'innovativo modello di regolazione indipendente introdotto in Italia già dal 1995, infatti, è stato nel tempo modificato e talora alterato. Esso, pertanto, risulta oggi non perfettamente in linea con quello finalmente assunto anche a livello europeo e considerato ormai indispensabile per l'efficace attuazione del quadro normativo e per il corretto funzionamento del mercato (paragrafo C).

Inoltre, si ritiene che proprio l'intervento integrativo e correttivo al decreto legislativo n. 93/11 possa rappresentare il veicolo più idoneo per la definizione della cornice normativa necessaria ad una adeguata attuazione della SEN (paragrafo D). D'altra parte, gli stessi principi e criteri direttivi individuati dalla legge comunitaria 2009 (cfr., in particolare, l'articolo 17, comma 3, lett. b e comma 4, lett. l) per il recepimento delle direttive del c.d. Terzo Pacchetto, operando ripetuti riferimenti agli obiettivi di politica energetica nazionali e comunitari, presuppongono la definizione di uno strumento programmatico unitario del tipo corrispondente alla SEN.

8 novembre 2012

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*

**SEGNALAZIONE 8 NOVEMBRE 2012**

**461/2012/I/COM**

**SEGNALAZIONE AL GOVERNO E AL PARLAMENTO  
SULL'ASSETTO DEI MERCATI ENERGETICI CONSEGUENTI AL  
RECEPIMENTO DELLE DIRETTIVE EUROPEE DEL CD. TERZO  
PACCHETTO ENERGIA – PROPOSTE DI MIGLIORAMENTO  
NORMATIVO**

8 novembre 2012

## **A) INTERVENTI FINALIZZATI A PERFEZIONARE L'ALLINEAMENTO DEL QUADRO NORMATIVO ITALIANO A QUELLO EUROPEO**

### **A1. Lo sviluppo e l'accesso alle infrastrutture energetiche**

La messa a punto di sistemi di regole e di relazioni volte ad assicurare uno sviluppo coordinato ed efficiente delle infrastrutture energetiche, ed in particolare di quelle a rilevanza transfrontaliera, rappresenta uno dei punti cardine del processo di integrazione dei mercati nazionali verso un mercato europeo integrato, competitivo e ambientalmente sostenibile.

Le direttive europee n. 72/2009 e n. 73/2009, adottate nell'ambito del c.d. Terzo Pacchetto energia, hanno innovato il quadro di *governance* del settore elettrico e di quello del gas naturale, in particolare con riferimento allo sviluppo, alla remunerazione e alla indipendenza nella gestione delle infrastrutture. In tale contesto, Governo nazionale, istituzioni europee ed autorità di regolazione settoriale interagiscono, ciascuno secondo le proprie prerogative e competenze, in modo da assicurare che gli obiettivi di sicurezza degli approvvigionamenti, adeguatezza delle infrastrutture ed efficienza nell'erogazione del servizio trovino una composizione armonica. Tuttavia, l'assetto normativo risultante dal decreto di recepimento delle citate Direttive non sempre è coerente ed adeguato al quadro delineato dalle stesse.

Un primo importante esempio di allontanamento dal modello disegnato dal Terzo Pacchetto riguarda **la valutazione della conformità del piano decennale di sviluppo della rete nazionale con il piano di sviluppo comunitario della rete nel settore del gas**. Condizione indispensabile affinché lo sviluppo delle infrastrutture avvenga secondo criteri di efficienza e di selettività è il coordinamento tra la fase di selezione delle infrastrutture da realizzare – che si sostanzia nella definizione del piano di sviluppo decennale di cui all'articolo 22 della Direttiva n. 73/2009 – e quella di definizione delle modalità di remunerazione del servizio erogato attraverso le medesime infrastrutture.

In questo la regolazione – anche tariffaria, ma non solo - può creare le condizioni affinché il gestore della rete operi lungo linee di interesse generale. In tale direzione si muovono, per esempio, le nuove metodologie di regolazione che si stanno diffondendo a livello europeo, secondo cui la remunerazione è correlata ad indicatori di *performance* nell'erogazione del servizio e non solo a misure di investimento. E proprio secondo questo orientamento è da intendersi la regolazione adottata dall'Autorità per lo sviluppo delle infrastrutture necessarie al mercato basata su criteri di selettività.

Il decreto legislativo n. 93/11, invece, si pone in potenziale contrasto con tale prospettiva di regolazione, poiché inserisce un cuneo tra il momento di definizione del piano di sviluppo e quello della sua valutazione da un punto di vista economico.

Contrariamente a quanto espressamente previsto dalla Direttiva gas, infatti, l'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11 attribuisce al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), piuttosto che all'Autorità, il compito di valutare la coerenza del piano decennale di sviluppo della rete nazionale con quello elaborato a livello comunitario, attribuendo all'Autorità un mero ruolo consultivo e non prevede per l'Autorità la facoltà di richiedere di modificare il piano di sviluppo in esito a tale valutazione. Inoltre, lo stesso articolo non fa menzione dell'obbligo normativo imposto dalla Direttiva gas in capo

all'autorità di regolazione di effettuare una consultazione sul piano di sviluppo della rete e di pubblicarne i risultati, attività a sua volta necessaria e strumentale affinché la stessa effettui le valutazioni di cui sopra e richieda un'eventuale modifica del piano stesso. In particolare, la sottrazione all'Autorità della facoltà di richiedere al gestore una modifica del piano di sviluppo della rete limita il potere d'intervento che il legislatore comunitario ha, invece, attribuito alle autorità di regolazione in fase di predisposizione del piano stesso, per dotare le stesse di strumenti efficaci con cui perseguire l'obiettivo di promozione dell'integrazione dei mercati nazionali, al fine di agevolare la circolazione del gas naturale attraverso l'Unione Europea.

Se, da un lato, è senz'altro condivisibile l'esigenza del MSE di valutare la coerenza del Piano decennale di sviluppo della rete con la SEN, di cui il Governo è responsabile, ciò non deve, tuttavia, ridurre il ruolo che la Direttiva gas affida espressamente all'autorità di regolazione nazionale nell'ottica di creazione di un mercato concorrenziale. L'Autorità può, inoltre, assicurare, in ragione delle sue competenze tecniche e del suo ruolo istituzionale nel contesto europeo, una valutazione indipendente della coerenza del piano di sviluppo della rete con il piano di sviluppo formulato a livello comunitario di cui all'articolo 8 del Regolamento n. 715/2009.

Alla luce di quanto sopra:

*si propone una **revisione dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11** che, con riferimento ai poteri decisionali relativi al piano di sviluppo decennale della rete nazionale, affidi all'Autorità tutti i compiti espressamente previsti dal legislatore comunitario, in particolare la possibilità di richiederne modifiche, lasciando impregiudicati i poteri del MSE in relazione alla valutazione della coerenza del piano di sviluppo della rete nazionale con la SEN e le esigenze di sicurezza del sistema.*

Un analogo esempio di allontanamento dal modello disegnato dal Terzo Pacchetto riguarda **il piano di sviluppo della rete nazionale nel settore elettrico**. Il decreto legislativo n. 93/11 prevede, infatti, che tale piano sia approvato dal MSE, mentre l'Autorità si limita a formulare delle valutazioni, senza possibilità di incidere direttamente sul contenuto del piano stesso. Anche in questo caso il decreto legislativo n. 93/11 non consente il coordinamento tra il momento di definizione del piano e quello della sua valutazione economica.

In merito, è opportuno rilevare che il piano di sviluppo riguarda tutte le infrastrutture di trasmissione, inclusi i **sistemi di accumulo**, affidando al gestore del sistema di trasmissione la realizzazione e gestione degli stessi.

In particolare, l'articolo 36, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11 prevede che, in attuazione di quanto disposto dal comma 3 dell'articolo 17 del decreto legislativo n. 28/11, il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie e che tali sistemi possano essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione. Poiché i sistemi di accumulo potrebbero assolvere la funzione di generazione elettrica, la previsione di cui sopra potrebbe sollevare profili di incompatibilità con il modello di separazione proprietaria previsto dall'articolo 9 della Direttiva 72/2009 sul mercato interno dell'energia elettrica (nonché dall'articolo 36, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11). Di conseguenza, la valutazione del piano di sviluppo della rete e la connessa possibilità per l'Autorità di richiederne modifiche appare tanto più importante nel settore elettrico, in quanto volta anche a monitorare l'eventuale presenza di profili di

incompatibilità con la normativa comunitaria, quale quello qui segnalato con riferimento ai sistemi di accumulo.

Alla luce di quanto sopra:

*si propone, pertanto, di integrare l'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11, prevedendo esplicitamente la facoltà dell'Autorità di richiedere modifiche al piano di sviluppo della rete in esito alle sue valutazioni.*

Infine, sempre con riferimento alle decisioni di sviluppo delle infrastrutture, va rilevato come l'Autorità non sia attualmente chiamata ad esprimere un parere sul **piano di difesa del sistema elettrico**. In particolare, il piano di difesa, previsto dall'articolo 1-quinquies, comma 9, del decreto-legge n. 239/03, convertito con modificazioni in legge n. 290/03, individua gli investimenti (che possono riguardare non solo infrastrutture di trasmissione ma anche apparati di pertinenza dei produttori di energia elettrica) necessari a garantire il miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, interventi che, nei casi in cui riguardano direttamente infrastrutture di trasmissione, risultano complementari o integrativi degli investimenti inclusi nei piani di sviluppo predisposto da Terna. Quanto sopra rende difficoltoso il coordinamento nella valutazione del piano di sviluppo decennale e rischia di tradursi in distorsioni nella remunerazione del servizio di trasmissione.

Alla luce di quanto sopra:

*si ritiene opportuno che **il comma 12 dell'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11 sia integrato** prevedendo che l'Autorità debba effettuare una valutazione del piano di difesa del sistema elettrico e, in particolare, dei costi connessi a tale piano.*

Un ulteriore elemento di disallineamento del quadro normativo italiano rispetto al dettato del Terzo Pacchetto riguarda le **condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere per il trasporto dell'energia elettrica** e, in particolare, la titolarità del potere di determinare le modalità e le condizioni per le importazioni e le esportazioni di energia elettrica (articolo 37, comma 3).

Tale competenza rappresenta un compito tipico delle autorità nazionali di regolazione, al fine di assicurare condizioni di accesso certe e trasparenti agli operatori. Coerentemente, la Direttiva elettricità (articolo 37, comma 1, lettera c), assegna alle autorità nazionali di regolazione il compito di cooperare con l'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER) e le altre autorità di regolazione in merito alle questioni transfrontaliere, al fine di definire regole armonizzate tra i Paesi.

Il decreto legislativo n. 93/11 si allontana da questo modello, in quanto affida al MSE il compito di determinare le modalità e le condizioni per le importazioni e le esportazioni di energia elettrica attraverso la rete di trasporto nazionale, diversamente da quanto previsto dalla Direttiva elettricità che conferisce all'Autorità - il compito di stabilire le condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere nel settore elettrico (articolo 37, comma 6).

Alla luce di quanto sopra:

*si propone la **revisione dell'articolo 37, comma 3, del decreto legislativo n. 93/11** che affidi all'Autorità il compito di determinare le modalità e le condizioni per le importazioni e le esportazioni di energia elettrica.*

## **A2. Condizioni economiche di fornitura e obblighi di servizio pubblico**

Ai fini di garantire uno sviluppo concorrenziale del mercato con l'ingresso di nuovi operatori è importante che vi siano regole chiare e trasparenti.

In particolare, con riferimento al mercato della vendita al dettaglio, è necessario dare certezza agli operatori in merito agli obblighi, definiti a livello nazionale, che essi devono rispettare, *in primis*, per finalità di servizio pubblico. Sia la Direttiva elettricità sia quella gas prevedono infatti, all'articolo 3, la possibilità per gli Stati membri di imporre alle imprese obblighi di servizio pubblico, che possono riguardare, tra l'altro, il prezzo delle forniture.

Un tale intervento deve rispondere, però, a precise condizioni, in particolare deve essere giustificato da un interesse economico generale e bilanciato con l'esigenza di aprire il settore alla concorrenza; deve inoltre rispettare il criterio di proporzionalità relativamente al contenuto dell'obbligo imposto, ai suoi destinatari e alla sua durata, e non creare discriminazioni fra gli operatori del settore<sup>1</sup>.

Per quanto riguarda il nostro Paese, l'articolo 7, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11 attribuisce all'Autorità il compito di determinare, in via transitoria, **i prezzi di riferimento del gas** naturale che le società di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, devono inserire tra le proprie offerte commerciali ai sensi del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125.

Il compito di cui sopra non è tuttavia sottoposto ad un termine temporale<sup>2</sup>, né è previsto per analogia con il settore elettrico (articolo 35, comma 2) che le forme e le modalità di erogazione del regime di tutela di prezzo possano essere adeguate, in esito ai monitoraggi sull'andamento dei mercati e sul livello di concorrenza degli stessi.

Alla luce di quanto sopra:

- *si ritiene opportuno, al fine di assicurare la coerenza con le norme comunitarie e di dare certezza agli operatori, **integrare il testo dell'articolo 7, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11**, con una disposizione che preveda l'obbligo in capo all'Autorità di rivedere periodicamente l'attuale sistema dei prezzi di riferimento del gas naturale, attraverso un sistematico monitoraggio del mercato al dettaglio, al fine di valutare sia la necessità sia le modalità di un intervento regolatorio sui prezzi di fornitura, alla luce del grado di concorrenza esistente nel mercato, in ragione della conoscenza acquisita delle condizioni di mercato e delle reali necessità di tutela di specifiche categorie di clienti finali;*

---

<sup>1</sup> come chiarito dalla Corte di giustizia UE (Causa C-265/08) nell'ambito di una pronuncia pregiudiziale su richiesta del T.A.R. Lombardia

<sup>2</sup> Con specifico riferimento al criterio della proporzionalità dell'intervento tariffario sotto il profilo della sua durata nel tempo, la Corte di giustizia ha ulteriormente chiarito che la semplice menzione, nel diritto nazionale, del carattere transitorio dell'intervento non può essere considerato sufficiente a rispettare il suddetto principio di proporzionalità, essendo necessario un termine o vincolo temporale preciso o, in assenza dello stesso, che l'amministrazione interessata sia assoggettata dal diritto nazionale ad un obbligo di riesame periodico della necessità e delle modalità del suo intervento tariffario.

- *appare, inoltre, opportuno garantire una simmetria dispositiva tra il settore del gas e quello dell'energia elettrica, specificando all'articolo 35, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11 che il compito, attualmente in capo al MSE, di effettuare il monitoraggio sul mercato al dettaglio dell'energia elettrica è svolto dall'Autorità, cui deve essere affidato anche il compito di rivedere e modificare le condizioni di applicazione del regime di tutela dei prezzi per i clienti finali, ove dettato da esigenze del mercato. .*

Tale attribuzione non risulta nuova rispetto alla gamma di poteri che il decreto legislativo n. 93/11 ha già attribuito all'Autorità, come confermato dalla previsione di cui all'articolo 43, comma 4, dello stesso decreto che, in ottemperanza a precisi obblighi previsti dalla direttiva elettricità, conferisce all'Autorità il compito di monitorare il grado di efficacia e di apertura dei mercati al dettaglio.

In aggiunta, l'articolo 37, comma 1, lettera o), stabilisce che l'Autorità pubblici, almeno con cadenza annuale, raccomandazioni sulla conformità dei prezzi di fornitura all'articolo 3 della Direttiva elettricità.

Sempre con riferimento agli obblighi di servizio pubblico, si ritiene necessario che il Governo indichi precisamente, per ciascuna categoria di clienti destinatari di tali obblighi, le tipologie di **clienti non disalimentabili** anche in condizioni di normale esercizio del sistema, specificando eventualmente anche la durata massima del periodo di non disalimentabilità per ciascuna tipologia individuata.

In tal modo è possibile disporre di un elenco di clienti non disalimentabili definito in modo univoco ed esaustivo, evitando sia incertezze, anche di tipo interpretativo, sia eccessivi margini di discrezionalità in capo agli operatori. La definizione univoca dei clienti non disalimentabili appare necessaria nell'attuale congiuntura economica, al fine di minimizzare gli oneri derivanti dal crescente fenomeno della morosità, tutelando al contempo le categorie effettivamente meritevoli di meccanismi di tutela e, dunque, non disalimentabili anche in caso di morosità.

Alla luce di quanto sopra:

*appare, pertanto, opportuno che **gli articoli 7 e 35**, rispettivamente nell'ambito dei clienti finali del gas naturale e dell'energia elettrica destinatari di obblighi di servizio pubblico, **siano integrati** con specifiche disposizioni volte a identificare le tipologie di clienti non disalimentabili anche in condizioni di normale esercizio del sistema, con indicazione per ciascuna di esse della durata massima del periodo di non disalimentabilità.*

Infine, in relazione al comma 4 del medesimo articolo 7, che stabilisce gli obblighi in capo ai distributori a favore delle imprese di vendita di gas naturale, nonché in caso di clienti finali privi di fornitori e per i quali non sussistono i requisiti per l'attivazione del **fornitore di ultima istanza** (lettera c), appare opportuno chiarire che tali disposizioni si applicano anche in relazione ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto, che resterebbero altrimenti discriminati solo in ragione della loro localizzazione sulla rete. In tale caso, il compito di garantire il bilanciamento della rete deve essere posto in capo all'impresa maggiore di trasporto in ragione del ruolo di responsabile del bilanciamento su tutta la rete nazionale, nonché per le ragioni di efficienza complessiva della gestione

---

<sup>3</sup>. *Identiche disposizioni sono previste nella direttiva gas all'articolo 41.*

del sistema di trasporto del gas, già ampiamente esposte dall'Autorità nella segnalazione 11 ottobre 2012, 410/2012/I/com4.

Alla luce di quanto sopra:

*si ritiene necessario integrare il testo dell'articolo 7, comma 4, estendendone le previsioni ivi incluse anche al caso di clienti finali allacciati alla rete di trasporto.*

## **B. INTERVENTI FINALIZZATI A MIGLIORARE LE TECNICHE DI REGOLAZIONE E L'ENFORCEMENT PER ASSICURARE IL BUON FUNZIONAMENTO DEL MERCATO**

### **B1. Efficiente funzionamento del mercato elettrico**

Affinché il sistema energetico nazionale si muova in maniera sinergica rispetto al nuovo contesto delineato dalle direttive comunitarie è necessario estendere la riflessione ad alcuni aspetti del disegno di mercato nazionale.

Un primo fattore di criticità riguarda la previsione di cui all'articolo 3, comma 10, lettera a), del decreto-legge n. 185/08 convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2, che introduce una remunerazione per chi offre sulla borsa elettrica basata sui prezzi offerti dagli operatori (cd. *Pay-as-bid*) in luogo dell'attuale metodologia (*System marginal price*). Il *Pay-as-bid* risulta, infatti, non compatibile con il disegno di mercato che si è adottato a livello europeo ai fini dell'integrazione (cosiddetto *market coupling*) prevista per il 2014.

Alla luce di quanto sopra:

*si propone di integrare il decreto legislativo n. 93/11 con una norma che abroghi la previsione di introduzione del Pay-as-bid, di cui all'articolo 3, comma 10, lettera a), del decreto-legge n. 185/08 convertito in legge 28 gennaio 2009, n. 2.* Un secondo fattore di potenziale impedimento ad un efficiente funzionamento dei mercati riguarda le modalità di utilizzo degli impianti di produzione e pompaggio di cui al comma 5 dell'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11. Tali impianti rappresentano una risorsa preziosa per il sistema, anche perché consentono di rendere più flessibile la domanda di energia elettrica, a fronte di profili temporali di produzione sempre più variabili ed imprevedibili a seguito dello sviluppo della produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia, al fine di un efficiente utilizzo di tali impianti e di contenimento dei costi totali di produzione, è importante che la capacità di pompaggio sia gestita secondo criteri di ottimizzazione complessiva di tali impianti e non, come previsto dall'articolo 36, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, esclusivamente "per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili".

La capacità di tali impianti dovrebbe perlomeno essere offerta in maniera coerente con quanto già previsto per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema ammessi al regime ordinario o al regime di reintegrazione dei costi. Nelle ore in cui tale capacità risulta essenziale alla sicurezza del sistema, le offerte di tali impianti sono infatti assoggettate ai vincoli definiti da Terna, al fine di garantire la sicurezza del sistema;

---

<sup>4</sup> Cfr. paragrafo 2.4.

nelle restanti ore, invece, i criteri di offerta dei predetti impianti dipendono dal regime prescelto.

Inoltre, al fine di garantire l'ottimizzazione nell'assicurare la disponibilità di adeguata capacità produttiva al sistema, l'approvvigionamento a termine delle risorse – definito dall'articolo 36, comma 5, decreto legislativo n. 93/11 - dovrebbe avvenire secondo le procedure previste nell'ambito del mercato della capacità di cui al decreto legislativo n. 379/03. In tal modo Terna ne potrebbe tenere conto nel definire il raggiungimento dell'obiettivo di adeguatezza del sistema, della disponibilità di risorse di produzione e pompaggio, che sarebbero quindi approvvigionate come uno specifico prodotto in un sub-segmento del mercato della capacità.

Alla luce di quanto sopra:

*si ritiene opportuno **modificare l'articolo 36, comma 5, decreto legislativo n. 93/11**, eliminando la previsione secondo cui gli impianti di produzione e pompaggio dovrebbero essere esclusivamente utilizzati “per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili” e, disponendo, altresì, la negoziazione di un ulteriore specifico prodotto, oltre a quello standard, nel mercato della capacità di cui al decreto legislativo n. 379/03.*

Un ulteriore fattore di criticità riguarda i cosiddetti **sistemi di distribuzione chiusi** di cui all'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11.

In riferimento, a tale articolo 38 risultano, infatti, necessarie alcune modifiche ed integrazioni, dirette a garantire la piena corrispondenza della normativa nazionale al dettato comunitario, anche intervenendo su altre disposizioni legislative richiamate dalla norma medesima. È il caso di ricordare che la disposizione *de qua* identifica i sistemi di distribuzione chiusi nelle Reti Interne d'Utenza di cui all'articolo 33, della legge 23 luglio 2009, n. 99, che definisce le condizioni che devono essere rispettate da una rete al fine di poter essere individuata dall'Autorità come Rete Interna d'Utenza (RIU). In particolare, l'articolo 33 dispone che, limitatamente alle RIU, i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali e di compensazione territoriale, sono determinati facendo esclusivo riferimento all'energia elettrica prelevata nei punti di interconnessione. In tal modo, i volumi di energia prodotta e consumata da soggetti, anche diversi tra loro, interni alla Rete Interna d'Utenza si compensano, ancorché parzialmente, ai fini dell'applicazione dei predetti corrispettivi determinando di conseguenza una riduzione del gettito derivante dai sopraccitati corrispettivi. Inoltre, stante le frequenti e non coordinate richieste di inclusione di reti elettriche nel novero delle Reti interne d'utenza da parte dei soggetti interessati, l'applicazione dei corrispettivi alla sola energia elettrica prelevata nel punto di interconnessione tra la Rete interna d'utenza e la rete pubblica determina incertezze nella previsione del gettito inerente i corrispettivi tariffari di trasmissione e distribuzione, nonché quelli a copertura degli oneri generali di sistema e degli oneri relativi alle misure di compensazione territoriale.

L'esenzione dai corrispettivi tariffari e dagli oneri generali di sistema dell'energia prodotta e consumata all'interno di una RIU non potrà che avere un impatto redistributivo sempre più rilevante nel tempo di aumento della quota di costi a carico dei clienti che non beneficiano di tale esenzione. Al crescere dell'energia esente non corrisponde infatti un'equivalente riduzione dei costi e degli oneri da coprire. A parità

di costi da recuperare, la diminuzione dell'energia elettrica imponibile su cui far gravare detti costi comporta, da un lato, un incremento del corrispettivo unitario variabile e, dall'altro, un sempre minor numero di clienti assoggettati ai corrispettivi. Se analizziamo i dati più recenti vediamo segnali evidenti di questo fenomeno, che tenderà ad aggravarsi nei prossimi anni. Attualmente la quantità di energia elettrica consumata in Italia (dati 2011) è pari a circa 314 TWh. Di questa, la quantità di energia elettrica non soggetta al pagamento delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e agli oneri generali di sistema (con l'eccezione delle componenti fisse, che vengono applicate in tutti i casi in cui vi è una connessione con la rete pubblica) è pari a circa 29 TWh. Tale quantità di energia elettrica è, in particolare, quella:

- prodotta e istantaneamente consumata nell'ambito delle Reti Interne d'Utenza (RIU) dei Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU);
- prodotta, immessa in rete e ri-prelevata nell'ambito dello scambio sul posto.

In più, circa altri 17 TWh non sono soggetti al pagamento delle componenti tariffarie A (è la quantità di energia elettrica che eccede i 12 GWh/mese nel caso di clienti connessi alle reti di alta e altissima tensione), a cui si sommano ulteriori 4 TWh relativi ai consumi delle Ferrovie dello Stato. La parte rimanente di energia elettrica, a cui si applicano tutti gli oneri generali (ivi inclusa la componente A3), oltre che le tariffe di trasmissione e di distribuzione, è pari ad oggi a circa 264 TWh.

Un esercizio numerico può aiutare a capire meglio gli effetti che ne possono derivare. Supponiamo di considerare i soli costi relativi all'incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate, coperti tramite la componente tariffaria A3 (che rappresenta circa il 90% degli oneri generali di sistema). La parte di tali costi che attualmente viene coperta tramite le parti variabili della componente A3 è pari a circa 11 miliardi di euro l'anno. Tali parti variabili si applicano, come già detto, a circa 264 TWh, da cui consegue un valore medio unitario delle parti variabili della componente A3 pari a circa 42 €/MWh.

In particolare con riferimento alle RIU, da analisi preliminari condotte dall'Autorità emerge che l'introduzione delle RIU ha comportato una riduzione di gettito derivante dagli oneri generali di oltre 100 milioni di euro nel 2011, causato dalla applicazione delle aliquote per circa 8,5 TWh (pari alla differenza tra l'energia elettrica prelevata internamente alla RIU e l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica). Tali stime sono suscettibili di ulteriori incrementi a seguito del completamento delle analisi sulle RIU, sulla base dei dati recentemente trasmessi dai soggetti che gestiscono tali reti.

Alla luce di quanto sopra:

*si ritiene opportuno **modificare il comma 5 dell'articolo 38 del decreto legislativo n. 93/11**, ovvero l'articolo 33 della legge n. 99/09, prevedendo che, per le RIU, i corrispettivi tariffari si applichino facendo riferimento sia alla potenza elettrica disponibile nel punto di interconnessione con la rete pubblica, sia a una quota fissa relativa al medesimo punto, ferme restando le opportune gradualità sulle RIU esistenti. Si ritiene, altresì, opportuno integrare le norme in questione, fissando nei primi mesi del 2013, il termine perentorio entro cui inviare all'Autorità le richieste di inserimento nell'elenco delle RIU.*

## **B2. L'enforcement come strumento per una migliore regolazione**

Ai fini del corretto funzionamento del mercato, appare necessario, tra l'altro, anche garantire il corretto rispetto delle norme, attraverso il ricorso a idonei **strumenti di enforcement**.

In questo senso il decreto legislativo n. 93/11 ha significativamente innovato il quadro preesistente, introducendo in particolare anche la possibilità per le imprese destinatarie di procedimenti sanzionatori, di presentare impegni all'Autorità utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme (articolo 45, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11). Al fine di rendere tale disposizione realmente efficace, l'Autorità ritiene opportuno estendere il termine di trenta giorni dalla notifica dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, entro cui le imprese destinatarie possono presentare impegni all'Autorità. Alla luce della sia pur breve esperienza maturata in materia di impegni, il termine di trenta giorni per la presentazione delle relative proposte risulta, infatti, troppo breve. In particolare, la brevità del termine incide sulla completezza e consistenza della proposta di impegni, impedendo, altresì, un'adeguata interlocuzione con gli uffici.

In aggiunta, l'attuale formulazione del medesimo articolo 45, comma 3, non consente l'irrogazione di una sanzione autonoma in caso di trasmissione di informazioni incomplete, inesatte o fuorvianti e di inadempimento degli impegni, in quanto prevede in questi casi un aumento (pari al doppio) della sanzione irrogata a seguito del riavvio del procedimento sanzionatorio per la violazione originariamente contestata. Pertanto, nel caso in cui il procedimento sanzionatorio riavviato dovesse chiudersi senza accertamento della violazione originariamente contestata, l'operatore non potrebbe essere sanzionato per l'inadempimento dell'impegno o le informazioni inesatte, incomplete o fuorvianti, non essendovi, di fatto, alcuna sanzione da raddoppiare. E' necessario quindi che sia assicurata la possibilità di sanzionare l'inadempimento degli impegni (o le informazioni inesatte, incomplete o fuorvianti rese nel relativo procedimento), indipendentemente dalla fondatezza, o meno, della contestazione originaria.

Alla luce di quanto sopra:

- *si ritiene opportuno prevedere un termine di 90 giorni, in luogo dei 30 attuali, per la presentazione degli impegni di cui **all'articolo 45, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11** che, peraltro, coinciderebbe con quello previsto dall'articolo 14-ter della legge n. 287/90, relativo al procedimento di accettazione degli impegni da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato;*
- *inoltre, si ritiene che il medesimo **articolo 45, comma 3**, dovrebbe prevedere che, qualora l'impresa non abbia ottemperato agli impegni assunti, ovvero nel caso in cui la decisione in materia di impegni si fondi su informazioni incomplete, inesatte o fuorvianti, l'Autorità possa irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria e riavviare il procedimento sanzionatorio.*

In aggiunta, per quanto concerne il comma 4 dell'articolo 45 decreto legislativo n. 93/11, si potrebbe specificare che le sanzioni irrogate non possono comunque superare il minore dei due valori tra il 10% del fatturato e i 2.500 euro. Tale aggiunta consentirebbe, infatti, di meglio esplicitare quanto già contenuto nella vigente

disposizione, precisando che, nei casi “marginali” in cui il 10% del fatturato sia inferiore 2.500 euro, la sanzione non potrà essere superiore al primo dei due valori (10% del fatturato). L’attuale formulazione prevede infatti da un lato che le sanzioni amministrative irrogate dall’Autorità non possono superare i 2500 euro, dall’altro che le sanzioni medesime non possono comunque superare il 10% del fatturato.

### **B3. Gestione delle controversie tra operatori e gestori di rete**

Il corretto funzionamento del mercato richiede anche che siano risolte tempestivamente, nel rispetto delle regole e del mercato, eventuali **controversie tra gli operatori e i gestori delle reti**. Alla luce dell’esperienza acquisita nella gestione delle controversie tra clienti finali e venditori, l’Autorità ritiene opportuno promuovere un’analoga disciplina relativamente alla trattazione dei reclami e la gestione delle procedure di conciliazione tra operatori e gestori della rete.

Alla luce di quanto sopra:

*appare, pertanto, opportuno **integrare l’articolo 44, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11 con la facoltà riconosciuta all’Autorità di avvalersi dell’Acquirente Unico S.p.A. ai fini della trattazione dei reclami tra operatori e gestori della rete.***

In aggiunta, l’abrogazione parziale del comma 3 del medesimo articolo 44 consentirebbe di recepire il chiarimento contenuto nel parere del Consiglio di Stato n. 3465/2012 del 3 agosto 2012, ovvero che per l’adozione di direttive per la disciplina delle **procedure di risoluzione delle controversie** (di cui ai commi 1 e 2 dell’articolo 44, decreto legislativo n. 93/11) non si applica la riserva che demanda a uno o più regolamenti la definizione dei criteri, delle condizioni, dei termini e delle modalità per l’esperimento di procedure di conciliazione o di arbitrato in contraddittorio presso le Autorità nei casi di controversie insorte tra utenti e soggetti esercenti il servizio.

Alla luce di quanto sopra:

*appare, pertanto, opportuno, con riferimento **all’articolo 44, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11, eliminare il riferimento, ivi operato, all’articolo 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95 e, in coerenza, con ciò modificare quest’ultima disposizione.***

## **C) INTERVENTI INTEGRATIVI E CORRETTIVI IN MATERIA DI GOVERNANCE**

### **C1. Revisione di alcune norme concernenti l’Autorità per l’energia elettrica ed il gas**

Le direttive europee, nel porre in capo agli Stati membri l’obbligo di affidare la funzione di regolazione energetica ad un organismo che offra le massime garanzie di essere “funzionalmente indipendente da qualsiasi altro soggetto pubblico e privato”, hanno consacrato definitivamente lo *status* e il ruolo istituzionale dell’Autorità.

Grazie all’innovativo disegno tracciato dalla legge n. 481/1995, l’Autorità italiana è stata a lungo all’avanguardia nel panorama europeo. E ancora oggi la sua azione quotidiana beneficia di una consolidata pratica di regolazione indipendente di cui sono

prive molte autorità operanti in altri Paesi europei. Ciò nonostante, negli ultimi quindici anni, una serie di interventi legislativi, spesso originati da contingenze specifiche, ha vulnerato alcune garanzie di indipendenza. Ulteriori e più recenti regole a presidio dell'indipendenza, in relazione ad esempio al principio dell'autonomia finanziaria e ai termini del mandato del collegio, inoltre, sono state fissate dalle ultime direttive europee, ma ancora non sono state recepite nell'ordinamento nazionale.

In considerazione di ciò, appare necessario apportare alcune integrazioni all'articolo 46 del decreto legislativo n. 93/11, dirette ad assicurare la piena conformità della disciplina nazionale a quella europea, in particolare al modello di regolazione indipendente imposto dalle Direttive europee del Terzo Pacchetto, che prevedono una autorità di regolamentazione *“funzionalmente indipendente da qualsiasi altro soggetto pubblico e privato”*.

Alla luce di quanto sopra:

- *si ritiene quindi opportuno, in relazione alla garanzia di decisioni indipendenti “da qualsiasi organo politico”, fermi restando “gli orientamenti di politica generale elaborati dal Governo”: **abrogare l'articolo 1, comma 14, della legge n. 239/04, che prevede il potere sostitutivo del Governo in caso di inerzia dell'Autorità nell'adozione di atti e provvedimenti di propria competenza;***
- *si dovrebbero, poi, **escludere i settori dell'energia elettrica e del gas dall'applicazione del decreto-legge 4 settembre 2002, n. 193, convertito dalla legge 28 ottobre 2002, n. 238, laddove in particolare prevede la definizione, da parte del Governo, di criteri generali integrativi per la determinazione delle tariffe dei servizi pubblici di cui alla legge n. 481/1995;***
- *si dovrebbe, poi, **abrogare l'articolo 1-quinquies, comma 5, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, che attribuisce al MSE “sentita l'Autorità” la definizione delle modalità e condizioni di importazione dell'energia elettrica in caso di insufficiente capacità di trasporto;***
- *inoltre, in relazione al requisito **dell'autonomia finanziaria**, si dovrebbe stabilire che l'Autorità tiene conto, nell'ambito del proprio ordinamento, dei principi di contenimento della spesa pubblica e demandare, quindi, ad apposito ed autonomo regolamento dell'Autorità la definizione delle modalità e dei meccanismi di controllo contabile per la loro realizzazione;*
- *infine, in relazione alle condizioni di esercizio del mandato, si dovrebbe stabilire che il mandato del Presidente e dei Componenti possa essere revocato esclusivamente per il venir meno dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge o per gravi violazioni di legge, con un procedimento analogo a quello previsto per la nomina dei componenti stessi nella legge n. 481/95, e **adeguare il termine di incompatibilità successivo alla conclusione del mandato, in armonia con la disciplina vigente per altre autorità di regolamentazione europee, con riferimento ai casi similari a quello dell'autorità di regolazione italiana, quali ad esempio quelli relativi ad autorità nazionali di Paesi europei con sistemi economici comparabili a quello italiano e con attribuzioni regolatorie multisettoriali (energia, altri servizi a rete);***

- *si segnala, infine, l'opportunità di modificare la denominazione dell'Autorità in funzione dell'avvenuta attribuzione dei compiti di regolazione e controllo nel settore dei servizi idrici (legge n. 214/2011). Conseguentemente, ogni riferimento operato dalla normativa all'Autorità per l'energia elettrica e il gas andrebbe sostituito con la nuova denominazione.*

## **C2. Efficienza energetica**

Il discorso generale sin qui svolto giustifica anche una revisione delle competenze in materia di efficienza energetica. La disciplina europea riconosce che al Governo ed al Parlamento spetta la definizione a livello nazionale degli indirizzi di politica energetica, ambientale ed industriale e la fissazione dei relativi obiettivi quantitativi e temporali. Allo stesso tempo, però, all'Autorità è riservata l'individuazione, mediante la regolazione, degli strumenti tecnici più adeguati al raggiungimento, al minimo costo, dei suddetti obiettivi ed il monitoraggio degli eventuali scostamenti.

In tal senso, il modello di *governance* del meccanismo dei titoli di efficienza energetica rappresenta, sin dall'origine, un esempio di come l'attribuzione all'Autorità delle funzioni di regolazione attuativa, di gestione e di monitoraggio del sistema abbia contribuito al conseguimento degli obiettivi definiti dal Governo e dal Parlamento a costi molto contenuti per il Paese.

In coerenza, dunque, con i canoni di *governance* europea:

*appare auspicabile delegare la regolazione complessiva ed il monitoraggio del meccanismo dei titoli di efficienza energetica in capo all'Autorità, al fine di evitare inefficienze e costi non necessari a carico dei consumatori, derivanti da un'eccessiva frammentazione dei soggetti coinvolti o dal trasferimento di funzioni da soggetti con esperienza quasi decennale nella regolazione e gestione del sistema ad altri.*

### **D) RIDEFINIZIONE DEL REGIME ATTUATIVO DELLA SEN**

Si segnala, altresì, l'esigenza di prevedere una norma espressa che disciplini il procedimento d'adozione della SEN; la SEN, infatti, viene ripetutamente richiamata nel decreto legislativo n. 93/11, ma, a seguito del *referendum* popolare abrogativo tenutosi nei giorni 12 e 13 giugno 2011 in materia di energia nucleare è venuta accidentalmente meno anche la norma legislativa ordinamentale che disciplinava specificamente tale istituto.

Al riguardo, appare quindi opportuno ridefinire il regime ordinamentale della SEN in conformità a quanto previsto dal combinato disposto di diversi principi direttivi contenuti nella legge delega. Viene qui in rilievo, per la sua portata generale, ancorché riferito al decreto di recepimento della Direttiva n. 28/2009, innanzi tutto quanto previsto dall'articolo 17, comma 1, lett. a), della legge delega, secondo cui bisogna individuare i meccanismi, anche istituzionali, idonei a "garantire il conseguimento degli obiettivi posti in capo allo Stato mediante la promozione congiunta di efficienza energetica e di utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione e il consumo di energia elettrica, calore e biocarburanti...", anche attraverso la regolazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base di specifici indirizzi del Ministero dello

sviluppo economico”. Esigenze di pianificazione strategica emergono anche in altri principi direttivi relativi specificamente al recepimento delle Direttive n. 72/2009 e n. 73/2009, come quelli contenuti nell’articolo 17, comma 3, lett. a) e b) e nell’articolo 17, comma 4, lett. a) ed e). È dunque in questo quadro che vanno ridefiniti i compiti della SEN e le relative modalità attuative in considerazione del ruolo del regolatore, quale organismo ad eminente specializzazione settoriale, in grado di trasformare gli indirizzi di politica energetica in misure concrete di regolazione nei propri settori (energia elettrica, gas, efficienza energetica e fonti rinnovabili).

Alla luce di quanto sopra:

*si propone che, ai fini della più efficace attuazione della SEN, anche in considerazione dei principi e criteri direttivi individuati dalla legge comunitaria 2009 per il recepimento delle direttive in materia di energia, l’Autorità, con propria deliberazione, sentito il MSE, adotti un piano operativo attuativo delle linee di politica energetica delineate nella SEN nei settori di propria competenza.*