

PREMESSA

La presente relazione è formulata ai sensi dell'articolo 28, comma 2 della Legge 23 luglio 2009, n. 99 recante *"Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"*, pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 176 del 31 luglio 2009, che recita:

All'articolo 1, comma 3, della Legge 23 agosto 2004, n. 239, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: "L'Autorità per l'energia elettrica e il gas riferisce, anche in relazione alle lettere c) ed i) del comma 3, entro il 30 gennaio di ogni anno alle Commissioni parlamentari competenti sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Le citate lettere c) ed i) del comma 3 della Legge 23 agosto 2004, n. 239 fanno riferimento rispettivamente alla necessità di:

- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;*
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate.*

Nella redazione della presente relazione, ove opportuno, si è fatto riferimento (per aspetti di funzionamento dei mercati, problematiche e proposte relative) al testo della recente segnalazione 30 settembre 2009 al Ministro dello sviluppo economico, a sua volta formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, ove previsto che: *"A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello sviluppo economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica [...]"*.

Tale segnalazione, del 30 settembre 2009, di cui si riconferma rilevanza ed attualità, è disponibile sul sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it), così come altra documentazione od informazione via via citata nel testo a seguire, utile per eventuali approfondimenti.

STATO DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE

SCENARIO INTERNAZIONALE

I mercati energetici stanno ancora subendo pesanti riflessi della crisi internazionale esplosa nel 2008 e di cui pure il settore energetico è stato un'importante concausa.

Infatti, negli Stati Uniti la crisi è emersa negli ultimi mesi del 2008, anche in conseguenza del rilevante impatto degli incrementi del prezzo dei prodotti petroliferi sul reddito disponibile delle classi meno abbienti; ciò ha influito anche sulla capacità di onorare i debiti contratti (mutui *subprime*) innescando problemi finanziari di eccezionale portata che hanno messo a nudo tutte le fragilità del sistema economico finanziario e non hanno risparmiato alcun continente.

L'interdipendenza economica e industriale globale, unita a modelli finanziari e ai quadri normativi e regolatori relativi, dimostratisi non in grado di prevenire il dispiegarsi della crisi, ha contribuito a rendere velocissima la sua diffusione e penetrazione nelle strutture più profonde dell'economia mondiale.

Colpiscono, nell'osservare le cause della crisi, le analogie tra il settore finanziario e quello degli idrocarburi. In entrambi, infatti, si riscontra una simile assenza o inadeguatezza dei sistemi di regolazione, di monitoraggio, di controllo e di intervento da parte delle Istituzioni. Quanto avvenuto tra il 2008 e il 2009 ha reso di assoluta evidenza la pericolosità di prodotti (specie finanziari), transazioni, rapporti commerciali, meccanismi di scambio non trasparenti e non affidati a "mercati veri", mercati, cioè, in cui mantenga un peso consistente ed adeguato lo scambio di beni reali, rispetto alla loro astrazione finanziaria; mercati che siano adeguatamente regolati e monitorati; che non siano caratterizzati da opacità, cartelli o speculazioni, persistenti ad esempio nel settore petrolifero.

Al contempo, la stessa "esperienza crisi" ha evidenziato come alcune politiche economiche, sociali, energetiche e di tutela ambientale necessitano, a livello globale, di più efficaci meccanismi di *governance* o quanto meno di più efficiente coordinamento.

Il prezzo del petrolio, dopo i picchi del luglio 2008, ancora nei primi mesi del 2009 oscillava intorno ai 45 dollari a barile; successivamente, in parallelo con i primi segnali di recupero sullo scenario internazionale, il prezzo, dopo aver ripreso un percorso di risalita, si è stabilizzato da circa 3 mesi tra i 70 e gli 80 dollari al barile. I prezzi sembrano reggersi dunque su un equilibrio nuovo, ma ancora bisognoso di iniziative, anche a valenza internazionale, mirate a renderlo meno incerto, più trasparente, più prevedibile, meno esposto alla speculazione, meno sfavorevole per i consumatori e per gli investimenti.

Proprio per offrire un seppur parziale contributo alla ricerca di una qualche certezza sui prezzi del petrolio e promuovere un contenimento della loro volatilità, l'Autorità, in accordo con il Ministero dello Sviluppo Economico, sta tentando di elaborare una proposta per promuovere una Borsa europea del petrolio, che contrasti le permanenti incertezze che si riflettono pesantemente anche su nuovi possibili investimenti settoriali; questi rimangono comunque indispensabili anche per potenziare ed ammodernare le infrastrutture, per

rendere i mercati più concorrenziali ed affidabili, per offrire servizi più competitivi in termini di qualità e prezzi.

I mercati internazionali di tutte le fonti di energia hanno risentito pesantemente sia della fase di picco dei prezzi del petrolio, sia della successiva crisi. Persino il mercato del carbone ha visto triplicare i prezzi tra gennaio 2007 e luglio 2008, per poi ritornare sostanzialmente sui livelli precedenti.

Per quanto riguarda l'energia elettrica l'impatto è stato differenziato in funzione del *mix* delle fonti primarie dei singoli Paesi. Schematicamente: dove è superiore il peso delle fonti ad alti costi fissi e bassi costi variabili (nucleare, fonti rinnovabili e carbone), le variazioni dei prezzi sono state più contenute rispetto ai Paesi dove gli idrocarburi contribuiscono in misura significativa alla produzione elettrica.

Per il gas naturale, agli effetti del picco petrolifero e della successiva crisi si sono sommati anche quelli connessi agli assetti contrattuali (molto diversi nel Nord America da quelli europei) e alla forte crescita della produzione di gas naturale non convenzionale negli Stati Uniti (produzione da scisti, da sabbie compatte e da gas associato ai livelli di carbone, che, già nel 2008, hanno superato la metà della domanda totale di gas in quel paese, superando i 300 Gm³)

Fino al picco del luglio 2008 i prezzi del gas hanno seguito quelli del petrolio, sia pure con una sfasatura temporale, più evidente in Europa. Con il crollo dei prezzi del petrolio tale sfasatura (connessa principalmente alla struttura dei contratti di lungo termine stipulati con i Paesi produttori) ha creato in Europa per alcuni mesi una situazione di estrema anomalia. Il prezzo del gas, infatti, era superiore anche di tre volte rispetto a quello degli oli combustibili, pur a parità di potere energetico di questi idrocarburi. Tale situazione è progressivamente rientrata nel corso della primavera del 2009 fino alla situazione attuale che vede i prezzi del metano collocati a valori pari a circa 2/3 di quelli degli oli combustibili.

Negli Stati Uniti i prezzi del gas hanno invece seguito più fedelmente la discesa dei prezzi petroliferi. In seguito, al contrario, la forte crescita dell'offerta di gas non convenzionale, unita al contenimento della domanda per effetto della crisi economica, ha impedito che i prezzi continuassero a seguire quelli petroliferi nella più recente fase di risalita. L'effetto complessivo è stato quello di annullare sostanzialmente le importazioni di GNL (Gas Naturale Liquefatto) e di contribuire a creare in Europa una situazione contingente di eccesso di offerta che ha determinato una forte differenziazione tra i *prezzi spot*, molto bassi, ed i prezzi dei contratti di lungo termine, ancorati in gran parte a panieri di prodotti petroliferi e spesso soggetti a clausole di *take or pay*.

La crisi ha infine certamente influito anche sul sostanziale insuccesso dei tentativi di pervenire ad un accordo mondiale sulla limitazione delle emissioni di gas serra. Anche in questo caso appare necessario ricercare nuovi modelli, maggiormente basati su strumenti di mercato, che attribuiscono un valore ai beni e servizi prodotti con basse emissioni di gas serra a prescindere dal Paese in cui essi vengono realizzati. Ciò consentirebbe di superare i problemi legati ai processi di delocalizzazione produttiva verso i Paesi che non adottano politiche di contenimento delle emissioni e di rispettare il diritto dei Paesi in via di sviluppo a non veder penalizzata la crescita dei consumi interni.

SCENARIO EUROPEO

Un'attenta analisi dello scenario europeo, con riferimento ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, è fornita dal rapporto aggiornato al 2009 sullo Stato della liberalizzazione e della implementazione del quadro energetico regolatorio nell'Unione Europea redatto da CEER/ERGEG (il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia, di cui pure l'Autorità italiana fa parte).

Secondo i Regolatori europei i mercati nazionali all'ingrosso dell'energia elettrica sono ancora altamente concentrati: nei mercati elettrici all'ingrosso continuano ad osservarsi significative differenze nei *prezzi spot* tra le diverse aree, come ad esempio il prezzo che si realizza nell'area *Nordic* (Sistema di prezzo *Nord Pool Spot*) e nell'area tedesca (*EEX – Phelix base day ahead*). Tali differenze appaiono dovute sia alla differente composizione del *mix* dei combustibili sia ad indisponibilità infrastrutturali che hanno portato al *market splitting*. Invece mercati più integrati come Francia-Belgio-Olanda hanno sperimentato positivamente il *price coupling*.

Il rimedio più efficace, individuato per superare tale concentrazione e per conseguire una maggiore convergenza di prezzi, è l'integrazione dei mercati, perseguibile attraverso l'aumento delle interconnessioni e da una più estesa applicazione del *market coupling*.

Nel mercato all'ingrosso del gas naturale i regolatori europei registrano due fenomeni:

- da un lato, i mercati nazionali all'ingrosso risultano essere ancora altamente concentrati;
- dall'altro, l'andamento dei prezzi del gas ha creato una situazione difficile per molti importatori, dal momento che il prezzo del gas naturale sul *mercato a pronti* è stato molto inferiore a quello del gas importato in base a contratti di lungo termine, legati al prezzo del petrolio. L'andamento per i prezzi del gas a breve termine potrebbe peraltro sostenere lo sviluppo di scambi più liquidi nei prossimi anni.

La liquidità degli scambi è considerata la *conditio sine qua non* perché i mercati funzionino in modo efficiente. Tuttavia gli attuali meccanismi regolatori di trasporto costituiscono, a causa delle loro rigidità, un ostacolo alla liquidità degli scambi in Europa: soprattutto l'accesso alla capacità di trasporto nel breve termine su basi certe sembra essere l'elemento chiave che stenta a funzionare adeguatamente.

Per quanto riguarda la sicurezza degli approvvigionamenti e le infrastrutture, nel settore elettrico i regolatori europei temono che la crisi finanziaria possa rallentare i necessari investimenti previsti in infrastrutture, per due fattori principali: i costi per finanziare questi progetti potrebbero aumentare e le previsioni della domanda di energia sono diventate più incerte. Si sottolinea, quindi, l'importanza dello sviluppo degli investimenti in reti sia per l'integrazione delle fonti rinnovabili sia per accrescere le integrazioni dei mercati nazionali.

Nel settore del gas naturale i Regolatori sottolineano che col crescere della dipendenza europea dalle importazioni, aumentano anche i rischi legati alle forniture: la crisi del gas dell'inverno 2008-2009 ha mostrato che il taglio di circa il 30% delle importazioni verso

L'UE ha avuto effetti immediati in quasi tutti i Paesi europei. Le sospensioni di fornitura di gas, mai verificatesi prima in Europa, sono diventate invece una variabile realistica con cui dover fare i conti, dimostrando in toto le debolezze dei sistemi di approvvigionamento gas dei Paesi UE.

I rischi di sospensione di fornitura del gas evidenziano l'importanza della flessibilità e la necessità di: maggiori investimenti in stoccaggi; diversificazione con GNL; attrezzature tecniche per invertire i flussi e le interconnessioni tra Stati Membri e non.

Secondo i Regolatori europei, la crisi del gas ha dimostrato che gli attuali standard di sicurezza degli approvvigionamenti e i piani di emergenza non sono sufficientemente precisi ed efficaci, evidenziando anche la necessità di maggiore coordinamento europeo ed internazionale. La crisi del gas ha messo in risalto, inoltre, la necessità di concentrarsi non solo sulla diversificazione dei Paesi fornitori ma anche sulla diversificazione delle rotte o dei mezzi di trasporto.

Infine, riguardo l'*unbundling* delle infrastrutture a rete, i regolatori europei ricordano come i risultati di un'istruttoria di settore della Commissione Europea abbiano identificato nell'integrazione verticale, specialmente tra le attività di approvvigionamento e di rete, una delle cause principali per il fallimento del funzionamento del mercato. Essi attribuiscono quindi significativa rilevanza agli accordi *anti-trust* conclusi dalla Commissione con società verticalmente integrate con conseguenti impegni per importanti rimedi strutturali che avranno, tra gli altri effetti positivi, quelli della separazione della rete dalle attività di fornitura.

In Europa, l'evento più significativo del 2009 è stato, per i mercati energetici, il cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia*, formalmente adottato dal Consiglio e dal Parlamento europei il 13 luglio 2009. Esso si compone di due Direttive e tre Regolamenti: la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica; la Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale; il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i Regolatori nazionali dell'energia, il Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e il Regolamento 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Il *corpus* normativo, molto complesso, presenta cinque principali linee di intervento.

- La prima opera in materia di *unbundling*, istituto necessario per rimuovere gli ostacoli agli investimenti nelle infrastrutture di rete e risolvere i conflitti di interesse con riguardo alle compagnie verticalmente integrate. Sono rimesse ai Paesi membri tre possibili opzioni di implementazione, valide sia per il settore elettrico che per quello gas: la separazione proprietaria (*ownership unbundling*), considerata la soluzione più efficace dalla Commissione e dai Regolatori, l'istituzione di un Gestore di sistema indipendente (ISO), soluzione già negativamente sperimentata e già superata nel settore elettrico italiano, e l'istituzione di un Gestore di trasmissione indipendente (ITO).

- La seconda linea di intervento prevede un generale rafforzamento e un'armonizzazione, in termini di indipendenza, competenze e poteri, delle varie Autorità di regolazione nazionali.
- La terza comporta l'istituzione di una Agenzia europea per la cooperazione dei Regolatori dell'energia (ACER) con l'obiettivo primario di armonizzare la regolazione a livello transfrontaliero e di rimuovere conseguentemente uno dei principali ostacoli all'integrazione dei mercati nazionali ed alla creazione di un mercato europeo integrato.
- La quarta linea di intervento opera in materia di Codici di rete europei per la disciplina delle interconnessioni. E' prevista l'istituzione di ENTSO (*European Network Transmission System Operators*) sia per il settore gas che per quello elettrico, tra i cui compiti primari, oltre a quello generale di garantire la gestione delle reti europee in sicurezza, vi è quello di definire sia dei Codici di rete sia un piano decennale di investimenti.
- Da ultimo, la quinta linea di intervento comporta un generale rafforzamento delle tutele per i consumatori.

Il *Terzo Pacchetto Energia*, costituito in parte da disposizioni già direttamente applicabili e in parte da previsioni che dovranno essere implementate dai Legislatori nazionali, coinvolge profondamente le Autorità nazionali, che saranno impegnate tra l'altro in attività di coordinamento, monitoraggio e supporto consultivo. In esito al *Terzo Pacchetto Energia* le Autorità sono chiamate a svolgere un ruolo primario sulle problematiche sia di natura ambientale che di sicurezza degli approvvigionamenti ed a creare, attraverso una regolazione condivisa, forte e stabile, le condizioni affinché, una volta superata la crisi economica, i mercati possano riprendere a dispiegare al massimo le proprie potenzialità, prevenendo ed evitando gli errori e le criticità del passato.

SCENARIO NAZIONALE

Lo scenario nazionale risulta ancora fortemente caratterizzato ed influenzato dalla grave crisi ricordata. Dopo i segnali di ripresa che si sono registrati nel secondo semestre del 2009, appare necessario mettere in sicurezza il recupero avviato, attraverso percorsi affidabili e sostenibili, anche nella dinamica, fortemente interconnessa, del contesto europeo ed internazionale. In questo recupero il settore energia è chiamato a svolgere un ruolo di rilievo. D'altra parte, fin dal manifestarsi della crisi, questo comparto ha già evidenziato una "tenuta" superiore a quella di altri settori. Gli andamenti economico-finanziari delle aziende regolate dei comparti elettricità e gas hanno dimostrato una stabilità sconosciuta in altri contesti, mentre la qualità tecnico-commerciale dei servizi regolati non solo non è arretrata, ma ha mantenuto una progressione in positivo. Ora, le aziende operanti nel campo dell'elettricità e del gas stanno seguendo un *trend* di recupero e sviluppo (specie infrastrutturale) migliore di altri ambiti economico-industriali nazionali. È, questo, un modello che può essere replicato anche in altri settori ad alta intensità infrastrutturale ed per altri servizi a rete.

Nell'energia, il *trend*, per quanto positivo, va comunque sostenuto, anche con ulteriori interventi che consentano di perseguire: un *mix* di coperture meno petrolio-dipendente e più competitivo; mercati ed utilizzi energetici sempre più efficienti; più avanzate adeguatezza e sicurezza infrastrutturali; un contenimento degli oneri fiscali o parafiscali (quali gli *oneri di sistema* elettrico) a carico dei consumatori; un continuo miglioramento, quindi, dell'economicità e della qualità dei servizi elettricità e gas.

Analizzando l'organizzazione ed il funzionamento dei mercati, con particolare riferimento ai profili della loro concorrenzialità ed efficienza, si registrano ancora forti ed importanti asimmetrie tra il settore elettrico, che sicuramente vive una fase più avanzata, e quello del gas, il cui assetto competitivo non risulta ancora sufficientemente sviluppato e che ancora richiede importanti interventi infrastrutturali, di liberalizzazione e regolazione procompetitivi.

In tale direzione, rilevanti disposizioni di riforma sono state previste dalla più recente normativa primaria di riferimento; esse impegneranno la stessa Autorità nelle conseguenti e necessarie attività di implementazione.

MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

MERCATO ALL'INGROSSO

Nel settore della generazione elettrica esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, è ridotto a meno del 30% del totale della produzione. Tuttavia in alcune zone geografiche del Paese e per alcuni servizi di dispacciamento (riserva di potenza, bilanciamento etc.), il mercato all'ingrosso è ancora lontano da quello proprio di mercati concorrenziali.

In particolare, in alcune delle zone geografiche si riscontra un livello di competizione piuttosto scarso, dovuto principalmente ad insufficienze di tipo infrastrutturale. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone Sicilia e Sardegna (Isole), dovute principalmente alla inadeguatezza delle interconnessioni tra il sistema elettrico delle Isole e quello dell'Italia peninsulare (Continente).

L'andamento dei *prezzi zonali* di vendita nel *mercato del giorno prima* (MGP) dal 2005 al 2009 testimonia tali differenze strutturali. Infatti, l'analisi dei dati rivela - dal 2005 al 2008 - una crescita sostenuta dei prezzi in tutte le zone ma con un *trend* assai più marcato in Sicilia (+91% in Sicilia rispetto ad un incremento compreso fra il 44% e il 52% nelle altre zone); il 2009 registra un brusco calo dei prezzi ma in misura nettamente inferiore in Sardegna rispetto alle altre zone (-11% in Sardegna rispetto ad una diminuzione compresa fra il 26% e il 32% nelle altre zone). L'andamento degli ultimi anni sembra così consolidare il divario fra i prezzi nelle Isole e nel Continente. Assumendo a riferimento i livelli dei prezzi del 2005, nel 2009 i prezzi nel Continente sono aumentati - a seconda della zona - fra lo zero e il 5% mentre i prezzi in Sicilia e Sardegna sono aumentati rispettivamente del 40% e del 36%.

Particolarmente critica è la situazione del *mercato dei servizi di dispacciamento* (MSD), mercato nel quale il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona delle risorse necessarie per assicurare l'esercizio in sicurezza del sistema, che per sua natura è caratterizzato da una struttura dell'offerta più concentrata di quella propria del mercato all'ingrosso propriamente detto. Al MSD, infatti, possono partecipare solo gli impianti di produzione che, per le loro dimensioni e per le loro prestazioni tecniche, possono essere efficacemente ed efficientemente chiamati da Terna a eseguire le azioni che di volta in volta si rendono necessarie per mantenere, in sicurezza, l'equilibrio tra immissioni e prelievi.

Di grande rilevanza appaiono le novità introdotte dall'art. 3, comma 10, del Decreto Legge n. 185/08 (c.d. "D.L. Anticrisi"), convertito nella Legge n. 2/09, che contiene le indicazioni per una riforma organica del mercato elettrico. Le principali novità della riforma, la cui implementazione è rimessa a decreti attuativi ed a provvedimenti dell'Autorità, consistono nella istituzione di un nuovo *mercato infragiornaliero* dell'energia, al posto dell'attuale *mercato di aggiustamento*, nella riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, nella nuova disciplina degli impianti essenziali e, in prospettiva, nel superamento del criterio dell'offerta marginale per la determinazione dei prezzi.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha provveduto a dare attuazione alla riforma prevista dalla Legge 28 gennaio 2009, n. 2, mentre l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 52/09 ha introdotto la nuova disciplina degli *impianti essenziali* (ovvero gli impianti nella disponibilità di un medesimo produttore ed in assenza dei quali Terna non riesce a garantire il soddisfacimento della domanda in sicurezza). Questa nuova disciplina degli impianti essenziali, i cui effetti dovrebbero manifestarsi già a partire dall'anno in corso, consente di risolvere gran parte delle criticità derivanti dall'elevatissima concentrazione dell'offerta propria del MSD.

La nuova disciplina adottata dall'Autorità introduce meccanismi volti ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori, prevenendo, tra l'altro, anche la possibilità per i produttori stessi di scegliere tra diverse forme di regolazione.

Di fatto la quasi totalità dei produttori interessati dalla disciplina degli impianti essenziali ha scelto la forma di regolazione che prevede la contrattualizzazione da parte di Terna a condizioni stabilite dall'Autorità (con riferimento ai costi che caratterizzano un impianto termoelettrico turbogas) della capacità produttiva essenziale nella loro disponibilità. L'adesione dei principali operatori ha consentito a Terna di contrattualizzare circa 1900 MW di riserva di *potenza a salire* e poco meno di 500 MW di riserva di *potenza a scendere* con differenti profili orari di impegno.

Un ulteriore miglioramento per l'efficienza del MSD dovrebbe prodursi, a partire dall'anno in corso, con la riforma del mercato che Terna sta implementando nel rispetto dei principi delineati nel Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, che dà attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 3, comma 10, lettera d), del Decreto Legge n. 185/08 convertito nella Legge n. 2/09.

Con riferimento al mercato all'ingrosso propriamente detto, le situazioni più critiche si registrano, come accennato in precedenza, nelle zone Sicilia e Sardegna.

Le situazioni di Sicilia e Sardegna destano particolare preoccupazione in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia) entrambi dotati di un notevole potere di mercato unilaterale. Esso è misurato dalla indispensabilità (cosiddetta *pivotalità*) della capacità produttiva riferibile ad un medesimo operatore (o raggruppamento di operatori) ai fini del soddisfacimento del fabbisogno di energia e di riserva di potenza (necessaria a Terna per garantire la sicurezza del sistema).

In ambo i casi, il quadro peggiora drasticamente se si considera l'indispensabilità di detti operatori nel soddisfare il fabbisogno complessivo di potenza (ovvero la somma del fabbisogno di energia e del fabbisogno di riserva di potenza) così da tenere in considerazione il potere di mercato unilaterale esercitabile anche in MSD. La situazione del mercato all'ingrosso è ancora più critica se si considera il rischio di collusione – anche tacita – fra i diversi produttori, stante l'estrema facilità, in mercati geograficamente così ristretti e con un'interazione continua, di verificare le reciproche strategie.

Del resto, le Isole, come già evidenziato, sono strutturalmente caratterizzate da livelli di prezzo sensibilmente superiori a quelli delle altre aree del Paese. Dette differenze nei livelli dei prezzi non sono riconducibili interamente a differenze nella struttura di costo del ri-

spettivo parco produttivo quanto, piuttosto, al potere di mercato unilaterale di cui godono i produttori in Sardegna e Sicilia, come evidenziato dagli esiti dell'istruttoria conoscitiva, avviata dall'Autorità con la deliberazione VIS 3/09, volta a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica in Sicilia e nelle zone ad essa interconnesse, nel periodo compreso tra novembre 2008 e gennaio 2009.

Con riferimento alla Sicilia, gli esiti dell'istruttoria hanno altresì evidenziato come detto potere di mercato trovi la sua ragione anche e soprattutto nella preoccupante criticità del sistema elettrico dell'isola in termini di adeguatezza; nel periodo oggetto di indagine, non è trascurabile la frequenza relativa dei casi in cui la Sicilia si è trovata in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE).

Queste situazioni di criticità sono chiaramente condizionate dal basso grado di interconnessione tra le Isole e il continente. La piena entrata in operatività del SAPEI – la nuova infrastruttura di collegamento tra la Sardegna e il Lazio – attesa progressivamente in esercizio fra l'anno in corso e il 2012 – dovrebbe migliorare la concorrenza in Sardegna. Assumendo a riferimento i livelli di capacità di interconnessione del 2009, la capacità di importazione dal Continente aumenterà di 120 MW nell'anno in corso e di 500 MW entro il 2012 mentre la capacità di esportazione verso il Continente aumenterà di 150 MW nell'anno in corso e di 800 MW nel 2011. Ancora più critica appare la situazione in Sicilia a causa dei tempi per la realizzazione delle necessarie infrastrutture di collegamento con la Calabria: l'entrata in operatività è infatti prevista solo dopo l'anno 2012 (i lavori sono comunque già stati avviati); l'incremento di capacità dovrebbe essere estremamente rilevante: +1000 MW di capacità di importazione dal Continente e +900 MW di capacità di esportazione verso il Continente. Queste problematiche relative alla sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica hanno portato, nel corso degli anni, non solo a fenomeni di temporanei black out ma anche a forti oscillazioni del prezzo dell'energia elettrica.

Per tutte queste ragioni (esigenze di sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale sulle isole maggiori), il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legge 22 gennaio 2010, n. 3. Le ragioni d'urgenza poste alla base del Decreto-Legge traggono fondamento dall'aggravarsi delle criticità segnalate sia a causa dei ritardi nella messa in esercizio delle infrastrutture di rete programmate sia per la riduzione dei margini di riserva, intesi come differenza, in alcune ore particolarmente critiche, tra disponibilità di produzione o importazione di energia elettrica sull'Isola (offerta) e fabbisogno di energia (domanda).

Terna, tramite una comunicazione inviata al Ministero dello Sviluppo Economico ed all'Autorità per l'energia individua:

a) in Sicilia, margini di esercizio molto ridotti a causa:

- dell'andamento del fabbisogno di potenza in aumento;
- della capacità produttiva installata sostanzialmente invariata;
- del tasso di indisponibilità per accidentalità di produzione superiori alla media;
- degli interventi di manutenzioni straordinari e di lunga durata dei gruppi di produzione di grande taglia;

b) in Sardegna, condizioni di esercizio critiche che possono compromettere la sicurezza e la continuità del servizio elettrico a causa:

- dei sistemi di difesa che si basano sulla capacità di interrompere il carico senza preavviso a fronte di eventi rilevanti legati alla perdita di capacità di produzione (scatto dei gruppi di produzione); essi risultano essere di grande taglia e di affidabilità molto più limitata rispetto a quella statistica;
- delle limitazioni e vincoli di immissione in rete;
- dei margini di esercizio particolarmente esigui.

Per fronteggiare le suddette situazioni di rischio, il Decreto-Legge prevede l'istituzione di un nuovo servizio volto a garantire, con la massima disponibilità, affidabilità e continuità, la possibilità di riduzione istantanea dei prelievi dalla rete, operata da soggetti titolari di centri di consumo, da attuare secondo le istruzioni impartite da Terna.

MERCATI A TERMINE

Lo sviluppo dei mercati regolamentati a termine è uno degli obiettivi della Legge n. 2/09; ed anche per tale finalità il GME sta completando una modifica della propria disciplina, prevedendo l'allungamento dell'orizzonte temporale dei prodotti a termine negoziabili nel mercato a termine fisico (MTE), come disposto dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, in attuazione delle disposizioni di Legge.

Con riguardo alla liquidità dei mercati, si deve sottolineare che, a fronte di un *mercato spot* caratterizzato da un'estrema liquidità, i *mercati a termine*, soprattutto quelli regolamentati, sono ancor oggi, a più di 5 anni dall'avvio della Borsa dell'energia, caratterizzati da una bassa liquidità. Un certo grado di liquidità si sta sviluppando solo nelle transazioni negoziate su piattaforme non regolamentate (OTC) e, comunque, per prodotti con orizzonti temporali raramente superiori all'anno. Ciò rappresenta un elemento di forte criticità, in considerazione dell'impossibilità per i consumatori di disporre di informazioni adeguate nel mercato dei contratti bilaterali.

Lo sviluppo di mercati a termine è stato del resto a lungo caldeggiato dall'Autorità che, tra l'altro, ha sottolineato nel documento di consultazione DCO 27/08 come, al fine di promuovere gli investimenti in impianti caratterizzati da elevati costi fissi, sia opportuno abbinare allo sviluppo dei mercati a termine misure innovative volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.

Lo sviluppo di mercati a termine di lungo periodo è, infatti, un elemento fondamentale per aumentare la contendibilità e quindi la concorrenza nel mercato all'ingrosso, in quanto tali mercati consentirebbero di fornire sia segnali di prezzo che possibilità di copertura ai nuovi entranti rispetto ai rischi delle future evoluzioni del mercato spot.

Al tempo stesso, si deve considerare che gli investimenti in impianti di generazione caratterizzati da elevati costi fissi e bassi costi variabili (ovvero gli impianti di base, quali quelli con generazione di energia elettrica da fonte nucleare, da carbone "pulito", da carbone con

tecnologie avanzate di recupero dei gas serra, o da alcune fonti rinnovabili) sono particolarmente esposti al rischio che i prezzi che si realizzeranno nel mercato all'ingrosso nel futuro non siano sufficientemente maggiori dei costi variabili da consentire di remunerare adeguatamente i costi fissi (rischio mercato). Ciò anche perché gli impianti di base sono spesso caratterizzati da:

- bassa flessibilità tecnica (che può costringerli a produrre anche quando il prezzo di mercato è inferiore al loro costo variabile);
- scarsa correlazione tra il loro costo variabile ed il prezzo di mercato nelle ore più "pregiate", generalmente ore di punta. In queste ore il prezzo di mercato è invece correlato al costo del combustibile degli impianti meno efficienti.

La disponibilità di strumenti di copertura dal rischio mercato (quali i contratti di lungo periodo) consente quindi di ridurre la rischiosità e, quindi, il costo dei nuovi investimenti in capacità produttiva di base.

Inoltre va sottolineato come sia opportuno, al fine di consentire alla concorrenza di produrre i suoi effetti, continuare, in linea con quanto previsto nella Legge n. 2/09, ad aumentare il grado di trasparenza dei mercati, pur evitando la facilitazione di comportamenti collusivi taciti. La scarsa trasparenza sulle scelte del periodo di manutenzione dei propri concorrenti ha verosimilmente condizionato la scelta di molti operatori di pianificare per il mese di agosto del 2009 le manutenzioni dei propri impianti non potendo valutare adeguatamente il livello dell'offerta. Gli uffici dell'Autorità hanno in corso un'attività di analisi sull'elevato livello dei prezzi registrato nel mese di agosto 2009 e la sua relazione con la manutenzione degli impianti di produzione e delle linee di interconnessione con l'estero.

INTEGRAZIONE DEI MERCATI REGIONALI EUROPEI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Per facilitare il processo di armonizzazione e di integrazione dei mercati elettrici nazionali è stato avviato da ERGEG (Organismo dei Regolatori europei consultivo della Commissione europea) il processo "Iniziative Regionali" allo scopo di costruire dei mercati fortemente integrati a livello "regionale", come fase intermedia di spinta verso la realizzazione di un vero mercato unico europeo. Pur rappresentando un pregevole tentativo di favorire una reale integrazione dei mercati nazionali, le "Iniziative Regionali" europee – su cui il *terzo pacchetto* pone particolari aspettative – devono essere sostenute in maniera tale da scongiurare il rischio che l'armonizzazione abbia luogo tramite l'adozione di modelli di mercato che avvenga al ribasso, favorendo Paesi, in taluni casi, particolarmente in ritardo in termini di apertura e liberalizzazione.

Appare quindi particolarmente delicata, nonché degna di sostegno governativo, la rappresentanza degli interessi dell'Italia sia nella Regione elettrica Centro-Sud (di cui l'Autorità italiana è leader) sia, più in generale, in ambito ERGEG al fine di evitare che sia imposta l'implementazione, su scala regionale o dell'intera UE, di modelli di mercato che, non tenendo in debito conto le caratteristiche di certi sistemi elettrici, come quello italiano, possano ingenerare degli extra-oneri su detti sistemi, sia nel breve che nel lungo periodo.