

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 VENTINOVE

Supplemento alla Staffetta Quotidiana n. 101 del 27 maggio 2006

Una tribuna per i giovani soci Aiee

Nelle scorse settimane, anche su suggerimento e sostegno da parte della Federazione Internazionale (IAEE), è stata costituita in seno all'AIEE la sezione giovani, che è formata da una trentina di laureati che hanno conseguito (o stanno conseguendo) il Master MEA (Management dell'Energia e dell'Ambiente) e che, condividendo la missione dell'AIEE intendono prendere parte ai dibattiti ed agli incontri con altri studiosi sui temi dell'energia e dell'ambiente.

Per consentire a questi giovani soci, che si affacciano al mondo del lavoro e della ricerca nel settore dell'energia, di poter esprimere la proprie idee, di farsi conoscere e di avviare – se del caso – dei dibattiti su temi specifici con altri studiosi ed operatori, abbiamo pensato di dedicare questo numero della Lettera sull'Energia a loro, ospitando loro articoli e contributi su diverse tematiche.

Ci sembra peraltro utile verificare come, dopo un corso di perfezionamento post-universitario volto

a fornire tutti i principali elementi della complessa problematica energetica del nostro Paese, questi giovani interpretano e sviluppano alcuni aspetti relativi al composito mondo dell'energia.

In questo numero abbiamo così articoli che toccano il tema del prezzo della materia prima nella tariffa gas; quello sulle opposizioni locali alle infrastrutture energetiche; una analisi sulle problematiche del Piano di allocazione delle emissioni di CO₂ per l'Italia, ed una su quali sviluppi potrà avere un prezzo del petrolio elevato sull'ambiente del pianeta. Infine c'è un contributo di analisi e confronto sulle incentivazioni del fotovoltaico tra Italia ed altri paesi europei (segnatamente Germania).

Il mio giudizio, in prima battuta, è buono sulla qualità degli articoli accolti in questo numero della Lettera sull'Energia.

Ai lettori della *Staffetta* ed ai Soci AIEE la valutazione finale.

Edgardo Curcio

Quale prezzo per il gas?

di Lorenzo Paloscia

La determinazione del prezzo italiano del gas naturale è una questione piuttosto complessa. In effetti a causa di molteplici fattori, che necessiterebbero molto di più di qualche riga per essere spiegati, il mercato italiano del gas è ben lontano dalla definizione accademica di mercato concorrenziale. Ciò, nonostante che, addirittura dal 2003, tutti possano essere considerati clienti liberi. Ciò in teoria perché, come ha dimostrato la relazione sullo stato della concorrenza (luglio 2005) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono pochi i clienti finali che hanno cambiato fornitore; in particolare, tra i piccoli consumatori (utenze domestiche e piccola industria con consumi inferiori a 5.000 mc/anno), il tasso di switching è stato pari all'1% mentre, tra i grandi consumatori (consumi superiori a 200.000 mc/anno), questo è stato pari al 23%.

Questa breve premessa è necessaria per capire quanti siano ancora i clienti finali che si affidano alle c.d. "condizioni economiche di fornitura" (del n. 138/03) aggiornate periodicamente dall'Autorità. Considerando che anche i nuovi contratti di fornitura spesso si basano sull'indice It per l'aggiornamento del prezzo di vendita, si può immaginare come mai sia così osteggiata la modifica della formula di aggiornamento della Materia Prima introdotta con la del. n. 248/04 che riduce, e non di poco, il potenziale guadagno per le aziende di vendita.

Tra i punti più controversi di questa modifica ci sono la sostituzione del paniere di greggi (uno dei tre indici usati per rappresentare i mercati energetici di riferimento insieme al gasolio e al Btz) con il marker Brent, ma soprattutto l'introduzione della clausola di salvaguardia.

Tale clausola, ritenuta dall'Aeeg come tipica dei contratti di fornitura della materia prima importata, attenua gli aumenti del prezzo del Brent che si riflettono sul prezzo del Gas. Nello specifico, quando nei nove mesi considerati per il calcolo dell'indice It il prezzo medio del Brent ricade al di fuori dell'intervallo compreso tra 20 e 35 \$/barile, si applica una variazione della componente materia prima ridotta del 75%.

Ciò ha fatto sì che per quei clienti finali che hanno ancora un contratto allineato alle

NELL'INTERNO

- **Politica energetica:** Infrastrutture energetiche ed opposizioni locali
- **Politica ambientale:** Kyoto: vincolo od opportunità
Il settore petrolifero verso un futuro meno sostenibile
- **Tecnologie e mercati:** Il fotovoltaico: Italia ed Europa a confronto

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

Politica energetica

Infrastrutture energetiche ed opposizioni locali

di Riccardo Valle

Le cronache abbondano di esempi di opposizione da parte delle amministrazioni locali alla realizzazione di infrastrutture energetiche essenziali per la sicurezza del sistema.

Alla fisiologica resistenza delle amministrazioni preposte alla cura degli interessi locali si è da qualche anno aggiunta la modifica del Titolo V della Costituzione che, avendo incluso l' "energia" tra le materie a competenza concorrente Stato-Regioni, ha comportato la necessità di un coinvolgimento sempre maggiore del livello "locale" nei procedimenti autorizzativi delle infrastrutture energetiche.

Una peculiare forma di opposizione è quella del cd. "ripensamento". In altre parole, dopo aver rilasciato il proprio assenso/parere favorevole alla realizzazione di un'infrastruttura, l'amministrazione locale "ci ripensa", ritirando o revocando il proprio assenso, e così bloccando la realizzazione dell'opera. Pare dunque interessante volgere uno sguardo all'epilogo "giudiziario" di alcuni contenziosi che, come ovvio, si determinano a seguito del "ripensamento" locale.

La centrale CCGT di Termoli. Dopo aver manifestato la sua favorevole intesa in seno al procedimento "sblocca centrali", la Regione Molise adottava una delibera tesa a revocare il parere positivo già espresso, esprimendo la contrarietà alla installazione di centrali turbogas in tutta la Provincia di Campobasso. Il Consiglio di Stato (Sez. VI, n. 3502/2004) ha affermato che una Regione che ha formulato la propria intesa in ordine alla realizzazione di un dato intervento (nella specie, come detto, una centrale termoelettrica), non possa poi revocare tale intesa con la pretesa di travolgere il provvedimento finale che sulla base dell'intesa stessa era stato adottato. Dopo la conclusione del procedimento, la revoca di un atto endoprocedimentale non può in alcun modo esse-

re idonea a travolgere l'atto finale, che quindi resta valido ed efficace. La Regione poteva al più chiedere al Ministero delle Attività Produttive (Map) di esercitare i propri poteri di autotutela in ordine all'autorizzazione rilasciata "rappresentando non semplici valutazioni di ordine politico, ma la sopravvivenza di ragioni di pubblico interesse giustificative dell'annullamento dell'autorizzazione".

Il terminale di rigassificazione GNL di Brindisi. Il terminale era stato approvato con decreto del MAP in esito alla procedura unica di cui alla l. n. 340/2000 e previa conferenza di servizi prevista dalla medesima disposizione. In sede di conferenza di servizi, cui aveva partecipato anche la Provincia di Brindisi, il progetto per la realizzazione del terminale era stato approvato all'unanimità. Dopo oltre due anni dall'autorizzazione del progetto, e dopo la stipula da parte del titolare dell'iniziativa delle convenzioni e dei contratti necessari per la realizzazione del terminale, la Provincia di Brindisi chiedeva al Map di esercitare i propri poteri di autotutela in ordine all'autorizzazione rilasciata, evidenziando alcuni profili di illegittimità della stessa (in particolare, asserita omissione della procedura di valutazione di impatto ambientale). A seguito del silenzio serbato dal Map, la Provincia proponeva ricorso al Tar territoriale, che, accogliendolo, ordinava al Map di provvedere in maniera espressa in ordine all'istanza della Provincia entro il termine di 90 giorni. Il Consiglio di Stato (Sez. VI, n. 1023/2006), alla luce del ricorso presentato dal Map e dal titolare dell'iniziativa, ha annullato la sentenza di primo grado rilevando anzitutto come "non possa ritenersi ammissibile che una amministrazione che ha partecipato alla conferenza di servizi possa rimettere in discussione gli esiti della stessa a seguito di un "ripensamento" dovuto a ragioni di opportunità o da motivazioni di carattere politico (es., cambio di

maggioranza)".

Nel caso di specie, il Consiglio ha dunque concluso nel senso che a seguito dell'istanza della Provincia che evidenziava la necessità di annullare e/o revocare l'autorizzazione del terminale per una sua asserita illegittimità, il Map (titolare del potere di emanazione del provvedimento autorizzativo) non sia obbligato a riconvocare la conferenza di servizi, ma debba valutare autonomamente se sussistano (o meno) i presupposti per proporre alla conferenza l'esercizio dei poteri di autotutela.

Riconversione centrale di Torrevaldaliga Nord. Il trend della giurisprudenza amministrativa è confermato anche nella recente pronuncia cautelare del Tar Lazio (Sez. I Ter, n. 512/06) relativa alla riconversione a carbone della centrale Enel di Civitavecchia. Il Tar ha affermato che, alla luce della normativa applicabile nella specie, la Regione è priva di un proprio autonomo potere di sospensione dei lavori o, comunque, ostativo alla prosecuzione degli stessi basata su ragioni ambientali, potendo invece sollecitare il ministero dell'Ambiente all'eventuale esercizio dei propri poteri in materia. Inoltre, il provvedimento unico "sblocca centrali" ha efficacia assorbente anche delle autorizzazioni per l'immersione di materiali di escavo, cosicché alla Regione non residua uno specifico potere in merito, da esercitare autonomamente ed in una sede diversa dal detto procedimento unico.

Sarebbe comunque auspicabile che la composizione dei contrapposti interessi avvenisse nelle sedi appositamente create dal legislatore (es. il procedimento unico di cui alla legge "sblocca centrali") e non si manifestasse ex post, concorrendo alla incertezza del quadro normativo e, in definitiva, a scoraggiare gli investimenti in infrastrutture energetiche che, in un mercato liberalizzato, sono rimesse all'iniziativa di imprenditori privati.

(segue dalla prima)

Quale prezzo per il gas?

condizioni economiche di fornitura il prezzo del gas sia aumentato molto meno di quanto sarebbe avvenuto se fosse rimasto in vigore il vecchio metodo (del. n. 195/02). Questo mancato introito ovviamente non è piaciuto ai venditori che hanno dovuto subire anche la riduzione della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso (CCI) dovuta alle migliori condizioni di approvvigionamento all'ingrosso che le società di vendita hanno raggiunto dal 2004 in poi. Le società di vendita nel ricorso contro la del. n. 248/04 presentato al TAR Lombardia ritengono di essere state pesantemente danneggiate in quanto le condizioni descritte nella metodologia di calcolo non rispecchierebbero l'attuale realtà contrattuale. Come noto, recentemente il Consiglio di Stato ha invece ritenuto valida la suddetta delibera annullando la decisione iniziale del TAR Lombardia.

Purtroppo nessuno (operatori a parte) sa quali siano le reali condizioni contrattuali di approvvigionamento all'ingrosso per poter stabilire chi abbia ragione tra l'AEEG e le società di vendita. Il sospetto è che la prima abbia agito più nel tentativo di contenere la crescita dei prezzi al consumo che delle reali condizioni contrattuali. Ciò sembrerebbe confermato dal comunicato stampa del 28 marzo scorso, dove si sottolinea come il "caro greggio" sia stato smorzato dalla decisione del Consiglio di Stato sulla nuova metodologia di calcolo della del. n. 248/04.

Per i consumatori il fatto di pagare una bolletta meno salata rispetto a quanto potenzialmente poteva risultare con la vecchia delibera è sicuramente motivo di felicità, ma resta comunque aperto l'interrogativo su quale sia effettivamente il prezzo del gas. Appare infatti per lo meno bizzarro che tuttora l'AEEG sia costretta a fare riferimento ai prezzi di prodotti (gasolio e BTZ) che in realtà vengono utilizzati meno del gas naturale per calcolarne il suo prezzo. E' auspicabile quindi che l'AEEG debba utilizzare meglio gli strumenti in suo possesso per scoprire le reali condizioni contrattuali anche alla luce dei risultati non troppo brillanti finora ottenuti.

In secondo luogo è auspicabile che sia l'AEEG, ma soprattutto gli organi di governo intervengano per rendere il più concorrenziale possibile il mercato del gas eliminando privilegi e spingendo per un aumento dell'offerta. Questa è infatti la prima condizione necessaria (ma non sufficiente) per la creazione di un mercato spot del gas naturale liquido e trasparente. E' indubbio che il prezzo che si formerebbe in una borsa del gas ben funzionante sarebbe la massima espressione dell'incontro tra domanda ed offerta. Tale prezzo potrebbe anche divenire un riferimento per i contratti a lungo termine, fondamentali per la sicurezza degli approvvigionamenti.

Politica ambientale

Kyoto: vincolo od opportunità

di *Manuela Gusmerotti*

Mentre i prezzi dei permessi Emissions Trading hanno subito un crollo dopo la diffusione dei dati, inferiori ai tetti, sulle emissioni da parte di alcuni Stati, gli operatori italiani hanno colto l'occasione per effettuare massicci acquisti sul mercato ETS. Aiutando in questo modo a salvare il sistema.

A circa un anno e mezzo dell'entrata in funzione il sistema europeo per lo scambio di emissioni è interessante svolgere una serie di osservazioni con riguardo al primo periodo di applicazione del Sistema di Emission Trading e lanciare alcuni segnali importanti in vista del secondo periodo di funzionamento del meccanismo (2008-2012).

I meccanismi flessibili rappresentano strumenti atti ad adempiere agli obblighi di riduzione dei gas serra attraverso un approccio di mercato destinato ad abbinare interventi di protezione ambientale ed esigenze di profitto del mondo industriale. Lo strumento dello scambio delle emissioni consente di minimizzare fortemente i costi complessivi di riduzione. Di fatto, però, la flessibilità e i margini di guadagno di questo nuovo approccio non sono stati pienamente considerati né a livello europeo né a quello nazionale.

In questa prima fase di applicazione del sistema l'analisi dei dati relativi all'attuale distribuzione delle quote degli Stati membri sembra confermare la volontà politica di non ricorrere allo scambio delle emissioni di gas serra quale strumento primario per la riduzione delle emissioni. Ciò comporterà l'attuazione delle *additional domestic measures* che in molti casi richiedono un impegno di risorse in contrasto con la politica europea di riduzione del deficit, e che in altri casi rischiano di compromettere la competitività dei settori energetici delle economie nazionali, a cominciare da quello energetico.

Tale allocazione generosa, sostenuta dalle imprese coinvolte e dai governi nazionali, implica un contenimento limitato delle emissioni nel primo periodo e soprattutto il rischio di collasso dell'intero sistema, con una domanda insufficiente di crediti di carbonio. Situazione che va nella direzione di minarne la stabilità, oltre che la

legittimità e l'idoneità dell'Emission Trading, aumentando sensibilmente la pressione verso altri tipi di approcci meno favorevoli al mercato.

L'allocazione generosa degli Stati membri trova la motivazione nel timore di sfavorire, dal punto di vista della competitività internazionale, le proprie imprese, ma di fatto non fornisce l'incentivo necessario a favorire l'innovazione. Un utilizzo "debole" della Direttiva non indirizza il settore industriale nella realizzazione di interventi duraturi che necessitano di una politica di protezione ambientale stabile e di lungo periodo. Inoltre rischia di essere controproducente per lo stesso settore produttivo che nel secondo periodo di applicazione del sistema, in coincidenza con il periodo di applicazione del protocollo di Kyoto, potrà essere soggetto a tagli più severi e/o ad un ricorso pesante ai meccanismi flessibili per acquisire all'estero i crediti mancanti. Il rispetto degli obblighi derivanti da Kyoto comporterà per i Paesi che avranno optato per un impegno poco incisivo un costo complessivo maggiore da sopportare, scaricato sulla fiscalità generale.

Solo la Gran Bretagna ha dato prova di una politica ambientale lungimirante con la predisposizione del primo esperimento mondiale di Emission Trading di gas climalteranti già nel 2002. Anticipando i tempi questo paese ha permesso di far acquisire agli inglesi un prezioso know how nell'intermediazione finanziaria, nel brokeraggio e nella predisposizione di registri delle emissioni, consentendo a un nutrito numero di società britanniche di fornire i propri servizi sul mercato europeo. Risultati positivi anche per le imprese coinvolte nello schema di Et britannico, che hanno effettuato riduzioni ben oltre l'obiettivo indicato per il primo periodo di applicazione vista la convenienza degli interventi di riduzione attivati.

In altro modo si è mosso invece il governo italiano. Il percorso dell'Italia per entrare nel nuovo mercato della CO₂ è, finora, stato caratterizzato da ritardi che contrastano con l'occasione di sviluppo che Kyoto offre per elaborare una politica di riqualificazione del sistema energetico nazionale.

segue in ultima

Il settore petrolifero verso un futuro meno sostenibile

di *Paolo D'Ermo*

Dal lontano 1997, anno in cui venne firmato il testo del Protocollo di Kyoto, la situazione energetica ed in particolare quella del settore petrolifero hanno subito profondi cambiamenti.

Nei Paesi vincolati dal Protocollo, principalmente in Europa, sono state implementate le politiche ambientali che si richiamano agli obiettivi di Kyoto. Questi, seppure ottenendo risultati differenti, si sono mossi nella direzione dello sfruttamento delle fonti fossili meno inquinanti (gas naturale in primis), dei prodotti più "raffinati" (Benzine e gasoli 50ppm), verso l'utilizzo più efficiente delle stesse fonti nonché verso il parziale passaggio alle fonti rinnovabili.

Contemporaneamente dalla fine degli anni '90 si è assistito ad un mutamento strutturale nel mercato di una delle principali fonti fossili, il petrolio: l'esplosione della domanda da parte dei Paesi in via di Sviluppo, non vincolati dal "Protocollo", a cui il mercato ha risposto con un aumento di produzione che nel biennio 2003-04 ha fatto registrare straordinari incrementi (+2,6% e +3,4%).

La crescita della domanda in un settore in cui non si registravano significativi investimenti in upstream e downstream nelle aree più promettenti del pianeta da 25 anni ha comportato: da un lato il ridimensionamento dei margini di capacità inutilizzata lungo la filiera del petrolio (produzione, trasporto, raffinazione); dall'altro lato ha alimentato la corsa al rialzo del prezzo del petrolio rendendolo sempre più sensibile alle variazioni seppur minime nei livelli delle scorte ed ai fattori geopolitici.

Le grandi compagnie internazionali a fronte degli attuali prezzi del petrolio (media 2005 50,3\$/b¹) e della scarsa accessibilità alle riserve petrolifere tradizionali, dovuta a fattori geopolitici, si sono mobilitate sul fronte della ricerca di nuove risorse petrolifere che, secondo quanto affermato anche dal Presidente Total delle operazioni canadesi, Jean-Luc Guizou, in futuro saranno costituite dal greggio pesante. Tale affermazione trova riscontro nella recente corsa delle Majors alle sabbie petrolifere del Canada e agli oli pesanti dell'Orinoco che sembrano costituire l'opzione migliore per la

rivalutazione delle riserve delle Compagnie internazionali.

Se tale trend dovesse affermarsi in concomitanza con un consumo mondiale di petrolio che non sembra destinato ad arrestarsi, trainato principalmente dal settore dei trasporti in cui non si intravedono nei prossimi 10-15 anni alternative concrete ai prodotti petroliferi, si andrebbe verso un settore petrolifero orientato verso qualità di greggi poco compatibili con le politiche energetico-ambientali attivate dai Paesi che hanno ratificato o aderito al Protocollo di Kyoto.

Le sabbie bituminose del Canada e gli oli extrapesanti dell'Orinoco, infatti, richiederebbero processi di estrazione e raffinazione molto energivori rispetto ai greggi tradizionali, con conseguente aumento di emissioni di CO₂, rispettivamente per la produzione/immissione nel sottosuolo di vapore ad alta temperatura e in fase di raffinazione per il riprocessamento della frazione pesante del greggio estratto. Inoltre l'impatto ambientale sui luoghi di estrazione per le oil sands sarebbe notevole in quanto i giacimenti sono situati poco al di sotto del livello del suolo o a cielo aperto.

A questo punto ci si chiede se alla teoria economica secondo cui alti prezzi del petrolio ne farebbero diminuire il consumo, non sarebbe il caso di aggiungere due aspetti di per se preoccupanti: il primo è che, data la rigidità della domanda non esista la possibilità di continuare ad avere prezzi alti nel settore petrolifero; il secondo è che se le compagnie si orienteranno alla ricerca del petrolio più "difficile", cioè di quello che richiede un maggiore dispendio di energia dall'estrazione alla produzione, non c'è la possibilità di aumentare l'impatto ambientale.

La conclusione sarebbe disastrosa perché avremo prezzi alti del petrolio ed uno sviluppo poco sostenibile ed ambientalmente dannoso.

¹ *UP Databook 2006: prezzi medi cif delle importazioni dei Paesi Ocse.*

Tecnologia e mercati

Il fotovoltaico: Italia ed Europa a confronto

di Gervasio Ciaccia

Il rapporto 2006 recentemente pubblicato da EurObserv'ER (the photovoltaic energy barometer) sulla situazione del fotovoltaico nella UE, mostra un settore in via di sviluppo con una capacità fotovoltaica installata che ha superato nel 2005 i 1.793 MW_p. Di questa capacità più dell'85% è installata nella sola Germania (1.537 MW_p) che costituisce il capofila della produzione fotovoltaica in Europa e nel mondo. Infatti, con i suoi 603 MW_p installati nel solo 2005, la Germania si è confermata come il primo Paese installatore al mondo, davanti al Giappone (292 MW_p installati nel 2005) e agli Stati Uniti (102 MW_p installati nel 2005).

Nella speciale classifica europea la Germania è seguita dalla Spagna (57,7 MW_p di potenza complessivamente installati fino al 2005), dall'Olanda (51,2 MW_p) e dall'Italia (36 MW_p di cui 5 MW_p nel solo 2005). Mentre analizzando i dati sulla capacità fotovoltaica installata fino al 2005 in rapporto alla popolazione si nota al primo posto il Lussemburgo con 51,7 W_p/abitante seguito dalla Germania con 18,56 W_p/abitante.

I risultati estremamente positivi di Germania, Spagna e Lussemburgo sono il frutto di un'adeguata politica di incentivazione basata su sistemi in conto energia con prezzi di ritiro molto interessanti. In Germania si va dai 45,7 c€/kWh degli impianti installati a terra ai 62,4 c€/kWh degli impianti sotto i 30 kW_p con integrazione in facciata (prezzi di ritiro riconosciuti per 20 anni). In Spagna il prezzo di ritiro (pari a 41 c€/kWh nel 2004 per impianti fino a 100 kW_p e a 22 c€/kWh per gli altri nel caso di prezzo fisso) è calcolato come percentuale del valor medio annuale della tariffa elettrica (575% per impianti fino a 100 kW_p e 300% per gli altri) e viene riconosciuto per 25 anni, successivamente tale prezzo viene ridotto del 20% e riconosciuto per l'intera vita utile dell'impianto. Infine, in Lussemburgo il sistema di incentivazione prevede un prezzo di ritiro (56 c€/kWh) per

gli impianti con potenza installata inferiore ai 30 kW_p entrati in esercizio tra l'1 gennaio 2005 e il 31 dicembre 2007, al quale si aggiunge un contributo in conto capitale pari al 15% del costo effettivo sostenuto per l'investimento fino ad un massimo di 900 €/kW_p (limitato a 2 kW_p più un altro kW_p per ogni componente il nucleo familiare con più di 18 anni).

Dal rapporto emerge per l'Italia una situazione di estrema staticità e alquanto sconcertante considerato che l'irraggiamento solare nel nostro Paese è da due a tre volte quello registrato in Germania. Situazione che però è probabilmente destinata ad essere un mero ricordo dato che da agosto 2005 anche in Italia è stato introdotto un sistema di incentivazione in conto energia (decreti ministeriali 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006). Infatti dai dati resi noti dal GRTN, riguardanti le domande di incentivazione rilasciate nei primi tre trimestri di applicazione del conto energia, emerge un quadro molto confortante (sono state ammesse ad usufruire degli incentivi domande per un totale di circa 353 MW_p di nuovi impianti da realizzare) che evidenzia come il nuovo sistema si stia dimostrando uno strumento molto valido per lo sviluppo del fotovoltaico.

Il conto energia applicato in Italia presenta delle caratteristiche di peculiarità rispetto a quanto avviene negli altri Paesi Ue dove l'incentivo è costituito da un vero e proprio prezzo di ritiro dell'energia elettrica da fotovoltaico al quale eventualmente si sommano contributi in conto capitale o deduzioni fiscali. In Italia, infatti, il "conto energia" si configura come un puro incentivo al quale si devono aggiungere il prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta (nel caso di scambio sul posto si tratta di un costo evitato per mancato acquisto di energia), eventuali contributi in conto capitale che gli enti pubblici possono erogare (purché in misura non superiore al 20% del totale del

costo di impianto), ed infine una riduzione al 10% dell'IVA sugli impianti fotovoltaici.

Tralasciando gli sgravi fiscali e i contributi in conto capitale e restringendo l'attenzione ai soli impianti sotto i 50 kW_p il ricavo complessivo che si può ottenere dalla vendita di energia elettrica da fotovoltaico usufruendo del conto energia varia tra i circa 64 c€/kWh (conto energia con scambio sul posto e integrazione in edificio, stimando in 14 c€/kWh il costo evitato dell'energia autoprodotta e consumata) e i circa 54,6 c€/kWh (conto energia con prezzi minimi garantiti) a fronte di prezzi di ritiro in Germania che oscillano tra i 45,7 e i 62,4 c€/kWh¹. Un incentivo, quindi, che assicura profitti particolarmente interessanti considerati i diversi livelli di insolazione tra Italia e Germania.

A ben guardare, però, emergono anche alcune criticità connesse al meccanismo di determinazione della produzione incentivata nel caso si utilizzi lo scambio sul posto. Infatti, con le modifiche apportate dal decreto del 6 febbraio 2006 è incentivata soltanto l'energia elettrica prodotta dall'impianto e consumata nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto (ci si riferisce al solo caso in cui si scelga di cedere l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico usufruendo dello scambio sul posto). Questa modifica, introdotta probabilmente con l'intenzione di evitare il proliferare di impianti, che cedono l'energia prodotta in conto scambi, o sovradimensionati rispetto ai consumi dell'utenza, introduce in pratica un meccanismo che disincentiva il risparmio energetico, spingendo i soggetti che cedono energia in conto scambio a massimizzare i consumi al fine di massimizzare i profitti. A questo si aggiunge poi la retroattività di questa modifica, che rende il provvedimento ancor più critico per i soggetti che hanno presentato le domande e ottenuto l'ammissione agli incentivi ancor prima dell'entrata in vigore del decreto 6 febbraio 2006.

1 Si è trascurata l'incidenza che la tassazione può avere nel determinare l'effettivo profitto che il produttore può avere dalla produzione dell'energia elettrica da fotovoltaico

(segue da pag. 3)

Kyoto: vincolo od opportunità

Il nostro Paese si è presentato in ritardo all'appuntamento già nel 2004, allorché il Governo produsse il suo Pna solo all'ultimo giorno utile, il 31 dicembre, nella convinzione che comunque il Protocollo non sarebbe entrato in vigore. Dopo lunghe vicissitudini il piano di allocazione italiano è arrivato alla versione finale quasi un anno dopo l'entrata in vigore del mercato.

A prescindere dalla validità o meno della tesi alla base del Protocollo di Kyoto, secondo cui il decremento delle emissioni di CO₂ è la giusta risposta al surriscaldamento del Pianeta, con la direttiva *Emission Trading* l'Europa, e quindi l'Italia, si è impegnata su questa strada. L'obiettivo della stabilizzazione della concentrazione di CO₂ nell'atmosfera richiede però uno sforzo straordinario di ricerca e innovazione per cambiare il sistema energetico e ridurre l'intensità di carbonio dell'economia mondiale. Peraltro lo schema finale del Piano Nazionale di Allocazione non sembra voler cogliere questa opportunità discriminando notevolmente le centrali termoelettriche in via di costruzione rispetto alle esistenti, col risultato che alcuni operatori hanno deciso di posporre gli investimenti relativi a nuovi impianti a ciclo combinato. Ciò comporterà il risultato paradossale di rallentare la rottamazione delle vecchie centrali e di far aumentare il prezzo dell'energia elettrica, aggravando le *performances* del parco elettrico italiano che nonostante il rinnovo attivato negli ultimi anni risulta tra i meno efficienti nel panorama europeo.

Il Piano Nazionale di Allocazione della seconda fase dell'ETS, coincidente con gli anni validi per il Protocollo di Kyoto, dovrà essere presentato il 30 giugno e le nuove linee guida della Commissione europea suggeriscono che i nuovi *caps* si baseranno sulla coerenza tra le emissioni all'anno 2003 e l'obiettivo di Kyoto. Rinunciare a misure di politica interne implicherà automaticamente rinunciare ai benefici ambientali diretti oltre che spendere per acquistare quote di gas climateranti all'estero scaricando i costi dell'adeguamento del Protocollo di Kyoto sulla fiscalità generale. Occorre pertanto che le istituzioni e le imprese coinvolte nel sistema affrontino le nuove sfide nella gestione del proprio impatto sull'ambiente, puntando sulle strategie di riduzione in grado di dare anche benefici economici, come quelle legate all'aumento dell'efficienza energetica e all'innovazione tecnologica.

Senza dubbio la capacità di gestire questa rivoluzione energetica in atto, incorporando la gestione dei gas ad effetto serra tra i fattori strategici di successo delle imprese, sarà la chiave per trasformare un elemento di potenziale rischio in una vera opportunità.