

LETTERA SULL'ENERGIA



A cura dell'A.I.E.E. • Associazione Italiana Economisti dell'Energia •

Sede in via G. Vasari, 4 - Roma - 00196 • tel. 06/3227367 - Fax 06/3234921 • e-mail: assaiee@tin.it • sito web: www.aiee.org.

NUMERO TRENTA

Supplemento alla Staffetta Quotidiana n. 200 del 4 novembre 2006

Formazione ed informazione

Nei giorni scorsi è terminata la V edizione del master "Management per l'Energia e l'Ambiente" che l'AIEE organizza con l'Università di Roma "La Sapienza" Facoltà di Ingegneria.

Sono state discusse, al termine del Corso, interessanti tesi presentate dai vari partecipanti ed è stato deciso di avviare la VI edizione del Master, che inizierà il prossimo anno accademico.

Complessivamente con l'edizione da poco finita, sono stati erogati insegnamenti specialistici post-universitari nel settore energetico ambientale ad oltre 150 laureati che hanno trovato, per la maggior parte, collocamento in Enti, Istituzioni ed imprese del settore.

Dal prossimo anno, oltre al master MEA su Roma, l'AIEE organizzerà con l'Università "Parthenope" di Napoli un altro Master su Economia e Gestione dell'Energia e dell'Ambiente (MEM) in grado di convogliare l'interesse delle Istituzioni e delle imprese sulla formazione di giovani laureati meridionali che vogliono specializzarsi sui problemi energetici più attuali.

Il corso ricalcherà, nelle sue linee fondamentali, quello che già si

tiene da anni a Roma, con alcune modifiche e particolarità che tengono conto del contesto in cui verrà realizzato.

Si allargherà così la base della sezione giovani dell'AIEE, che già opera con successo in alcuni settori nazionali e prossimamente internazionali, ed a cui stiamo dando anche la possibilità di avere una prestigiosa "ribalta" per esprimersi e fornire informazione qualificata sulla Staffetta Petrolifera e su altri giornali e riviste.

Questo numero della Lettera sull'Energia raccoglie articoli che toccano i principali temi attuali del dibattito energetico, scritti dai giovani soci dell'AIEE che possono così confrontarsi e verificare le loro idee con quelle dei lettori della Staffetta e dei principali stakeholders.

Item trattati sono quelli del prezzo del petrolio, dello sviluppo del GNL, del piano di allocazione dei permessi di emissione, dell'emergenza gas e dei derivati finanziari nella Borsa elettrica.

Sono tutti temi su cui si dibatte molto sia nelle sedi istituzionali e sia in quelle degli addetti ai lavori e quindi fare una buona informazione, fornendo anche spunti originali, credo che sia utile ed interessante per tutti.

Edgardo Curcio

Derivati elettrici e rischio energetico

di Enrico Pinna Nossai

Il rischio energetico è oramai divenuta una tematica molto interessante per gli operatori finanziari in quanto il nuovo contesto competitivo determinato dalla liberalizzazione dei mercati sta rendendo sempre più rischiose le attività dell'industria energetica.

Per questi motivi anche nel nostro paese, così come si è verificato nei principali mercati energetici internazionali, la pratica dell' Energy Risk Management sta assumendo sempre maggiore importanza e rilevanza presso gli operatori e per il prossimo futuro è facile prevedere che la corretta e oculata gestione dei rischi connessi con l'attività di trading energetico sarà un elemento fondamentale del business.

Tuttavia, nonostante la domanda di soluzioni e di prodotti per la gestione del rischio si stia facendo più impellente, l'offerta di strumenti da parte degli operatori finanziari e istituzionali del nostro Paese stenta a decollare in attesa di un mercato più maturo e consolidato.

In contesti internazionali sono oramai ampiamente conosciuti ed utilizzati i cosiddetti derivati elettrici, che si definiscono "derivati" in quanto il loro prezzo dipende sostanzialmente dalla quotazione dell'attività sottostante, oltre che dalle aspettative circa l'andamento futuro di un insieme di variabili finanziarie e non. Di questi strumenti si conoscono anche i nomi che talvolta assumono coloriture esotiche, ma che fondamentalmente si possono dividere per caratteristiche tecniche tra "future", "options", "forward", "swaps".

Per quanto riguarda le tecniche di copertura del rischio, strategie come quella di "hedging" e di "Price Management" stanno diventando una parte sempre più importante della gestione aziendale anche per gli operatori di dimensioni minori.

In riferimento alla prospettiva dell'introduzione in Italia del Mercato dei Derivati Elettrici ricordiamo che la Disciplina del GME, approvata il 9 maggio 2001, stabilisce di "... promuovere lo sviluppo della contrattazione di strumenti finanziari derivati sul prezzo dell'energia elettrica..." (art.74 della Disciplina del Mercato Elettrico).

La domanda che viene spontanea è: "Perché si continua a rinviare l'introduzione

segue in ultima

NELL'INTERNO

- **Politica energetica:** I vincoli del mercato del gas in Italia
La componente geopolitica del GNL
- **Politica ambientale:** Il PNA 2008-2012 ed il settore termoelettrico
- **Mercati e previsioni:** A margine dell'andamento dei prezzi del greggio

Le opinioni espresse dagli Autori negli articoli pubblicati non necessariamente rappresentano il punto di vista dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia

*Politica energetica***I vincoli del mercato del gas in Italia**di *Manuela Gusmerotti*

Tra pochi giorni partirà la procedura per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza nel settore del gas naturale. Tali soggetti dovranno garantire l'approvvigionamento di gas ai venditori rimasti privi di contratto alla vigilia del nuovo anno termico. Misura prevista dal decreto emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico (decreto del 28 settembre), successivamente confermato dalla delibera 211/06 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, al fine di tutelare i clienti finali e limitare i possibili effetti distorsivi ed inefficienze del mercato della vendita di gas; ma, che provoca evidenti danni dal punto di vista dell'attività di commercializzazione del gas.

Questa situazione sta facendo emergere la fragilità del sistema italiano gas che, denuncia una paradossale situazione di liberalizzazione del mercato a valle e di "ingessatura" del mercato all'ingrosso a monte. In particolare, pur in presenza di una completa apertura del mercato della vendita, per le imprese non verticalmente integrate sta risultando sempre più difficile trovare gas all'ingrosso per il nuovo anno termico ad un prezzo per loro "conveniente". Dal momento che la delibera 134/06 vincola questi operatori a sopportare un costo di approvvigionamento del gas superiore a quello che possono recuperare dal mercato finale, essi non garantiscono più l'approvvigionamento ai clienti finali.

All'origine di questa ulteriore "emergenza" che vive il settore del gas, vi è la defatigante "querelle" tra operatori ed Autorità per l'energia elettrica ed il gas legata ai riferimenti imposti per il mercato civile dalla Del. 248/04, e successive delibere, sul metodo di calcolo del costo della materia prima in tariffa.

Infatti ai fini della determinazione del prezzo al consumo del gas, il parametro QE, così come individuato dalla Del. 195/02, si era dimostrato coerente nel recente passato per i più bassi valori dell'energia. E su queste basi avevano trovato equilibrio i rapporti contrattuali tra i vari operatori della filiera, riuscendo in qualche modo ad attivare concorrenza sul mercato della vendita al dettaglio.

La modifica apportata dalla Del. 248/04 dall'Autorità ha determinato una compressione del prezzo di riferimento al consumatore finale che, a costi dell'energia crescente (gas), non trova riscontro sul fronte degli approvvigionamenti.

Una querelle che non sembra ancora giunta al suo epilogo.

Infatti, da una parte, c'è chi sostiene impensabile gestire il siste-

ma gas partendo dai prezzi medi di approvvigionamento dei contratti di lungo periodo invece che dai prezzi marginali, tipici dei contratti spot, suggerendo di "prezzare" il gas, perché i segnali di prezzo servono anche a fronteggiare le emergenze.

D'altra parte, l'Autorità, osserva come i prezzi dei contratti spot non possano condizionare quelli di tutto un settore di mercato importante come il civile, anche in considerazione dello scarso peso di tale tipologia di approvvigionamento rispetto all'insieme dei contratti di importazione.

Inoltre, riconoscendo il ruolo dei contratti spot, in particolari situazioni di emergenza, l'Autorità ha già previsto (Del. 134/06) che nel periodo più critico siano erogati incentivi per assicurare la copertura di eventuali costi addizionali per le importazioni di breve periodo.

Sta di fatto che a fine settembre alcune imprese, piccole e medie, non avevano il gas da fornire ai propri clienti finali. La soluzione è arrivata dal Ministero dello Sviluppo Economico, che ha stabilito che sull'immediato ENI è grossista di ultima istanza di tali imprese, mentre nel medio termine, a valle di una gara per la selezione di un fornitore di ultima istanza, il vincitore della gara subentrerà nei contratti rimasti scoperti.

Dunque l'effetto di questa decisione sarà un innalzamento della quota di mercato di ENI prima all'ingrosso e poi al dettaglio e, dunque, un arretramento del cammino intrapreso per ridurre la posizione dominante dell'ENI sui mercati del gas.

Chiaramente maggior certezza e completezza del quadro normativo potranno aiutare la trasparenza e concorrenza del mercato italiano del gas, due requisiti fondamentali per aumentarne la competitività e l'economicità, ma ad oggi, ad un "occhio esterno", appare che di fatto siamo di fronte ancora ad un mercato monopolista (un monopolio di tipo "privato" anziché pubblico) e che lo Stato deve ancora intervenire con misure ad hoc per evitare problemi di fornitura di gas ai clienti finali.

La domanda che nasce è se in Italia è possibile, proprio in virtù delle scelte (o non scelte) di policy energetica attivate in passato intraprendere un cammino di vera concorrenza nel settore energetico? La risposta non è facile ma ci auguriamo solo che sia possibile.

La componente geopolitica del GNLdi *Andrea Qualiano*

La crisi del gas dello scorso inverno ha posto l'accento sulla questione della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, evidenziando come le forniture siano a rischio nell'eventualità si presentino ulteriori crisi politico-economiche a livello internazionale. Con l'elaborazione del Libro Verde sulla "Strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura", l'Unione Europea ha sottolineato la necessità di istituire al più presto un Osservatorio europeo sull'approvvigionamento energetico per identificare anticipatamente possibili interruzioni e problemi relativi alle infrastrutture. Non solo, il testo accentua l'esigenza di adottare al più presto una politica energetica estera comune, con l'obiettivo di consolidare il potere di dialogo e contrattuale dell'Unione nei confronti dei paesi fornitori.

Sebbene non sia stato ancora specificato in nessun testo, molti paesi membri dell'Unione Europea concordano che l'unico modo per diminuire il rischio di interruzione e garantire un apporto continuo di gas naturale consiste nel diversificare i fornitori. Attualmente, questo può essere possibile in primis con la tecnologia GNL che permette di acquistare gas naturale al di fuori del contesto regionale. Al momento, i maggiori esportatori di GNL si concentrano in aeree non raggiungibili dall'Europa via pipeline, come il Golfo Persico, il Sud Est Asiatico ed il Centro America.

In particolare il Golfo Persico è l'area che negli ultimi dieci anni ha investito di più nella tecnologia GNL e presto diventerà il "polo GNL" più grande del mondo. A sostenere queste aspettative sono

principalmente tre paesi, Qatar, Oman e EAU.

In base a quanto affermato dal Ministro qatario dell'Energia, Al-Attayah, nel 2010 le esportazioni di GNL supereranno quelle dell'Indonesia, l'attuale maggiore esportatore.

La regione del Golfo ha rapidamente sviluppato il comparto GNL soprattutto grazie ai massicci investimenti di Stati Uniti e Giappone che da più di vent'anni operano in partnership con le imprese locali. I paesi del Golfo, oltre a possedere ingenti riserve di gas naturale, sono oggetto d'interesse delle majors petrolifere anche grazie al buon rating finanziario che si collega ad un basso rischio per gli investimenti. Questa condizione è di vitale importanza per la stipulazione di contratti di lungo periodo, in quanto l'assenza di instabilità politica ed economica minimizza il rischio sia per il produttore e sia per il compratore.

Queste considerazioni dovrebbero incentivare le aziende italiane a valutare l'ipotesi di concentrare una buona parte degli investimenti nel Golfo Arabico, soprattutto se si guarda alla prospettiva di incrementare l'import di gas. La tecnologia GNL infatti potrebbe essere un rimedio alla cronica dipendenza dell'Italia dalle strutture fisse quali i metanodotti. Sebbene non si possa eliminare codesta dipendenza, in quanto Russia ed Algeria continueranno ad essere i principali fornitori, il GNL permette una maggiore flessibilità nell'approvvigionamento contribuendo alla creazione di un mercato spot.

Non solo, in casi di crisi o interruzioni, il GNL garantirebbe un

Politica ambientale

Il PNA 2008-2012 ed il settore termoelettrico: una riduzione a carico (solo) per gli utenti

di Riccardo Valle

La bozza di PNA Italiano per il periodo 2008-2012, attualmente non ancora approvato dalla Commissione Europea, si caratterizza per la previsione di una significativa riduzione delle assegnazioni di quote al settore termoelettrico.

Come emerge dal documento "[t]ale scelta si basa sulla constatazione che, rispetto agli altri settori regolati dalla direttiva, sia il settore termoelettrico sia il settore della raffinazione sono caratterizzati da un maggior potenziale di riduzione delle emissioni, da una minore esposizione alla concorrenza internazionale nonché dalla maggiore possibilità di re-distribuire sui clienti finali gli eventuali maggiori oneri derivanti dall'eventuale acquisto dei permessi" (p. 9).

Senza voler entrare nel merito economico delle considerazioni del PNA - e, in particolare, dell'affermazione secondo cui "[l]'assegnazione settoriale suggerita appare come quella più idonea a minimizzare i costi di attuazione della direttiva e a minore impatto sulla competitività dell'economia italiana" (p. 4) - si vuole qui brevemente notare come tale riduzione potrebbe essere idonea a trasformarsi in un costo aggiuntivo ad (esclusivo) carico degli utenti tramite l'aumento dei prezzi finali dell'energia elettrica.

Ed infatti, è proprio la possibilità per i generatori di "ribaltare" sui propri clienti i

maggiori costi derivanti dall'applicazione dell'ETS (valutata, come visto, positivamente dalla bozza di PNA 2008-2012) a fondare la preoccupazione per un aumento dei prezzi finali dell'energia elettrica, come emerge da svariati documenti delle autorità di settore:

- sin dal 2004 l'AEEG ha richiamato l'attenzione del Governo sulle conseguenze economiche sui prezzi finali di acquisto dell'energia elettrica derivanti dalla adozione dell'ETS (cfr. segnalazione del 6.9.2004);

- l'art. 10, comma 3, del decreto di attuazione della direttiva 2003/87/CE (n. 216/2006) prevede che "[l]e modalità di assegnazione delle quote di emissione agli impianti termoelettrici tengono altresì conto delle trasformazioni in atto nella struttura del parco di generazione nazionale e delle modalità di dispacciamento di merito economico, al fine di contenerne gli effetti sui prezzi dell'energia elettrica";

- nella "Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia" del 19.1.2006, l'AEEG ha rilevato come l'impatto della direttiva 2003/87/CE "sul prezzo dell'energia all'ingrosso nel caso in cui gli operatori [i.e. generatori] trasferiscano sui consumatori il costo reale del certificato di emissione dovrebbe essere pari a 1-2 MWh nel 2006 e 2007. Per contro, un incremento superiore dei prezzi indicherebbe comportamenti oppor-

tunistici degli operatori" (p. 7);

- nel documento dell'AEEG del 6.6.2006 ("Alcune tematiche di interesse per i consumatori del mercato elettrico") si nota che "Sebbene la normativa di riferimento sull'E.T. [emission trading] non attribuisca all'Autorità [AEEG] un ruolo specifico, è intenzione dell'Autorità monitorare il mercato elettrico per evitare condotte di pricing non correlate con i costi. In particolare, l'Autorità intende verificare che: il comportamento dei produttori con posizioni corte circa il trasferimento sui propri clienti di oneri superiori a quelli che hanno effettivamente sostenuto; il comportamento dei produttori con posizioni lunghe in termini di potenziali aumenti dei prezzi di vendita a causa dell'entrata in vigore del meccanismo dell'E.T."

Se, dunque, in sede di predisposizione del PNA 2008-2012 si è valutato che la riduzione dell'assegnazione delle quote al settore termoelettrico possa essere giustificata (anche) alla luce della possibilità per i generatori di ribaltare "a valle" della filiera i costi da loro sostenuti (per essi, dunque, l'ETS potrebbe essere a saldo sostanzialmente neutro data la natura inelastica della domanda), è altrettanto vero però che occorrerà attentamente valutare condotte di pricing non correlate ai costi effettivamente sostenuti dai generatori per adeguarsi all'ETS in caso di posizione deficitaria.

>>>

apporto di gas compensando i deficit d'importazione, come nel caso del TAG nell'inverno 2005/2006. Inoltre, occorre sottolineare come la graduale riduzione dei costi renda molto più avvicinabile la tecnologia GNL anche alle compagnie di media grandezza.

Ma per favorire le aziende italiane ad investire nel GNL e soprattutto nel Golfo Persico, occorre che il governo italiano crei le basi per una partnership politico-commerciale con i paesi della regione, prendendo spunto dagli esempi giapponese e statunitense.

Nel primo caso, il Giappone, uno dei maggiori consumatori storici di gas naturale, è riuscito a mantenere ottimi rapporti con i paesi dell'area poiché è stato il primo a scommettere nel GNL nel Golfo, concludendo nel 1972 un contratto di 20 anni con Abu Dhabi. Secondariamente, è stato l'unico nel 1991 ad investire nell'industria del gas qatarina quando ancora il Qatar era considerato poco affidabile e rischioso. La politica giapponese ha incentrato la sua strategia soprattutto nello scambiare il proprio know-how tecnologico con il gas. Infatti i paesi da cui compra sono largamente dipendenti per la manutenzione degli impianti di produzione proprio dal Giappone.

Gli Stati Uniti invece hanno seguito un diverso approccio, elaborando una strategia che si fonda più sugli aspetti geopolitici,

con particolare riguardo alla sicurezza. Gli USA hanno fatto leva sul bisogno della maggior parte dei paesi del Golfo di garantirsi una protezione dalle minacce dei paesi confinanti, con particolare riguardo ad Arabia Saudita, Irak ed Iran. Infatti sia Bahrain, che EAU, Kuwait, Oman e Qatar sono paesi di piccole dimensioni, e sono stati più volte, nell'arco degli ultimi due secoli, oggetto di pretese da parte delle potenze regionali. Ne è un palese esempio l'invasione del Kuwait da parte dell'Iraq nel 1990. In base a questi presupposti, gli Stati Uniti hanno scambiato petrolio e gas con il bisogno di sicurezza degli emirati, vendendo loro la propria tecnologia militare e installando basi aeree e navali¹ in tutti e cinque gli stati². Ciò ha permesso agli Stati Uniti sia di mantenere una presenza costante nella regione, sia di avere trattamenti preferenziali in materia energetica.

Questi due esempi fanno capire quanto la componente geopolitica sia di grande importanza nel caso si voglia investire nel Golfo.

Per questo motivo il governo italiano dovrebbe supportare eventuali investimenti nella Regione, elaborando una politica estera che miri ad aumentare la propria influenza in questa area facilitando così le aziende italiane ad avere accesso alle risorse di gas naturale. ■

1) Ad esempio la base aerea di Al-Udeid in Qatar e la V Flotta americana in Bahrain. 2) In Qatar specialmente gli USA hanno installato la USCENTCOM, una sezione operativa dell'esercito americano. Il controllo delle operazioni è affidato agli Unified Combatant Commands, composti da due o più forze (tra esercito, aviazione e marina) ed organizzati su base geografica. Attualmente esistono 9 Unified Combatant Command: U.S. Northern Command (USNORTHCOM), U.S. Southern Command (SOUTHCOM), U.S. Central Command (USCENTCOM), U.S. European Command (USEUCOM), U.S. Pacific Command (USPACOM), U.S. Joint Forces Command (USJFCOM), U.S. Special Operation Command (USSOCOM), U.S. Strategic Command (USSTRATCOM), U.S. Transportation Command (USTRANSCOM).

Mercati e previsioni

A margine dell'andamento dei prezzi del greggio

di *Lorenzo Paloscia*

Osservando l'attuale discesa dei prezzi del greggio in molti si chiedono fino a che punto questi si abbasseranno.

Come noto, è impresa ardua individuare le forze che influiscono sulla definizione del prezzo del greggio ed ancor più complesso intuirne la direzione futura.

Inspirandosi ad un modello di facile comprensione, elaborato per l'individuazione dell'andamento del prezzo delle risorse non rinnovabili da Pierce e Turner agli inizi degli anni novanta, si può provare a fare una valutazione ragionata sul futuro andamento del prezzo della risorsa energetica per eccellenza: il petrolio.

I due economisti hanno individuato cinque principali variabili che influiscono sul prezzo di una risorsa non rinnovabile¹: il tasso di sconto, lo stock della risorsa, il suo costo di estrazione, il prezzo delle tecnologie alternative (definite *backstop technology*) e la domanda della risorsa.

In questo breve articolo ci si concentrerà su due variabili: il tasso di sconto e la domanda. Queste sembrano, oggi, essere tra le più rappresentative per individuare l'andamento di medio termine del prezzo del greggio.

La prima variabile, il tasso di sconto, influisce in maniera inversa sul prezzo, poiché, per la nota regola di Hotelling, si ha che la variazione del prezzo della risorsa nel tempo deve essere uguale al tasso di rendimento delle attività alternative nelle quali investire la somma ricavata dalla vendita della stessa. Questo comporta che il proprietario della risorsa estrarrà quantità sempre maggiori all'aumentare del tasso di rendimento dei mercati sui quali investe i proventi ricevuti dalla vendita del petrolio.

In questi ultimi due anni il rendimento dei mercati finanziari è stato abbastanza redditizio; se prendiamo ad esempio l'indice MSCI World² come riferimento per un investimento in borsa possiamo notare che dal 2002 al 2006 un eventuale petroliere investitore in borsa potrebbe aver ottenuto un ritorno medio annuo superiore al 10%. Se consideriamo il superprofitto ricavato con i prezzi elevati di questo periodo (ad esempio, secondo le stime IEA i paesi OPEC hanno incassato circa 1.700 miliardi di dollari tra il 2002 e il 2005) possiamo capire quanto sia difficile rinunciare a questo flusso di capitali.

Il trend azionario positivo sembra essere ancora in corso, anche se qualcuno comincia già a parlare di rallentamento (almeno per l'economia americana). Comunque in ogni caso la risposta dei produttori di petrolio non sarebbe immediata e con molta probabilità l'offerta rimarrebbe abbondante per diverso tempo.

In realtà l'OPEC ha già deciso di tagliare la produzione di 1,2 milioni di barili, ma come dimostrano i mercati dei futures, i quali segnalano una situazione di *backwardation* per le scadenze più lontane, pochi sembrano crederci.

I prezzi alti degli ultimi anni hanno incamerato senza dubbio un'elevata componente speculativa dovuta alla situazione geopolitica incerta e alla paura generata da eventuali uragani nel golfo del Messico. Difficile misurare questa componente, ma di sicuro non può essere superiore ai 15-20 dollari a barile.

Questa affermazione sembra essere avvalorata dallo studio della domanda, probabilmente la principale causa della rapida

crescita dei prezzi. In cifre si è osservato un aumento medio annuo della domanda globale di petrolio dal 2002 al 2006 del 2,77% e per i paesi non OCSE addirittura del 5,20%. In termini assoluti si è passati da 77 milioni di barili al giorno richiesti nel 2002 a 83,6 barili al giorno nel 2005. Il trend di medio periodo rimane in crescita anche se con un leggero rallentamento (vedere per esempio le previsioni IEA ed EIA), guidato principalmente dai paesi non OCSE (Cina e India in prima fila).

Questo fenomeno ha messo in evidenza la scarsa elasticità della domanda nei confronti del prezzo.

In conclusione, esaminando soltanto questi due parametri (tasso di sconto e andamento della domanda) si può ritenere che l'offerta rimarrà abbondante, a meno di situazioni, non impossibili ma abbastanza improbabili, come i provvedimenti che potrebbe usare l'Iran se minacciato di sanzioni.

L'offerta abbondante che sta già portando alla discesa dei prezzi, sgonfiandosi anche di buona parte della componente speculativa, continuerà probabilmente a spingerli al ribasso per almeno sei-otto mesi (comunque i prezzi si dovrebbero mantenere al di sopra dei 50 dollari a barile).

Dopo questo periodo la pressione della domanda dovrebbe tornare a farsi sentire e perciò è da ritenersi molto probabile una nuova risalita dei prezzi del greggio.

Se nel frattempo non saranno prese le giuste contromisure, i paesi fortemente dipendenti dal petrolio potrebbero trovarsi a fronteggiare un pericoloso aumento delle bollette energetiche con ripercussioni negative sull'andamento delle loro economie.

1) Per una maggiore comprensione del modello, visionare il testo di Pierce e Turner intitolato "Economics of Natural Resources and the Environment", (1990). 2) Il Morgan Stanley Capital International World (MSCI World) è uno dei tanti indici di riferimento per i mercati azionari, rappresentativo dell'andamento delle azioni di 1.500 aziende ad elevata capitalizzazione quotate sulle borse mondiali.

(segue dalla prima)

Derivati elettrici e rischio energetico

di un mercato regolamentato di questi strumenti? Cosa si sta aspettando?". Cerchiamo di dare qualche spiegazione.

Esiste sicuramente un problema tecnico legato alla scelta del prezzo di "settlement" dei contratti e la sua modalità di calcolo per evitare pratiche manipolative.

Ma anche questo punto sembrerebbe essere stato superato dai mercati come quello scandinavo, la cui struttura è simile a quella italiana (presenza di operatori dominanti, vincoli di rete, suddivisione del mercato in zone) e la cui esperienza del Nord Pool, in cui un mercato dei derivati completa il mercato fisico dell'energia, "sembrerebbe" essere stata fondamentale nel superamento della crisi del 2003.

Ad un osservatore attento, però, non potrà sfuggire il fatto che accanto ad alcune similitudini il mercato scandinavo e quello italiano presentano importanti differenze. La principale è quella che riguarda il mix di produzione che diventa fondamentale nella determinazione del "pricing". In Italia c'è molto gas, poco carbone e niente nucleare; In Norvegia, Svezia e Finlandia c'è molto idroelettrico e nucleare.

Non meno importante è la diversa concezione dell'intervento statale che ha fatto sì che nei paesi scandinavi non si sia proceduto né alla privatizzazione né alla frammentazione delle imprese con la conseguenza che la maggior parte della capacità sia rimasta in mano pubblica.

Nella scelta di un esempio e di un modello da seguire, dunque, credo sia necessario fare molta attenzione affinché gli errori degli altri paesi non si trasferiscano al nostro sistema.

I derivati, in conclusione, possono rivelarsi un'arma importante e rendere convenienti gli scambi in borsa per i diversi soggetti, ma è importante che esista anche un luogo istituzionale di contrattazione di derivati elettrici oltre agli OTC, ossia un mercato regolamentato, strettamente connesso con la Borsa fisica dell'energia. Un supporto politico continuo a questo proposito è fondamentale, come finisce sempre per diventarlo quando il bene in questione si chiama "energia elettrica" che è un bene "scasso" nel senso economico del termine. ■