



Le incertezze sul bilancio del carbonio

Tiziana Zerlia

Snow, trees or the air we breathe?

L'interrogativo - ripreso dalla prestigiosa rivista *Nature* del 5 marzo scorso - riguarda la destinazione di fondi europei per il Monitoraggio della Terra via Satellite (Earth-observing satellite) che coinvolge la Esa (Agenzia Spaziale Europea).

A seguito della crisi economica (e conseguente riduzione fondi), la settima missione della Earth Explorer della Esa riguarderà uno solo tra 3 progetti "in ballottaggio" (CoReH2O, Premier, Biomass).

Dei 3 progetti "papabili", quello denominato *Biomass* punta al monitoraggio - via radar ad alta sensibilità - della biomassa delle foreste per determinare il carbon stock del suolo e i flussi di carbonio, parametri chiave per calcolare il bilancio del carbonio (essenziale nella pianificazione della politica "energetico-climatica" europea) attraverso dati acquisiti "at a resolution and accuracy compatible with the needs of international reporting on carbon stocks and terrestrial carbon model".

Il fatto che una tra le più quotate agenzie di ricerca confermi tra i temi prioritari un progetto che punta ad arrivare a dati quantitativi e affidabili dei *Flussi di carbonio* e del *Carbon stock* è lo spunto per focalizzare l'attenzione su un aspetto più volte segnalato: se i dati legati al *Bilancio del carbonio* sono ancora oggetto di ricerca, significa, banalmente, che ancora non si conoscono.

Dunque: possiamo davvero certificare le emissioni?

Se ancora siamo in attesa di risposte affidabili sul bilancio del carbonio

(CO₂), con quanta affidabilità si possono certificare le emissioni che impattano sui criteri di sostenibilità dei biocarburanti?

Quali garanzie possono dare i complessi e onerosi sistemi di certificazione previsti dalla Direttiva?

Infatti, per quanto complicate e rigorose siano le procedure - previste dai sistemi di certificazione per accertare la rispondenza delle "filieri bio" ai vincoli di sostenibilità - esse non possono migliorare la qualità dei dati delle emissioni ai quali - di fatto - è affidata la possibilità di monitorare i reali progressi dei diversi Stati Membri.

Vale la pena di ricordare che da tali progressi dipende la distribuzione di eventuali strumenti incentivanti legati al rispetto degli obiettivi del pacchetto comunitario clima-energia (oltre che una buona fetta della politica europea sul clima).

In definitiva, criticità e incertezze legate al conteggio delle emissioni di gas serra (CO₂) per *cambio d'uso del suolo* - e delle emissioni diverse dalla CO₂ ("non CO₂-GHG") - suscitano molte perplessità sulla reale capacità di verificare la rispondenza delle "filieri bio" ai criteri di sostenibilità che, di fatto, dovrebbero fornire il criterio discriminante per garantire un confronto omogeneo con le corrispondenti filiere fossili e spingere verso la soluzione più conveniente in termini ambientali.

E non si tratta di arroccarsi sull'incertezza scientifica dei dati per non agire, ma di prendere atto delle criticità per ridefinire le priorità e canalizzare le risorse verso interventi di reale efficacia.

Certificati Bianchi e Conto Termico

Luigi Ceccarini

I due decreti interministeriali del 28 dicembre scorso, firmati dal Ministro dello Sviluppo Economico e dal Ministro dell'Ambiente, introducono rilevanti novità nell'ambito degli incentivi all'efficienza energetica. In particolare il decreto sui Titoli di Efficienza Energetica (TEE) - o più comunemente Certificati Bianchi - mira a potenziare un meccanismo che si configura come il più efficiente dal punto di vista della capacità di generare risparmi. Secondo l'ENEA il contributo fornito dai risparmi da TEE nel periodo 2007-2011 al raggiungimento dell'obiettivo stabilito nel PAEE 2011 per l'anno 2016 è pari al 43%, nettamente il migliore tra i contributi di tutti gli altri strumenti considerati. I TEE detengono anche il primato dello strumento più conveniente in relazione ai contributi statali erogati, con un rapporto costo/efficacia di 0,0041 € per kWh risparmiato. Il decreto fissa per il quadriennio 2013-2016 gli obiettivi nazionali di risparmio energetico da conseguire tramite il meccanismo dei TEE, trasferisce la gestione del sistema al GSE e introduce nuove opportunità di incentivo per i settori dell'industria, delle infrastrutture e dei trasporti. Una delle novità più importanti consiste nell'introduzione di un divieto di cumulabilità con altri incentivi statali, seppur con alcune eccezioni: il risultato è la sostanziale modifica del perimetro dei TEE, dal momento che gran parte dei piccoli interventi su cui si è basato finora il meccanismo usufruiranno in maniera più conveniente delle detrazioni fiscali del 55% o del Conto Termico, descritto successivamente, precludendo la richiesta e la conseguente emissione di TEE. L'altro decreto del 28 dicembre 2012 introduce per l'appunto il c.d. Conto Termico, la cui entrata in funzione è stata a lungo agognata dai numerosi player di settore. L'obiettivo è quello di rendere più efficiente il patrimonio edilizio nazionale, sia esso pubblico che privato, sostenendo al contempo la diffusione di impianti rinnovabili e puntando sia a stimolare la crescita economica del settore che a dare un impulso ulteriore alla green economy. Il Conto Termico prevede in primis incentivi diretti per interventi di efficientamento effettuati dalle Pubbliche Amministrazioni, finora penalizzate da questo punto di vista sia per problemi di vincolo finanziario che di mancato accesso allo strumento delle detrazioni

segue in ultima

NELL'INTERNO

- **Attività regolatoria:** Cogenerazione ad alto rendimento; un percorso sempre più accidentato
- **Politica ambientale:** Il settore dei biocarburanti nel 2012
- **Politica finanziaria:** La Consob accende la luce sulle rinnovabili
- **Politica energetica:** L'industria energivora italiana resta in attesa dei decreti attuativi della legge 44/2012

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

Attività regolatoria

Cogenerazione ad alto rendimento: un percorso sempre più accidentato

Carlo Lommi

Andata in pensione la delibera AEEG 42/02, il 2012 ha visto l'inizio dell'applicazione del D.Lgs 20/07 - modificato dal DM 4/8/11 - per l'ottenimento della qualifica di CAR (Cogenerazione ad Alto Rendimento). La nuova norma presenta tre problemi che la rendono ostica per gli operatori, soprattutto per gli auto-produttori considerati 'attività marginale' dal Regolatore.

Il primo periodo di misure su cui deve essere applicata la nuova norma è il 2011. Sorge il primo problema: il Decreto - intendendo il D. Lgs 20/07 coordinato con il DM 4/8/11 - entra in vigore il 19/9/11. Sembrerebbe quindi più giusto che il 2011 fosse stato diviso in due parti e che la qualifica CAR fosse ottenuta continuando ad applicare, la 42/02 per la produzione da gennaio a settembre e il Decreto per la restante parte dell'anno. Un tale comportamento fu consentito dall'allora GRTN, quando in seguito a numerosi ricorsi al TAR, la 42/02 fu applicata solamente sulle produzioni misurate da aprile 2002 in poi.

Il secondo problema è quello dell'assenza di un meccanismo transitorio o semplificato, valido per gli impianti esistenti che erano considerati CAR secondo la 42/02.

In qualsiasi norma, anche in ambiti con maggiori implicazioni sulla collettività, quali ad esempio le norme antisismiche, di prevenzione incendi o di sicurezza degli impianti, non è mai richiesto all'esistente un completo adeguamento alle nuove disposizioni, ma sono sempre previsti adeguamenti parziali, per non vessare i soggetti interessati.

Il terzo e forse più pesante problema nasce dall'interpretazione data dal GSE del confine dell'unità di cogenerazione. Giustificando il suo operato sulla base del Decreto e delle linee guida del MiSE, il confine è esteso molto oltre rispetto al passato. È imposto che in esso siano incluse tutte le macchine operatrici che utilizzano anche energia termica (e.g. turbopompe) ed eventuali generatori di vapore ausiliari. Inoltre impone che siano misurati tutti i singoli utilizzi di energia termica e meccanica. Tutto ciò ha pesanti ripercussioni per realtà in cui un impianto cogenerativo di autoproduzione recupera e fornisce energia termica a una rete di vapore molto complessa, come nel caso di una raffineria di petrolio. In tali impianti, ci sono reti vapore e acqua calda che si estendono spesso anche per chilometri, con diversi livelli di pressione, con svariati apporti di energia termica da caldaie tradizionali, con numerosi utilizzatori che trasformano l'energia termica del vapore in energia meccanica, indispensabile per movimentare i fluidi lavorati all'interno del processo industriale. In una rete siffatta, ciò che chiede il GSE diventa di difficile - se non impossibile - applicazione.

Unendo due definizioni del Decreto, risulta che il calore utile è *il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda non superiore al fabbisogno di calore che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia diversi dalla cogenerazione*. Sempre nel Decreto sono riportati alcuni esempi di calore utile e tra questi c'è il *calore utilizzato in processi industriali*.

In un impianto come quello descritto, il processo industriale è indubbiamente tutto l'insieme di impianti necessari per trasformare il grezzo in prodotti finiti e quindi se tutto il calore recuperato è impiegato nel processo industriale, esso è tutto calore utile, senza che debba essere fatta distinzione negli ulteriori utilizzi a valle.

Da dove nasce l'interpretazione del GSE?

Nella direttiva 2004/8/CE e nel decreto 20/07 di recepimento non c'è traccia del confine esteso. Il DM 4 agosto 2011, che ha variato gli allegati del decreto 20, parla genericamente di "turbine a vapore secondarie". La contabilizzazione dell'energia meccanica è invece maggiormente dettagliata dalle linee guida del MiSE. Nel paragrafo 2.8 è scritto: *"L'energia meccanica utilizzata per pilotare attrezzature, anche funzionali all'operatività dell'impianto di cogenerazione e dove l'alternativa sia un motore elettrico quali ad esempio: pompe acqua alimento caldaia pilotate da un turbina a vapore, pompe di raffreddamento, pompe di estrazione delle condense, compressori per aria di processo, è considerata energia utile in quanto l'energia elettrica, usata in alternativa, sarebbe stata comunque inclusa nella produzione lorda di energia elettrica rilevata al contatore."*

L'anche' evidenziato in grassetto sembra essere l'unico punto che estende la contabilizzazione dell'energia anche alle apparecchiature non ausiliarie, mentre la frase sottolineata può essere vera se riferita solamente ad ausiliari di centrale, ma non ad attrezzature che fanno parte del processo industriale.

È altresì dimostrabile che il calcolo del PES (indice di risparmio di energia primaria) nei due casi di confine esteso secondo il pensiero del GSE e di confine 'ristretto' che consideri il processo industriale come una *black-box*, porta a risultati trascurabilmente distanti.

In conclusione, l'estensione del confine dell'unità di cogenerazione chiesta dal GSE, volta a comprendere tutto quanto il processo industriale, sembra una forzata interpretazione della norma che, senza avere giustificazioni sensibilmente apprezzabili da un punto di vista fisico, tende a complicare inutilmente l'accidentato percorso verso la qualifica CAR, rischiando di aggravare ulteriormente la già elevata spesa energetica degli operatori.

Politica ambientale

Il settore dei biocarburanti nel 2012

Paolo D'Ermo e Paolo Storti - World Energy Council Italia

Dopo la battuta d'arresto registrata nel 2011, la produzione mondiale di biocarburanti ha ripreso vigore nel 2012, crescendo del 6,3% a 1,934 milioni di barili/giorno (nel 2011 era stata pari a 1,819 milioni di barili/giorno). Gli Stati Uniti e il Brasile si sono confermati i due maggiori produttori, il primo con 955 mila barili/giorno (ovvero il 49% della produzione mondiale) e il secondo con 461 mila barili/giorno (23% del totale).

Anche nelle regioni del Sud Est Asiatico la produzione di biocarburanti si è incrementata rispetto all'anno precedente (+20% a 133 mila barili/giorno), con la Cina che da sola ha prodotto 51 mila barili/giorno.

Gli elevati prezzi del petrolio e le misure adottate da numerosi governi a favore dell'utilizzo dei biocarburanti nei trasporti hanno guidato tale ripresa. In Europa, dove si è realizzato il 13% della produzione mondiale, si è assistito a un rinnovato interesse per il bioetanolo rispetto al biodiesel, dopo che studi condotti dalla Commissione Europea hanno messo in luce il miglior rendimento energetico delle coltivazioni utilizzate per produrre etanolo rispetto a quelle impiegate per il biodiesel.

Secondo le stime dell'International Energy Agency, tuttavia, la crescita prevista per il periodo 2010 - 2016 (0,4 milioni di barili/giorno) sarà minore rispetto al periodo 2006 - 2011 (0,5 milioni di barili/giorno). Tra le ragioni di questo rallentamento si indicano da un lato l'incremento dei prezzi delle materie prime agricole (principalmente cereali, zucchero e oli vegetali) e le annesse problematiche riguardanti la competizione alimentare, dall'altro la difficile valutazione delle emissioni climaterali legate all'intero ciclo di produzione e utilizzo dei biocarburanti.

Malgrado queste criticità, è facilmente prevedibile che la crescita dei biocarburanti, anche se rallentata, continuerà. Tale corso sarà verosimilmente favorito dalle politiche di diversificazione degli approvvigionamenti e da un prezzo del petrolio che sembra essere destinato a permanere su livelli superiori alla soglia di competitività dei biocarburanti rispetto ai prodotti petroliferi: attualmente tale soglia è calcolata al di sopra della fascia 70-100 \$/barile.

Tornando al 2012, i principali fenomeni emersi nel settore

>>>

dei biocarburanti sono così riassumibili:

- Dal punto di vista climatico, l'anno appena trascorso è stato molto difficile sia per gli Stati Uniti sia per il Brasile. I raccolti di mais negli USA, principale produttore/esportatore mondiale, sono stati colpiti da un persistente clima siccitoso che ha generato un innalzamento dei prezzi e ha gravato non poco sulle produzioni alimentari, su quelle per l'allevamento e sul mercato dell'etanolo. Milletrecento contee in 29 Stati USA hanno dichiarato lo stato di calamità naturale a causa dell'assenza prolungata di precipitazioni. Parallelamente nella prima parte della stagione 2012-2013, i raccolti brasiliani della canna da zucchero nelle regioni del centro-sud del Paese sono scesi del 39% (35 milioni di tonnellate su stesso periodo anno precedente) a causa delle avverse condizioni climatiche.

- Negli Stati Uniti, l'Environmental Protection Agency (EPA) ha stabilito un obbligo di miscelazione per i biocarburanti del 9,23% sul totale dei consumi di carburanti; per i biocarburanti celluloseici la percentuale è stata fissata a 0,006% del totale consumi. Il mandato relativo all'etanolo celluloseico è stato oggetto di aspre critiche da parte dei raffinatori che, data l'impossibilità di reperirlo sul mercato in quantità industriale, hanno dovuto fare necessariamente ricorso all'acquisto alternativo di certificati verdi.

Il mercato USA, nel 2012, è stato inoltre colpito da contrasti dovuti al via libera dato nel mese di giugno dall'EPA alla commercializzazione dell'E15: carburante composto per il 15% da bioetanolo e per l'85% da benzina da impiegare negli autoveicoli leggeri costruiti dopo il 2001. A detta delle case automobilistiche e dei raffinatori, l'E15 sarebbe causa di danni ai motori delle autovetture.

- Nel 2012, la Commissione Europea ha imposto alle autorità doganali dell'Unione Europea la registrazione delle importazioni di biocarburanti a basso costo provenienti da Stati Uniti, Argentina e Indonesia ai fini, qualora si riscontrassero irre-

golarità, della successiva applicazione con effetto retroattivo di misure antidumping e antisovvenzioni nei confronti di tali importazioni a decorrere dalla data di registrazione. Parallelamente, l'Unione Europea ha esaminato nuove ipotesi normative per il calcolo delle emissioni prodotte dai biocarburanti durante tutto il loro ciclo di vita, tenendo anche conto degli effetti indiretti derivanti dai cambiamenti d'uso dei terreni (fattore ILUC). Il 17 ottobre 2012 la Commissione Europea ha pubblicato una proposta per il Consiglio e il Parlamento Europeo avente per oggetto le modifiche da apportare sia alla direttiva 2009/30 sulla qualità dei carburanti sia alla direttiva 2009/28 sull'uso dell'energia da fonti rinnovabili. La proposta mira a introdurre in queste direttive quanto emerso dai più recenti studi sugli effetti ambientali dovuti ai fattori ILUC: sfavorire filiere produttive ad alti livelli emissivi per i biofuel di prima generazione e premiare/favorire l'impiego dei carburanti di seconda generazione.

Nonostante le problematiche emerse durante l'anno appena trascorso, il 2012 è stato tutto sommato positivo per il comparto dei biocarburanti. Il rallentamento nella crescita dei biofuels convenzionali ha visto il contemporaneo sorgere di sempre più numerose iniziative di biocarburanti di seconda (e terza) generazione, che stanno compiendo importanti passi verso il raggiungimento della fase commerciale, anche grazie al sostegno dei governi di un crescente numero di paesi. L'interesse verso le nuove generazioni di biofuels è sostanzialmente dovuto ai loro limitati impatti ambientali e alla loro non-competizione con le colture alimentari. Tali caratteristiche eleggono i biocarburanti di II e III generazione come sostituti delle produzioni tradizionali per il futuro, non appena i loro costi di produzione raggiungeranno livelli in linea con quelli della prima generazione. Peraltro anche i recenti sviluppi delle normative europee prefigurano nel medio-lungo termine un sempre maggiore ruolo delle nuove generazioni nei mandati di miscelazione.

Politica finanziaria

La Consob accende la luce sui titoli delle rinnovabili

Marco T. Ferraresi, Sogin S.p.A.

“La speculazione è l'arte di prevedere la psicologia del mercato”. John Maynard Keynes, padre della macroeconomia, aveva intuito semplicemente l'assonanza sottile e delicata tra i fenomeni speculativi e la psiche del mercato. La Consob, in un certo senso, ha il ruolo di psicologo dei mercati finanziari. Questa volta sulla “chaise longue” c'è finita la green economy quotata di casa nostra. La ragione? Un'esposizione elevata al rischio di fenomeni speculativi. “In un quadro generale di rafforzamento della trasparenza delle informazioni, in merito a talune aree ritenute particolarmente sensibili all'andamento dei mercati e della congiuntura; con l'intento di richiamare l'attenzione dei soggetti che partecipano al processo di formazione e controllo dell'informazione finanziaria sulla necessità di garantire l'affidabilità e la completezza delle informazioni diffuse al mercato”. Ma perché i titoli delle green company? La causa avrebbe una triplice natura: le aspettative connesse ai numerosi e ingenti progetti di investimento nel settore, l'incertezza dalle novità continue sul fronte incentivi e l'evoluzione frenetica della normativa di settore. Basti pensare, a titolo esemplificativo, alle politiche degli incentivi di volta in volta prescelte dai singoli governi, all'incidenza delle innovazioni tecnologiche settoriali oppure al rally in positivo sui listini nei giorni immediatamente successivi all'incidente nucleare in Giappone o all'esito referendario Italiano.

Maggiore “disclosure” informativa equivale a maggiore tutela per le aziende e per gli investitori. In un comparto con forte attrattività, l'incertezza gioca un ruolo pericoloso, legata soprattutto ai repentini cambiamenti delle norme sugli incentivi e alla difficoltà di ottenere finanziamenti dalle banche con il rischio concreto è che i progetti si trasformino in attività di speculazione premeditata.

Con un'apposita “raccomandazione” contenente una serie di principi destinati alle società, la Commissione Nazionale per le Società e la Borsa detta indicazioni sull'informazione da rendere al mercato con particolare riferimento al quadro normativo e ai settori di operatività aziendale, agli impianti di produzione di energia e ai progetti in fase di sviluppo, agli impianti destinati alla cessione a terzi. A ciò si aggiunge l'obbligo di informativa

in relazione alla situazione finanziaria debitoria complessiva di gruppo, alla contabilizzazione dei costi di sviluppo dei progetti e degli oneri di dismissione e smantellamento degli impianti, alle circostanze rilevanti da comunicare al pubblico oltre che agli indicatori alternativi di performance.

“L'informativa è spesso fornita con un diverso grado di dettaglio e in maniera differente quanto ai tempi e alle relative modalità di esposizione, rendendo in tal modo poco confrontabili le situazioni aziendali e le prospettive future dei singoli emittenti in oggetto. Attraverso la raccomandazione la Commissione intende rafforzare la trasparenza e promuovere la standardizzazione dei contenuti e delle forme di presentazione dell'informativa finanziaria delle imprese del settore”. Si legge nella newsletter settimanale dell'autorità.

Un invito chiaro a una comunicazione più completa e trasparente attraverso un procedimento di standardizzazione dei contenuti e delle informazioni. Solo per tale via le aziende quotate del settore delle energie rinnovabili, uscirebbero dal rischio di divenire il principale bersaglio di fenomeni speculativi. Il faro puntato dall'autorità non risparmia neppure i meccanismi di finanziamento dei progetti sulle renewables, che solitamente avvengono per il mezzo di “project financing” o “project leasing”; con queste operazioni, caratterizzate da un particolare rapporto debt su equity e dall'imperativo di cash flow della “newco” all'uopo costituita, risulta ancora più marcata l'esigenza di cristallizzare taluni aspetti come l'ammontare del debito residuo, la forma tecnica, la scadenza, gli impegni e le garanzie rilasciate a favore dei soggetti finanziatori.

Prospettive di crescita, incertezze, meccanismi di finanziamento, serietà dei progetti il tutto in un panorama settoriale complesso e non privo di dubbi, che cerca e deve trovare nella trasparenza informativa l'unica bussola possibile per il cammino futuro. Il mercato speculativo tendente al rialzo è come un treno su cui tutti vogliono salire per fare un po' di soldi facili. Le nuove tecnologie e più in generale le innovazioni sia incrementali che radicali sono la fonte che maggiormente amplifica l'euforia speculativa. Ma come spesso accade si rischia di pagare caro per utili immaginari.

Politica energetica

L'industria energivora italiana resta in attesa dei decreti attuativi della legge 44/2012

di Alessandro Purpura, AICEP

Abbiamo attentamente ascoltato quanto emerso durante il recente seminario del 20 marzo, organizzato a Roma dall'AIEE per analizzare la situazione di profonda crisi che travolge l'Italia con la chiusura di impianti produttivi ad alta intensità energetica, con perdite consistenti in tutti i comparti energetici, con prezzi al consumo che – nonostante la crescente sovracapacità di potenza elettrica installata – non solo non mostrano alcun trend al ribasso a causa delle crescenti quotazioni internazionali del petrolio ma, in più, sono stabilmente crescenti in virtù del forte impatto che gli oneri fiscali e parafiscali hanno sulle bollette elettriche di tutti i consumatori e ancor più sui consumatori industriali che operano con processi produttivi ad alta intensità d'energia.

Ne abbiamo tratto alcune deduzioni per dare ancora una tendenziale prospettiva di futuro a tutte quelle attività produttive che, normalmente, oltre ad avere un elevato "indice di energivorità" (- orrendo neologismo recentemente coniato per individuare quelle produzioni primarie ad elevata intensità energetica che più di altre incorporano l'input di energia nel loro prodotto finito -) rappresentano anche quelle reali ed interessanti opportunità di lavoro diretto e indotto sul territorio che, oggi più che mai, sono necessarie per combattere la pesante recessione economica che ha colpito l'Italia.

Nel secolo scorso AICEP, nata nel 1978, ha operato con l'obiettivo principale di assistere le proprie imprese associate nei loro rapporti con le Organizzazioni e le Istituzioni amministrative ed economiche nazionali per tutte quelle problematiche di natura tecnico-economica e/o legale che potessero direttamente o indirettamente riguardare la qualità ed il costo delle loro forniture elettriche.

Nei primi 20 anni della sua vita, i suoi principali interlocutori sono stati perciò il Ministero dell'Industria e l'ENEL con i quali, pur con alterne vicende, è riuscita a mantenere un dialogo aperto, - spesso con motivazioni condivise -, per disporre di regimi tariffari "ad hoc" che tenessero in debito conto tanto il valore della stabilità assicurata alle reti elettriche dai carichi "baseload" di questa tipologia di consumatori industriali, quanto il valore della loro adeguata

competitività con i concorrenti esteri.

Dal 1999 in poi, con la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica (Decreto Bersani n. 79 del 16 marzo del 1999), le imprese associate si sono progressivamente rivolte al libero mercato dove hanno comunque potuto usufruire di prezzi di acquisto che, ancorché superiori alla media europea, hanno tenuto in debito conto delle migliori offerte praticabili alle loro specifiche caratteristiche di prelievo. Sono comunque rimasti nel sistema tariffario tutti i costi di trasporto e misura dei prelievi nonché tutti gli oneri fiscali e parafiscali che continuano tuttora a penalizzare le nostre imprese nazionali rispetto alle omologhe attività produttive dei vicini concorrenti europei.

Il regime di regressività nell'imputazione degli oneri di sistema preconizzato dal decreto Bersani del '99 e previsto nel XXI° secolo dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) per consumi superiori a 48 milioni di KWh/anno per ogni sito produttivo, infatti, non basta più oggi per consentire alle imprese italiane di stare al passo con i consumatori omologhi europei.

Oggi tutte le aziende che operano con processi produttivi ad alta intensità energetica, indipendentemente dalla loro dimensione industriale e dal loro fatturato, sono più che mai preoccupate dai costi che gravano sull'energia elettrica in Italia: prezzi che mediamente sono circa 20 €/MWh più alti di quelli dei Paesi limitrofi ed ai quali vanno aggiunti i rilevanti incrementi delle componenti tariffarie regolamentate dall'AEEG.

In questo contesto AICEP, come per il passato, continua ad evidenziare la necessità di ridurre l'impatto degli oneri di sistema sui costi dell'energia elettrica resa ai punti di prelievo. La situazione attuale in cui la regressività si basa solo sulle dimensioni del consumo rende ancor meno sostenibile l'attività economica di quelle imprese ad alta intensità energetica che, o per la loro dimensione industriale o per le riduzioni di produzione riconducibili alla perdurante recessione economica (registrando consumi annui inferiori ai 48 GWh) sono automaticamente escluse anche dal piccolo vantaggio che la regressività offre ai maggiori consumi.

La soluzione che AICEP intravede è già prevista fin dai tempi della legge

Marzano n.39 del 23/08/2004: definire con la massima trasparenza una tipologia /categoria di consumatori ad alta intensità energetica, cui imputare una quota ridotta degli oneri di sistema, come già fanno in Francia e Germania, per evitare la chiusura dell'attività produttiva o ulteriori dislocazioni di importanti aziende strategiche in altri continenti.

Dopo 8 anni passati invano, finalmente con l'art. 39 della legge 44/2012 è stato stabilito che entro la fine del 2012 il MSE avrebbe dovuto emettere dei decreti che definissero la tipologia di cui sopra, tenendo conto, come è giusto che sia, oltre che dei livelli di consumo anche dell'intensità energetica, in modo da poter avere un indice di "energivorità", al di sopra del quale sarebbero applicate delle significative e chiare "agevolazioni", di entità stabilite dall'AEEG.

Si stanno ancora aspettando questi decreti e, con la situazione politica che si è venuta a creare dopo le recenti elezioni, sarà indispensabile sollecitarli, con un'azione decisa sostenuta da tutta l'industria "energivora" italiana. Non è più quindi una questione che riguarda solo le grandi aziende, ma anche le PMI che abbiano un'alta incidenza dei costi energetici sui costi delle loro produzioni.

Lo scenario richiede perciò una maggiore ampiezza dell'onda d'urto che AICEP si propone di generare su questo fondamentale aspetto di sopravvivenza industriale. Dal momento che gli obiettivi di qualità e di premio dei prelievi elettrici sopra evidenziati debbono riguardare più il "come" si consuma piuttosto che il "quanto", AICEP ritiene che, per dare più forza alle proprie istanze, sia arrivato il momento opportuno per ampliare la base associativa di AICEP, accogliendo nella propria organizzazione altre aziende "energy intensive", anche di medie dimensioni, come Socio Effettivo od Affiliato (con un contributo associativo ridotto nel secondo caso).

Ciò darebbe una maggiore forza alla missione di AICEP per un più serio ascolto da parte delle Istituzioni deputate ad attuare una politica industriale che possa evitare l'abbandono di importanti produzioni strategiche in Italia, oggi fuori mercato solo a causa del divario dei costi energetici con gli altri Paesi europei.

Segue dalla prima

Certificati Bianchi e Conto Termico

fiscali. Così come i TEE, gli incentivi del Conto Termico non sono cumulabili con altri incentivi statali, a meno di alcuni casi. L'effetto è che la gran parte degli interventi che generano risparmi energetici nel settore residenziale e nella P.A. beneficranno presumibilmente del Conto Termico, mentre lo strumento dei Certificati Bianchi andrà soprattutto a sostegno degli interventi effettuati nel settore dell'industria e dei servizi e di quelli di carattere infrastrutturale caratteristici del settore ICT, della distribuzione idrica e dei trasporti. Per quanto riguarda gli effetti, si prevede che il Conto Termico sia in grado di far risparmiare tra i 2 e i 3 Mtep l'anno di energia finale, associando efficienza energetica nella P.A. ai risparmi energetici derivanti dal maggiore sviluppo delle rinnovabili termiche nel settore privato, a fronte di incentivi per 900 milioni di euro l'anno (200 per la P.A. e 700 per

i privati). Si ipotizza d'altra parte che i Certificati Bianchi consentano di risparmiare circa 5 Mtep di energia finale l'anno, per un onere di sistema a regime nel 2020 pari a circa un miliardo di euro l'anno. Ad entrambi gli strumenti vengono dunque assegnati compiti considerevoli. Ai TEE viene chiesta una maggiore specializzazione e il mantenimento di un ruolo di primaria importanza nella generazione dei risparmi: a tal fine, a conferma della funzione di "ponte" del decreto TEE, sarà fondamentale la futura emanazione delle nuove linee guida, che avranno la finalità di portare chiarezza nel meccanismo risolvendone incertezze e problemi di funzionamento. Al Conto Termico in un certo senso viene chiesto di raccogliere il testimone del Conto Energia (oramai giunto al capolinea) e di concentrarsi sulle più efficienti rinnovabili termiche e sull'efficienza energetica.