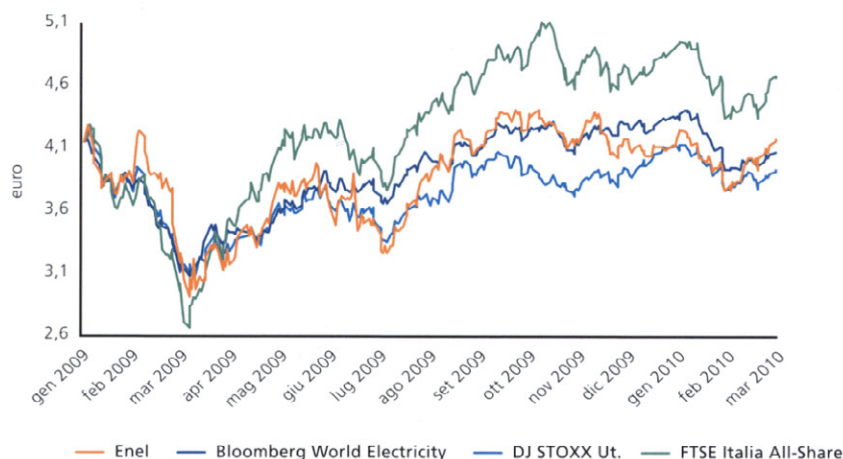


Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electricity, Dow Jones STOXX Utilities e FTSE Italia All-Share

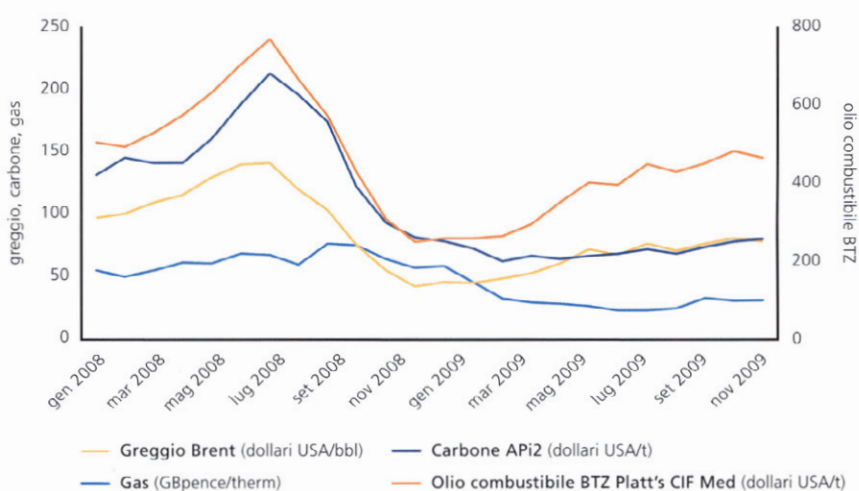


Fonte: Bloomberg

Andamento dei principali indicatori di mercato

Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti nei due esercizi di riferimento dei principali indicatori di mercato.

Prezzo combustibili



Nel 2009 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno registrato un graduale recupero dai minimi toccati sul finire del 2008. Alla base del recupero la fiducia da parte degli operatori nella ripresa dell'economia mondiale, piuttosto che l'effettivo rafforzamento dei fondamentali di mercato.

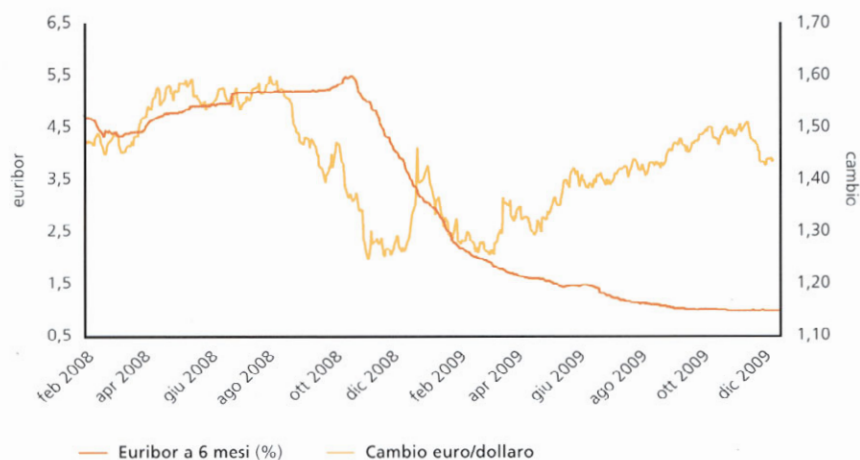
I prezzi del Brent, dopo la brusca caduta di oltre 75% avvenuta tra luglio e dicembre del 2008, hanno continuato a mantenere quotazione depresse per

tutto il primo trimestre del 2009. Solo a partire dal secondo trimestre è iniziata una lenta e faticosa ripresa che ha riportato da agosto la *commodity* sopra i 70 dollari statunitensi a barile. Rispetto all'anno precedente il prezzo medio del Brent nel 2009 ha segnato un decremento di oltre il 30%, passando da 97,7 dollari statunitensi al barile a 62,0 dollari statunitensi.

Nel corso del 2009 le quotazioni del carbone hanno registrato un andamento analogo a quello del greggio. Il prezzo del carbone Cif ARA (API2), dopo i picchi dell'estate del 2008 (224 dollari statunitensi alla tonnellata nelle prime settimane di luglio), è tornato a risalire nel secondo semestre del 2009, passando dal minimo dell'anno di 55 dollari statunitensi a tonnellata (inizio marzo 2009) a 82 dollari sul finire dell'anno. Rispetto al 2008 il prezzo medio del carbone Cif ARA nel 2009 ha registrato un decremento di oltre il 50%, passando da 147,2 dollari statunitensi alla tonnellata a 70,4 dollari statunitensi.

Il prezzo medio del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge è passato da 62,0 GBpence/therm a 32,1 GBpence/therm, registrando una diminuzione del 48%. Infine, il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha subito un decremento del 30,0%, passando da 529,3 dollari statunitensi a tonnellata nel 2008 a 370,7 dollari statunitensi nel 2009.

Mercato monetario



I mercati monetari nel 2009 e nel 2008 hanno evidenziato andamenti altalenanti, prevalentemente da addebitare alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del 2008 pari a 1,47 a una media del 2009 pari a 1,39, con un ribasso del 5,4%. Il tasso Euribor a 6 mesi, invece, è passato da una media del 4,73% nel 2008 all'1,43% nel 2009, risentendo di un significativo calo dei tassi a partire dal quarto trimestre 2008.

Andamento economico nei Paesi di riferimento

Nel 2009 l'economia internazionale è stata caratterizzata da una profonda recessione, la più grave dall'ultimo dopoguerra, iniziata a fine 2007 a seguito dello *shock* finanziario avvenuto nell'estate dello stesso anno. La recessione ha attraversato la fase più acuta nel primo semestre del 2009. Il secondo trimestre del 2009, grazie al concretizzarsi degli effetti degli interventi in tema di politica monetaria e di bilancio messi in campo dai Governi a livello mondiale, ha segnato il superamento del punto di minimo del ciclo economico e nel terzo trimestre in quasi tutte le economie è stata registrata un'inversione di tendenza.

Anche i prezzi delle *commodity* dalla seconda metà del 2009 hanno segnalato l'uscita dalla fase più acuta della crisi, registrando un recupero rispetto ai primi mesi dell'anno: il prezzo del Brent ha chiuso il 2009 a 77 dollari statunitensi per barile (a febbraio 40 dollari statunitensi per barile), tornando sui livelli del 2007. Sul fronte valutario, l'euro ha chiuso il 2009 a 1,44 euro/dollaro statunitense, grazie al recupero registrato nella seconda metà dell'anno indotto dal ritorno degli investimenti nei mercati a maggior rischio (nel secondo semestre 1,45 euro/dollaro statunitense a fronte di 1,33 nel primo semestre).

Nel 2009 il PIL mondiale ha subito una riduzione del 2,1%, contro una crescita del 2,0% registrata nel 2008.

Nel 2009 la caduta del PIL negli Stati Uniti (-2,4% nel 2009 a fronte di un +0,4% nel 2008) e nell'area euro (-4,1% nel 2009 a fronte di un +0,6% nel 2008) è stata determinata principalmente dalla diminuzione degli investimenti indotta dalla restrizione del credito e dal calo della domanda internazionale. I consumi delle famiglie, che hanno risentito della caduta degli indici di Borsa e della crescita della disoccupazione, hanno però mantenuto i livelli grazie alla tenuta del potere di acquisto, sostenuto dalla caduta dell'inflazione e dagli stimoli fiscali.

La spesa pubblica ha limitato il tracollo della domanda interna e posto le basi per la ripresa dell'economia già a partire dal 2009. A pagare le conseguenze di tali interventi è stato il debito pubblico che sia negli Stati Uniti sia nell'area euro ha registrato un sensibile aumento.

Nell'area euro la recessione ha avuto intensità diverse nei vari Paesi, legate al tipo di intervento governativo adottato e ai differenti modelli di sviluppo.

L'economia tedesca ha sofferto più degli altri Paesi del brusco arresto del commercio mondiale, mentre in Spagna la crisi del mercato immobiliare ha influito sensibilmente sulla domanda interna e sul mercato del lavoro.

In Italia nel 2009 l'economia ha attraversato un periodo di profonda crisi (PIL -5,0%), nonostante il recupero avvenuto nel terzo e quarto trimestre grazie principalmente alla stabilizzazione della domanda interna. Ad aggravare il quadro economico italiano i dati della finanza pubblica, con un disavanzo del settore statale quasi doppio rispetto al 2008.

Nel 2009 i Paesi dell'Europa orientale e la Russia (PIL -7,9%) hanno registrato una profonda recessione determinata dal crollo degli investimenti (che hanno risentito della diminuzione del flusso di capitali esteri e delle difficili condizioni di credito) e delle esportazioni.

In calo anche l'economia dei Paesi dell'America Latina (PIL -0,5%) dopo gli elevati tassi di crescita registrati negli anni precedenti (PIL 2008 +4,8%, 2007 +6,0%).

Nella seguente tabella sono evidenziati i *trend* di crescita del Prodotto Interno Lordo nei principali Paesi in cui opera Enel.

INCREMENTO ANNUO PIL IN TERMINI REALI

%		
	2009	2008
Italia	-5,0	-1,3
Spagna	-3,6	0,9
Portogallo	-2,8	-
Belgio	-3,0	1,0
Grecia	-2,0	2,0
Francia	-2,2	0,3
Bulgaria	-5,1	6,0
Romania	-7,2	7,1
Slovacchia	-4,7	6,2
Russia	-7,9	5,6
Argentina	-2,2	6,8
Brasile	-0,2	5,1
Cile	-1,7	2,9
Colombia	0,1	2,5
Messico	-6,4	1,4
Perù	1,0	9,8
Canada	-2,5	0,4
USA	-2,4	0,4

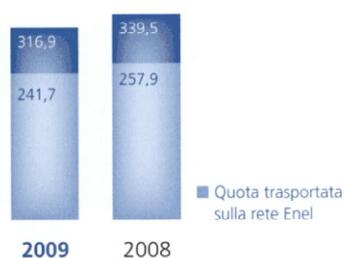
Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati Global Insight, EUROSTAT, IMF, OECD, Barclays, Credit Suisse, Morgan Stanley, Goldman Sachs, UBS, HSBC.

Italia

Il mercato dell'energia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Energia richiesta sulla rete (TWh)



Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008	
Produzione lorda:				
- termoelettrica	225.987	261.328	(35.341)	-13,5%
- idroelettrica	51.743	47.227	4.516	9,6%
- geotermoelettrica e da altre fonti	11.434	10.575	859	8,1%
Totale produzione lorda	289.164	319.130	(29.966)	-9,4%
Consumi servizi ausiliari	(11.034)	(12.065)	1.031	8,5%
Produzione netta	278.130	307.065	(28.935)	-9,4%
Importazioni nette	44.449	40.034	4.415	11,0%
Energia immessa in rete	322.579	347.099	(24.520)	-7,1%
Consumi per pompaggi	(5.727)	(7.618)	1.891	24,8%
Energia richiesta sulla rete	316.852	339.481	(22.629)	-6,7%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2009).

- > L'energia richiesta in Italia risulta in diminuzione del 6,7% rispetto ai valori registrati nel 2008, attestandosi a 316,9 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,2% nel 2008) e per il restante 14,0% dalle importazioni nette (11,8% nel 2008);
- > le importazioni nette del 2009 registrano un incremento di 4,4 TWh, in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due esercizi;
- > la produzione lorda è in calo del 9,4% (-30,0 TWh), da riferire sostanzialmente a una marcata riduzione della produzione termoelettrica (-35,3 TWh) solo parzialmente compensata dalla crescita della fonte idroelettrica (+4,5 TWh), dovuta alle favorevoli condizioni di idraulicità nel primo semestre 2009, e dalla crescita della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+0,8 TWh).

ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2009				2008			
Borsa Elettrica - PUN IPEX (€/MWh) ⁽¹⁾	63,7				87,0			
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh) ⁽²⁾								
Prezzo al lordo di imposte	17,1	16,8	16,6	16,6	16,5	17,2	17,9	18,1

(1) Fonte: Gestore dei Mercati Energetici; prezzo medio annuo.

(2) Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas e Acquirente Unico (consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente).

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2009 un decremento del 26,8% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto all'esercizio precedente. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2009 una riduzione del 4%, prevalentemente per effetto della diminuzione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento.

Il mercato del gas

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Miliardi di m³

	2009	2008	2009-2008	
Residenziale e commerciale	31,8	30,2	1,6	5,3%
Industriale	16,0	18,5	(2,5)	-13,5%
Termoelettrico	28,2	33,9	(5,7)	-16,8%
Altro ⁽¹⁾	2,1	2,3	(0,2)	-8,7%
Totale	78,1	84,9	(6,8)	-8,0%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia si attesta a 78,1 miliardi di metri cubi registrando un decremento dell'8,0%. La riduzione dei consumi per la generazione termoelettrica e per la produzione industriale è imputabile prevalentemente al rallentamento dell'economia nazionale a seguito della crisi finanziaria.

ANDAMENTO PREZZI

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2009				2008			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m ³ annui (centesimi di euro/m ³):								
Prezzo al lordo imposte	79,3	73,4	68,3	67,5	69,4	72,3	75,7	80,1

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi a confronto è diminuito del 3% con un valore che, al lordo di imposte, nel corso dell'anno ha seguito un *trend* di riduzione costante riflettendo sostanzialmente l'andamento dei prezzi medi di approvvigionamento.

Aspetti normativi e tariffari

Il pacchetto clima ed energia

Il 25 giugno 2009 sono entrate in vigore le direttive facenti parte del pacchetto clima ed energia che contiene disposizioni relative alla politica energetica europea per la lotta ai cambiamenti climatici. Il pacchetto, noto come pacchetto 20-20-20, stabilisce l'obiettivo di ridurre del 20% le emissioni di gas serra al 2020 rispetto ai livelli del 1990 e di garantire uno sviluppo delle fonti rinnovabili di energia tale da assicurare nel 2020 la copertura del 20% dei consumi energetici finali.

In particolare, la direttiva n. 2009/29 prevede la revisione del sistema di *emission trading* attraverso:

- > la definizione di *cap* di emissione a livello europeo, con conseguente eliminazione dei piani nazionali di assegnazione;
- > l'introduzione dell'asta per l'assegnazione delle quote di emissione. La medesima direttiva ha previsto una deroga integrale all'attribuzione delle quote tramite asta per i settori particolarmente esposti alla concorrenza internazionale e l'introduzione graduale di tale meccanismo per gli altri settori industriali. Per il settore termoelettrico l'asta sarà svolta già a partire dal 2013

per il 100% delle assegnazioni (con una possibile deroga per i Paesi con problematiche associate al livello di interconnessione e dipendenza da singoli combustibili fossili);

- > la limitazione della possibilità di accesso all'uso dei crediti da *clean development mechanism*.

In attuazione a quanto previsto dalla direttiva, sono in discussione in sede comunitaria i regolamenti riguardanti la gestione delle aste per l'assegnazione delle quote di emissione e i criteri di finanziamento tramite quote CO₂ di progetti dimostrativi in ambito *Carbon Capture and Storage* (CCS) e fonti rinnovabili.

La Commissione Europea, inoltre, ha approvato il 24 dicembre 2009 la lista dei settori considerati particolarmente esposti alla concorrenza internazionale (per la maggior parte appartenenti all'industria manifatturiera).

La direttiva n. 2009/28 ha fissato, per ciascuno Stato membro, obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili prevedendo:

- > la delega ai medesimi Stati per la definizione degli obiettivi settoriali;
- > l'introduzione di strumenti di cooperazione tra gli Stati membri e di *trading* delle garanzie d'origine nella loro accezione più ampia;
- > una limitata possibilità di *trading* virtuale con Paesi terzi.

Infine, la direttiva n. 2009/31 introduce misure per lo sviluppo della tecnica della cattura e sequestro dell'anidride carbonica (CCS) con:

- > valutazione di fattibilità (disponibilità di siti appropriati, fattibilità tecnica ed economica di strutture di trasporto, possibilità tecnica ed economica di installare a posteriori le strutture per la cattura della CO₂) e, nel caso in cui la stessa abbia dato esiti positivi, eventuale necessità di prevedere la creazione di spazi per installare strutture strumentali alla CCS per tutti gli impianti autorizzati dopo l'entrata in vigore della direttiva e con una capacità installata superiore ai 300 MW;
- > definizione di obblighi e responsabilità per i gestori dei depositi geologici;
- > disponibilità di meccanismi per il finanziamento di progetti dimostrativi.

Proposta di direttiva sulle emissioni inquinanti industriali

Nel corso del 2009 è proseguito l'iter di approvazione a livello comunitario della proposta di direttiva "sulle emissioni degli impianti industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)", pubblicata a dicembre del 2007 dalla Commissione Europea. Tale proposta intende riunire le disposizioni contenute in sette diverse direttive, tra cui la direttiva n. 96/61/CE, cosiddetta "IPPC", riguardante la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di alcuni agenti inquinanti originati dai grandi impianti di combustione e dall'incenerimento dei rifiuti. La proposta di direttiva intende, tra l'altro:

- > assumere, di norma, come valori limite di emissione vincolanti a partire dal 2016 quelli associati con le migliori tecnologie disponibili, descritte nei documenti guida, i cosiddetti BREFs (*Best available technologies Reference documents*), con ciò limitando sensibilmente la flessibilità lasciata agli Stati membri nel tenere conto della tecnologia impiegata, dell'ubicazione geografica degli impianti e dell'effettiva situazione ambientale locale;
- > estendere il proprio campo di applicazione agli impianti di combustione con potenza termica superiore o uguale a 20 MW, rispetto alla soglia di 50 MW termici della direttiva IPPC.

Il 10 marzo 2009 il Parlamento Europeo ha votato in seduta plenaria gli emendamenti al testo proposto dalla Commissione, mentre il 25 giugno il Consiglio Ambiente ha raggiunto un accordo politico sulla proposta di direttiva. Il testo approvato dal Consiglio (che modifica quanto proposto dalla Commissione

Europea) è stato adottato come posizione comune il 16 novembre 2009 e sarà trasmesso al Parlamento Europeo entro marzo 2010 per la seconda lettura. La votazione in seduta plenaria del Parlamento è prevista per luglio 2010.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011. L'energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico (AU), a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Per l'anno 2009, il Ministro dello Sviluppo Economico, con decreto dell'11 dicembre 2008, ha confermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera per il contratto con Atel e ha fissato per il primo trimestre 2009 un prezzo pari a 78 euro/MWh prevedendo un aggiornamento del prezzo di cessione, con l'introduzione di una metodologia di calcolo basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale). I prezzi di cessione all'AU, calcolati secondo tale criterio, sono stati per il secondo, terzo e quarto trimestre 2009 rispettivamente pari a 65,87 euro/MWh, 48,45 euro/MWh e 56,86 euro/MWh. Il 18 dicembre 2009 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che disciplina le modalità di importazione del contratto pluriennale per l'anno 2010.

Il prezzo per il primo trimestre del 2010 è stato fissato pari a 59,5 euro/MWh, sono state inoltre confermate le modalità di aggiornamento del prezzo e la riserva di capacità necessaria all'esecuzione del contratto. A differenza di quanto avvenuto in passato è stata data facoltà all'AU di non ritirare l'energia elettrica del contratto pluriennale per l'intero anno 2010 se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. Pur avendo tale facoltà, l'AU a fine anno ha confermato di voler ritirare l'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale.

Certificati verdi

L'art. 27, commi 18 e 19, della legge n. 99/09 (c.d. "Legge Sviluppo") trasferisce – a decorrere dal 2011 – l'obbligo di immissione di una quota di energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale, di cui all'art. 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99, dai soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili ai soggetti che concludono con Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo. La legge n. 166 del 20 novembre 2009 con l'art. 7, comma 2 *bis* ha successivamente prorogato tale trasferimento al 2012. Il Ministro dello Sviluppo Economico dovrà definire con apposito decreto, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge n. 99/09, le modalità attuative e gli incrementi della quota d'obbligo sulla base degli effetti del trasferimento e coerentemente con gli impegni di sviluppo delle fonti rinnovabili a livello nazionale e comunitario.

Mercato

Decreto "Tariffa sociale"

A seguito del decreto interministeriale del 28 dicembre 2007 che definisce i criteri per l'applicazione della nuova tariffa sociale per la fornitura di energia elettrica per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e per quelli che utilizzano apparecchiature elettromedicali "salvavita", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEGG), con la delibera ARG/elt n. 117/08, ha definito le modalità applicative della stessa prevedendo il riconoscimento in bolletta di una componente tariffaria

compensativa. La compensazione riconosciuta (per i clienti in stato di disagio economico da 60 euro a 135 euro per il 2008, da 58 euro a 130 euro per il 2009, da 56 euro a 124 euro per il 2010) è finanziata mediante la nuova componente tariffaria "A₅".

Per quanto riguarda la fornitura di gas naturale, dal 1° gennaio 2009, l'art. 3 del decreto legge "Anti-crisi" stabilisce l'introduzione di una compensazione della spesa per le famiglie economicamente svantaggiate. La compensazione riconosciuta è differenziata per zone climatiche, nonché parametrata al numero dei componenti della famiglia, e implica una riduzione della spesa (al netto delle imposte) indicativamente del 15%.

Con la delibera ARG/gas n. 88/09 l'AEEG ha definito le modalità applicative della stessa, prevedendo il riconoscimento in bolletta di una componente tariffaria compensativa per i clienti domestici che hanno sottoscritto direttamente un contratto di fornitura di gas naturale, mentre per quelli che usufruiscono di impianti centralizzati di riscaldamento e non hanno un contratto diretto di fornitura il *bonus* sarà erogato attraverso un bonifico intestato al beneficiario. La compensazione riconosciuta (per le famiglie fino a quattro componenti: da 25 euro a 160 euro nel 2009 e da 26 euro a 164 euro nel 2010; per le famiglie di oltre quattro componenti: da 40 euro a 230 euro nel 2009 e da 41 euro a 235 euro nel 2010) è finanziata mediante la nuova componente tariffaria "G₅".

Energia elettrica

Liberalizzazione del servizio di vendita

In esito alle aste per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 2009-2010, su un totale di 12 aree partecipanti alla gara, Enel Energia si è aggiudicata le aree del Centro-Sud già servite nel 2008 (a eccezione di Toscana, Umbria e Marche), nonché le aree del Piemonte, della Valle d'Aosta, della Liguria e della Lombardia, servite nel 2008 da un altro operatore. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle 8 aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh. Per il 2009 l'AEEG ha previsto alcune novità regolatorie a tutela del contratto di trasporto fra distributore ed esercente la salvaguardia. In particolare, ha previsto l'introduzione del principio di copertura dei crediti in capo ai distributori per possibili inadempienze del contratto di trasporto da parte dell'esercente la salvaguardia (delibera ARG/elt n. 143/08) e l'obbligo per gli aggiudicatari delle aste del servizio di salvaguardia di versare un ammontare pari almeno al 90% della somma degli importi richiesti dalle imprese distributrici nelle aree territoriali di competenza (delibera ARG/elt n. 146/08).

Con la delibera ARG/elt n. 112/09 l'AEEG ha stabilito gli obblighi informativi in capo agli esercenti la maggior tutela (e le relative tempistiche) ai fini dell'applicazione obbligatoria, a partire dal 1° aprile 2010, dei corrispettivi biorari ai clienti domestici con misuratore riprogrammato per fasce. Con successive delibere, l'AEEG ha prorogato il termine per l'applicazione dei corrispettivi biorari fino al 1° luglio 2010 (ARG/elt n. 177/09) e ha sospeso parte degli obblighi informativi per migliorare il contenuto delle comunicazioni e per tener conto di ulteriori esigenze segnalate dalle associazioni dei consumatori.

Con la delibera ARG/elt n. 188/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per l'adozione di misure volte a reintegrare i crediti inesatti, non altrimenti recuperabili, maturati dagli esercenti che hanno erogato il servizio di salvaguardia nel periodo transitorio (fino al 30 aprile 2008). L'AEEG ha inoltre pubblicato un documento di consultazione nel quale vengono proposti meccanismi di reintegrazione dei crediti maturati esclusivamente in tale periodo, al netto quindi di eventuali

extra margini conseguiti nello stesso periodo dai singoli esercenti.

Con la delibera ARG/elt n. 191/09 l'AEEG ha adottato una serie di misure volte a ridurre il rischio creditizio degli esercenti l'attività di vendita. In particolare, l'AEEG ha previsto il raddoppio dei livelli attuali del deposito cauzionale versato dai clienti serviti in maggior tutela nonché, nei casi di rientro in maggior tutela, la facoltà per gli esercenti di non erogare la fornitura fino al pagamento del credito pregresso. Con la stessa delibera l'AEEG ha, inoltre, istituito un sistema – da sviluppare nel corso del 2010 – che garantisce un indennizzo al venditore uscente in caso di mancato incasso delle ultime fatture a seguito di *switching* da parte del cliente.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere ARG/elt n. 190/08 e n. 191/08 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2009 che implicano, per il cliente domestico tipo (consumo 2.700 kWh e potenza impegnata 3 kW), una tariffa finale di circa 171,5 euro/MWh, con una riduzione del 5,1% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento, è stata fissata a 97,27 euro/MWh con una diminuzione di circa 15 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre introdotto la componente PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione relativi al 2008, posta pari a 5,25 euro/MWh, mantenendo, al contempo, la componente UC1, ridotta a 1,5 euro/MWh, a copertura del *deficit* di perequazione residuo relativo agli anni 2006 e 2007. Inoltre, al fine di accelerare il recupero dei crediti di perequazione da parte delle imprese di vendita esercenti il servizio di maggior tutela, la delibera n. 190/08 ha previsto che il corrispettivo PPE venga trattenuto da queste ultime a titolo di acconto sui pagamenti definitivi da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

Con la delibera ARG/elt n. 35/09 e n. 36/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre 2009 che implicano per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 168 euro/MWh, con una riduzione del 2% rispetto al primo trimestre 2009. In particolare, la componente PED, pari a 93,45 euro/MWh, si è ridotta di circa 3,8 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre adeguato, rispetto al trimestre precedente, la componente $DISP_{ij}$ aumentando il gettito tariffario a copertura dei costi di commercializzazione della vendita per gli esercenti la maggior tutela, ciò in considerazione delle informazioni raccolte presso gli operatori che hanno evidenziato un livello di svalutazione crediti superiore a quello riflesso in tariffa. Per il 2008, tali maggiori ricavi sono riconosciuti nell'ambito del meccanismo di compensazione previsto dalla delibera ARG/elt n. 25/08 (introdotto per colmare eventuali squilibri tra i ricavi a copertura dei costi di commercializzazione della vendita – riconosciuti *ex ante* tramite il corrispettivo RCV – e i costi effettivi). Per il 2009, invece, il riconoscimento dei maggiori ricavi avviene direttamente attraverso il corrispettivo RCV, incrementato a partire dal 1° aprile 2009 per tener conto dei maggiori oneri relativi alla svalutazione dei crediti.

Con le delibere ARG/elt n. 78/09 e n. 80/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2009 che implicano per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 166 euro/MWh, con una riduzione dell'1% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, pari a 90,5 euro/MWh, si è ridotta di circa 3 euro/MWh, mentre la componente A3 destinata a incentivare la produzione da fonti rinnovabili e assimilate, pari a circa 8 euro/MWh, si è incrementata di circa 1 euro/MWh. Con le delibere ARG/elt n. 132/09 e n. 133/09 l'AEEG ha definito le condizioni

economiche per il servizio di maggior tutela per il quarto trimestre 2009, confermando per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 166 euro/MWh. Con le delibere ARG/elt n. 205/09 e n. 211/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2010. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 162,6 euro/MWh, con una riduzione del 2,2% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, pari a 89,83 euro/MWh, è stata ridotta di 0,6 euro/MWh; la componente PPE, pari a 1,5 euro/MWh, è stata ridotta di 3,7 euro/MWh; la componente UC1, pari a 3,02 euro/MWh, è stata incrementata di 1,5 euro /MWh. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3 di 0,8 euro/MWh, fissandola a 8,9 euro/MWh, e ridotto di 0,3 euro/MWh la componente A4 per il finanziamento dei regimi tariffari speciali fissandola, a 0,73 euro/MWh.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Energetici
Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2008 sono state definite le modalità di assegnazione dell'energia CIP 6 al mercato per l'anno 2009, prevedendo un prezzo per il primo trimestre pari a 78 euro/MWh e mantenendo inalterata la formula di aggiornamento in corso d'anno. La quantità complessivamente assegnabile è scesa a 4.300 MW, di cui il 20% è destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato. I prezzi dell'energia prodotta da impianti CIP 6, aggiornati con la suddetta formula, sono stati per il secondo, terzo e quarto trimestre 2009 rispettivamente pari a 65,87 euro/MWh, 48,45 euro/MWh e 56,86 euro/MWh.

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 27 novembre 2009 che disciplina le regole per la cessione dell'energia CIP 6 per l'anno 2010 prevede una quantità assegnabile complessiva pari a 4.100 MW, di cui il 17% destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato, e un prezzo per il primo trimestre pari a 57 euro/MWh.

L'energia assegnata verrà ridotta in maniera proporzionale in caso di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 da parte dei produttori che aderiranno volontariamente ai meccanismi previsti in attuazione dell'art. 30, comma 20 della legge n. 99/09.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 93/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Energia e altre quattro imprese di vendita per accertare la violazione di una parte degli obblighi vigenti in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione ai clienti serviti sul mercato libero. La conclusione dell'istruttoria è prevista entro il 2010.

Con la delibera VIS n. 68/08 l'AEEG ha avviato un'istruttoria conoscitiva in merito a possibili anomalie nell'applicazione della disciplina del servizio di salvaguardia. L'istruttoria è dovuta, in particolare, ad alcune segnalazioni di Exergia (assegnatario delle aste per le aree del Nord per il periodo maggio-dicembre 2008) all'AEEG relative a presunte inadempienze di Enel nella trasmissione di dati anagrafici e nell'attribuzione di punti di prelievo. Con la delibera VIS n. 35/09 l'AEEG ha pubblicato le risultanze delle istruttorie che circoscrivono le anomalie verificatesi, evidenziando l'imparzialità di Enel Distribuzione nei confronti degli esercenti la salvaguardia. Attraverso le delibere VIS n. 64/09 e n. 65/09 l'AEEG ha avviato due istruttorie formali per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti rispettivamente di Enel Servizio Elettrico, per violazione degli obblighi informativi in capo agli esercenti la salvaguardia nel periodo transitorio, e di Enel Distribuzione, per violazione delle tempistiche relative allo *switching* dei clienti serviti in

salvaguardia, nonché per alcune limitate omissioni di carattere informativo.

La conclusione di entrambe le istruttorie è prevista nel 2010.

Il 2 ottobre 2008 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante (A/410) nei confronti di Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA. L'AGCM contesta alle due società del Gruppo, attive nel servizio di salvaguardia da luglio 2007 ad aprile 2008, di aver ostacolato l'ingresso di un concorrente (Exergia) su tale mercato. Secondo Exergia, le informazioni fornite dalle suddette società sarebbero risultate erranee, incomplete e in alcuni casi tardive. Allo scopo di giungere alla conclusione anticipata del procedimento le parti hanno presentato impegni consistenti in una serie di misure volte a promuovere la concorrenza nel mercato *retail* e a consentire una più efficace gestione dei clienti in regime di salvaguardia.

Il 25 giugno 2009 l'AGCM ha deliberato la pubblicazione degli impegni autorizzando il *market test*, che è stato effettuato nel luglio 2009. Il 10 dicembre 2009 l'AGCM ha chiuso il procedimento senza accertare l'infrazione e rendendo obbligatori gli impegni proposti da Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA.

Il 23 dicembre 2008 l'AGCM ha avviato un procedimento per inottemperanza (IP/49) al provvedimento PS/91 assunto il 4 settembre 2008. L'AGCM contesta a Enel Energia di aver reiterato alcune delle condotte per le quali la stessa società era stata già sanzionata nell'ambito del procedimento PS/91. In particolare, nel periodo compreso fra novembre e dicembre 2008, l'AGCM ha ricevuto segnalazioni di consumatori che contestano l'attivazione di forniture non richieste, alcune delle quali attraverso canale telefonico. Il 14 maggio 2009 l'AGCM ha chiuso il procedimento irrogando a Enel Energia una sanzione pari a 50.000 euro.

Il 22 gennaio 2009 l'AGCM ha chiuso il procedimento PS/491 senza irrogare alcuna sanzione nei confronti di Enel Energia, alla quale si contestava la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l'emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di energia elettrica non rispondenti a consumi effettivi.

Il 26 marzo 2009 il TAR Lazio ha accolto parzialmente il ricorso proposto da Enel SpA ed Enel Energia contro il provvedimento adottato dall'AGCM a conclusione del procedimento PS/91, considerando che la diffusione pubblicitaria non costituisca una pratica commerciale a sé stante, ma piuttosto risulti integrata nella più ampia pratica di commercializzazione dei prodotti di Enel Energia.

L'accoglimento parziale del ricorso ha comportato, di conseguenza, l'annullamento delle due sanzioni irrogate (ciascuna pari a 100.000 euro).

Il 27 maggio 2009 il TAR Lazio ha rimesso all'AGCM, per la ridefinizione degli importi delle sanzioni, il provvedimento PS/1554 con cui il 16 ottobre 2008 l'AGCM aveva condannato Enel Energia SpA ed Enel Servizio Elettrico SpA rispettivamente al pagamento di 225.000 euro e 210.000 euro per pratiche commerciali scorrette.

La pratica contestata consisteva nell'addebito di interessi di mora per il pagamento tardivo da parte dei clienti di bollette recapitate quando il relativo termine era già scaduto.

Gas

Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) - delibera ARG/gas n. 64/09

L'AEEG ha definito, all'interno del TIVG, il nuovo assetto delle tutele ai clienti finali nel mercato del gas naturale. Dal 1° ottobre 2010 la tutela di categoria, che prevede tra l'altro il riconoscimento di condizioni economiche di fornitura definite dall'AEEG, verrà garantita ai soli clienti domestici e a condomini con

almeno un'utenza domestica. La tutela precedentemente garantita ai restanti clienti non ancora passati al mercato libero è stata rimossa, dal 1° ottobre 2009, ai clienti non domestici con consumi maggiori di 200.000 m³/anno e sarà successivamente rimossa, entro il 1° ottobre 2010, agli altri clienti non domestici. La delibera, inoltre, modifica i criteri di definizione delle componenti di remunerazione dei costi di approvvigionamento di materia prima (CCI) e di commercializzazione al dettaglio (QVD). Pur modificando alcuni fattori della formula di aggiornamento, il valore previsto della componente CCI in seguito a tale modifica è rimasto comunque pressoché invariato. Per quanto riguarda la componente QVD, l'AEEG ha incrementato il valore da 39,4 euro a 43 euro per ogni cliente servito. Inoltre, è stata modificata la struttura della componente che da variabile, applicata sui metri cubi di gas consumati, diventa quasi completamente fissa (applicata in maniera uguale per ogni cliente indipendentemente dai volumi consumati). Tale modifica consente da un lato di riflettere meglio nella componente i costi di commercializzazione, pressoché indipendenti dal volume consumato, ma dall'altro comporta l'aumento dei costi sostenuti dai clienti con consumi minori.

Con delibera ARG/gas n. 209/09 l'AEEG ha aggiornato la componente tariffaria del servizio di trasporto (QT) per tenere conto della nuova struttura tariffaria delle tariffe di trasporto gas.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 192/08 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2009 fissando un prezzo pari a 79,33 centesimi di euro/m³.

Come disposto dall'art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, al fine di assicurare una riduzione delle tariffe in linea con la diminuzione dei prodotti petroliferi, con la stessa delibera l'AEEG ha eliminato la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura.

La soglia infatti stabiliva il rinvio dell'aggiornamento del valore della componente materia prima in caso di variazioni di questa inferiori al 2,5%. La rimozione della soglia a partire dal 1° gennaio 2009 ha determinato una riduzione della componente materia prima nel corso del primo trimestre 2009 pari all'1,9%.

Con delibera ARG/gas n. 106/09 l'AEEG ha definito il sistema di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita in conseguenza della rimozione della soglia. Dal meccanismo di compensazione sono però escluse le società di vendita o grossiste verticalmente integrate che si approvvigionano infragruppo. Enel ha presentato ricorso avverso la delibera ARG/gas n. 106/09.

Con delibera ARG/gas n. 40/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 73,41 centesimi di euro/m³, con una riduzione del 7,5% rispetto al trimestre precedente. L'aumento della componente a copertura dei costi di trasporto e stoccaggio ha parzialmente compensato la forte diminuzione della componente materia prima.

Con delibera ARG/gas n. 82/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il terzo trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 68,32 centesimi di euro/m³, con una riduzione del 7,7% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi della materia prima è stata ridotta di circa il 24%.

Con delibera ARG/gas n. 136/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il quarto trimestre 2009 definendo un prezzo

pari a 67,48 centesimi di euro/m³, con una riduzione dell'1,2% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata ridotta di circa il 6,6%.

Nel corso del 2009 si è registrata una riduzione del prezzo del gas per il cliente domestico (consumo 1.400 m³/anno) pari al 15%. La riduzione della componente materia prima è invece stata pari al 30% ed è attribuibile alla diminuzione del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi registrata tra la fine del 2008 e l'inizio del 2009.

Con delibera ARG/gas n. 207/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 69,34 centesimi di euro/m³, con un incremento del 2,8% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata del 9,6% rispetto al trimestre precedente.

Fornitore di ultima istanza

La legge n. 99/09 e il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 3 settembre 2009 trasferiscono la responsabilità per l'identificazione dei fornitori di ultima istanza all'Acquirente Unico. Con delibera ARG/gas n. 119/09 l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale. Il 17 settembre 2009 l'Acquirente Unico ha pubblicato la graduatoria, individuando Enel Energia quale fornitore di ultima istanza per l'anno termico 2009-2010 nella macro-area del Nord-Ovest Italia (Piemonte e Liguria) e Sud Italia (Lazio, Marche, Abruzzo, Basilicata, Puglia, Campania, Calabria e Sicilia).

Istruttorie e indagini conoscitive

L'8 settembre 2009 il IAR Lazio ha rigettato il ricorso di Enel Energia avverso il provvedimento AGCM PS/1874 del 3 dicembre 2008. La pratica contestata dall'AGCM consisteva nella mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e nell'emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di gas non rispondenti ai consumi effettivi e stimati in base a criteri non precisati.

Generazione ed Energy Management

Legge "Anti-crisi" n. 2/09

La legge n. 2/09 (c.d. legge "Anti-crisi") di conversione del decreto legge n. 185/08 del 29 novembre 2008 ha introdotto nuove disposizioni sul mercato elettrico all'ingrosso e sulle tariffe finali. In particolare, l'art. 3 della legge prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) adotti misure volte ad adeguare i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale all'attuale diminuzione del prezzo del petrolio e attribuisce, sempre all'AEEG, la facoltà di proporre al Governo l'adozione di meccanismi per la promozione della concorrenza nelle zone dove si verificano anomalie di mercato. Lo stesso art. 3 formula alcuni indirizzi per la possibile adozione di un nuovo sistema di definizione dei prezzi di Borsa basato sul riconoscimento al produttore del prezzo offerto da ciascun impianto, in luogo del prezzo definito dall'impianto marginale come avviene nell'attuale sistema. Ai sensi dell'art. 3, comma 8, della legge n. 2/09, il 27 febbraio 2009 l'AEEG ha inviato la segnalazione PAS n. 3/09 al Governo, nella quale propone la cessione di capacità virtuale (*Virtual Power Plant* - VPP) da parte di alcuni operatori al fine di promuovere la concorrenza nelle Regioni Sicilia e Sardegna. In particolare, per quanto concerne Enel Produzione, la segnalazione suggerisce la cessione di 1.840 MW in Sicilia e di 450 MW in Sardegna.

Coerentemente con il percorso di riforma delineato nell'art. 3 del provvedimento,

il 29 aprile 2009 il Ministro dello Sviluppo Economico ha emesso un decreto contenente le direttive e le scadenze temporali per la definizione delle nuove regole di mercato. In particolare, il decreto prevedeva che entro il 31 ottobre 2009 il Gestore dei Mercati Energetici (GME) dovesse istituire un Mercato Infragiornaliero, in luogo del Mercato dell'Aggiustamento, e adottare misure volte a promuovere lo sviluppo del Mercato a Termine dell'Energia. Il decreto stabilisce inoltre che la riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento sia attuata entro il 1° gennaio 2010 e rimanda al 1° aprile 2012 l'adozione del nuovo sistema di definizione dei prezzi nel Mercato del Giorno Prima, previe valutazioni annuali, a partire dal 2010, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico sul completamento del processo di adeguamento del mercato.

Il 30 settembre 2009 l'AEEG ha inviato al Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi dell'art. 3, comma 10 *ter* della legge n. 2/09, la segnalazione PAS n. 18/09 sul funzionamento dei mercati dell'energia, che contiene numerose proposte per il miglioramento dei mercati, tra le quali: l'emanazione di un decreto per la perfetta efficienza degli impianti; l'adozione di *Virtual Power Plant* per la Sicilia; e l'introduzione di misure volte a favorire la realizzazione, in particolare al Sud, di piccole centrali idroelettriche di pompaggio.

Con riferimento al mercato del gas naturale, l'AEEG ha proposto nel breve termine: la definizione di nuove procedure di *gas release*; l'adozione di nuovi servizi di bilanciamento; e la riduzione del numero di ambiti di gara per le nuove concessioni del servizio di distribuzione del gas.

Nel lungo termine l'AEEG ha invece proposto una serie di interventi più strutturali che prevedono il prolungamento a tempo indeterminato dei tetti *antitrust* delle importazioni, da ridurre progressivamente fino a un valore corrispondente al 50% dei consumi nazionali di gas su base annua.

Con le delibere ARG/elt n. 138/09 e n. 142/09 l'AEEG ha apportato alcune modifiche alla delibera n. 111/06 prevedendo l'introduzione di un meccanismo di mutualizzazione del rischio residuo, in capo al GME, finalizzato allo sviluppo del mercato a termine con consegna fisica (MTE). Il meccanismo prevede che, nel caso di costi connessi a crediti non recuperabili per effetto dell'insolvenza di operatori del MTE, il GME debba darne immediata comunicazione all'AEEG che successivamente definirà le modalità di recupero attraverso un apposito corrispettivo.

Legge n. 102/09

La legge n. 102/09 (c.d. legge "Anti-crisi") di conversione del decreto legge n. 78/09 del 1° luglio 2009 ha introdotto nuove disposizioni relative al mercato del gas.

In particolare, l'art. 3 della legge ha previsto l'obbligo di offerta, per chi ha immesso nell'anno termico 2007-2008 nella rete nazionale di trasporto una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale, di un quantitativo di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010 a un prezzo fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, con riferimento ai prezzi medi dei mercati europei rilevanti e alla struttura dei costi di approvvigionamento del gas sostenuti dal cedente. Lo stesso art. 3 della legge ha previsto l'introduzione da parte dell'AEEG di misure di degressività nelle tariffe di trasporto del gas, a valere dall'inizio del prossimo periodo regolatorio, e la fruizione dei servizi di stoccaggio anche ai clienti finali industriali e termoelettrici.

Ai sensi dell'art. 3, comma 1 e 2, il Ministro dello Sviluppo Economico ha avviato la procedura di "*gas release*" (DM 7 agosto 2009). Con delibera ARG/gas n. 114/09

l'AEEG ha fissato i termini e le condizioni della procedura concorrenziale per l'offerta sul mercato da parte di Eni di 5 miliardi di metri cubi di gas per l'anno termico 2009-2010 suddivisi in lotti annuali e semestrali. La procedura, cui Enel non ha partecipato, si è conclusa il 9 settembre 2009 con la vendita sul mercato di circa 1,1 miliardi di metri cubi. I prezzi di aggiudicazione sono stati pari a 20,9 centesimi di euro/m³ per i lotti annuali e a 20,2 centesimi di euro/m³ per i lotti semestrali, in linea con il valore della componente materia prima previsto nello stesso periodo e più alto di circa il 10% rispetto ai principali riferimenti europei. Ai sensi dell'art. 3, comma 3, lettere b) e c), l'AEEG ha emanato la delibera ARG/gas n. 165/09 con cui si è resa obbligatoria per le imprese di stoccaggio l'offerta, a partire dall'anno termico 2009-2010, di un servizio di bilanciamento agli utenti del trasporto.

Legge "Sviluppo" n. 99/09

L'art. 30, comma 9, prevede l'adozione da parte dell'AEEG – sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) – di misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia elettrica nella Regione Sardegna. In particolare, l'AEEG, entro 30 giorni dall'entrata in vigore della legge, deve individuare un meccanismo di mercato per l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione della rete elettrica sarda con la rete nazionale. Con la delibera ARG/elt n. 115/09 l'AEEG ha previsto la cessione di capacità virtuale nel periodo 2010-2014 per un totale rispettivamente di 225 MW per Enel e di 150 MW per E.ON, tramite la stipula di contratti differenziali (a una/due vie a scelta del produttore) riferiti al PUN. L'asta per l'assegnazione dei *Virtual Power Plant* (VPP), che prevedeva un prezzo minimo di assegnazione definito da Enel, si è svolta il 15 ottobre 2009 e si è conclusa con l'assegnazione dell'intera capacità oggetto della cessione.

L'art. 30, comma 6, prevede la revisione entro un anno da parte del Governo dei tetti *antitrust* per le attività di importazione e vendita sul mercato finale del gas naturale, la cui scadenza è attualmente fissata al 2010.

L'art. 30, comma 15, attribuisce al MSE la definizione del costo evitato del combustibile (CEC), su proposta dell'AEEG, con cadenza trimestrale e a decorrere dal 2009. Il 24 settembre 2009, con segnalazione PAS n. 16/09, l'AEEG ha quindi inviato al MSE la sua proposta per la definizione dei valori di acconto del CEC per il quarto trimestre 2009; in data 30 settembre 2009 il MSE ha emanato il decreto per la loro definizione.

L'art. 30, comma 20, prevede che entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge, l'AEEG proponga al MSE meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6. Sulla base delle proposte dell'AEEG inviate al MSE con segnalazione PAS n. 22/09, il 2 dicembre 2009 il MSE ha emanato un decreto contenente:

- > la possibilità di risoluzione delle convenzioni CIP 6 su base volontaria solo per specifiche categorie di impianti alimentati da fonti assimilate;
- > il riconoscimento di un indennizzo, in cambio della risoluzione della convenzione CIP 6, inferiore all'ammontare corrispondente alla convenzione stessa e calcolato in base al tipo di impianto e alla durata delle convenzioni, da definirsi con successivo decreto del MSE.

"Mercato per il Servizio di Dispacciamento" (MSD)

A fine 2008, l'AEEG ha introdotto per il 2009 alcune modifiche alla disciplina per il servizio di dispacciamento.

Con la delibera ARG/elt n. 203/08 l'AEEG ha eliminato la possibilità per Terna