

Paradossi energetici

di G.B. ZORZOLI

Le nuove rinnovabili elettriche diverranno competitive quando il costo del kWh sarà per un investitore più attraente di quello offerto da altre tipologie impiantistiche. Si tratta di un traguardo

più impegnativo della *grid parity*, concetto ricco di suggestioni, ma di pratica utilità soltanto per gli impianti di piccole dimensioni collegati alle reti in media-bassa tensione; ma, una volta raggiunto, con le attuali regole del mercato elettrico rischia di bloccarne lo sviluppo. Nel seguito l'analisi sarà limitata alle installazioni eoliche o fotovoltaiche, che hanno costi operativi prossimi allo zero: negli impianti a biomassa l'incidenza della materia prima sul costo del kWh e l'assetto spesso cogenerativo ne fanno un caso a parte. Ovviamente le considerazioni che seguono non riguardano le realizzazioni in regime incentivante.

I limiti del mercato

Anche se la Direttiva europea del 1996 non lo imponeva, il mercato elettrico si è sviluppato quasi esclusivamente sulla base di contrattazioni a breve termine (formazione di prezzi spot nelle Borse elettriche oppure contratti bilaterali di durata relativamente contenuta). La conseguente volatilità dei

prezzi del kWh ha quindi reso difficile il *project finance* degli impianti più *capital intensive* e con lunghi tempi di costruzione. In termini semplificati al massimo, nel *project finance* si costituisce una società ad hoc per lo specifico progetto, cui partecipa un istituto di credito; gli utili inizialmente creati servono a remunerarlo fino a quando gli è stata restituita la sua partecipazione azionaria (più, ovviamente, il profitto atteso dall'operazione), dopo di che il produttore elettrico diventa il proprietario esclusivo dell'impianto. Anche se il progetto è convincente, chi lo finanzia vuole comunque tutelarsi contro i rischi di mercato, chiedendo al produttore di procurarsi ex-ante contratti di vendita dell'energia prodotta per un numero adeguato di anni (i cosiddetti PPA, *Power Purchase Agreement*). La quota di azioni che l'istituto di credito è dis-

posto a sottoscrivere cresce con la quantità dei kWh che saranno venduti tramite PPA: nei casi più favorevoli si può arrivare all'80%, con evidenti vantaggi per il produttore, che deve versare solo una frazione modesta dell'investimento.

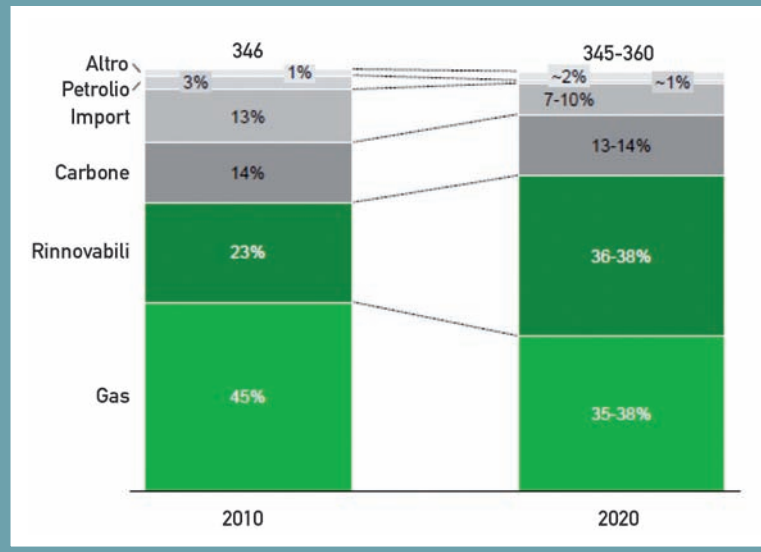
Una volta concluso l'iter autorizzativo, per realizzare un impianto a cicli combinati occorrono circa due anni. Così a breve termine per l'acquirente risulta ridotto il rischio di sbagliarsi nel valutare l'andamento futuro dei prezzi del kWh ed è quindi più propenso a firmare PPA. Inoltre, il costo unitario d'investimento (€/kW) dei cicli combinati è in assoluto il più basso, caratteristica che conviene a banche e produttori. Per contro un impianto a carbone ha maggiori costi unitari d'investimento e tempi di realizzazione più lunghi, in questo surclassato dal nucleare. In entrambi i casi i tempi

IL MERCATO ELETTRICO SARÀ
DOMINATO DAL GAS E DALLE
RINNOVABILI, CON NON POCHE
INCERTEZZE

FIGURA 1

EVOLUZIONE DEL MIX PER SODDISFARE LA DOMANDA ELETTRICA (TOTALE IN TWH)

Fonte: Proposta SEN



realizzativi troppo lunghi rendono difficile trovare chi sia disposto a sottoscrivere i PPA, mentre il finanziamento è per la banca molto più alto: l'effetto congiunto di questi fattori aumenta il rischio per l'istituto di credito, rendendo troppo oneroso o addirittura impraticabile il finanziamento. La non improbabile opposizione alla loro realizzazione aggiunge il rischio di ulteriori allungamenti dei tempi di costruzione o addirittura di blocchi definitivi dei cantieri in corso d'opera. Non a caso in Italia le uniche eccezioni alla realizzazione di cicli combinati riguardano la riconversione a carbone di impianti esistenti (Torvaldaliga, realizzato, e Porto Tolle, in fase autorizzativa), quindi con investimenti ridotti. Questo trend è comune a tutti i Paesi europei, come conferma la relazione introduttiva del ministro dell'energia del Regno Unito all'*Energy Bill*, attualmente in discussione nel parlamento britannico: l'attuale mercato elettrico rende molto difficile lo sviluppo delle altre tecnologie «perché hanno tutte costi iniziali di capitale maggiori rispetto agli impianti a gas».

“Prezzo del gas” variabile

Se le attuali regole di mercato rappresentano un ostacolo al finanziamento di impianti a carbone, dove gli oneri di capitale incidono per il 60% circa sul costo del kWh e nucleari, dove salgono al 70% circa, cosa può accadere per impianti eolici o fotovoltaici diventati competitivi, dato che sono caratterizzati da un'incidenza degli oneri di capitale largamente superiori? Poiché anche per le potenze massime installabili in Italia i costi di investimento sono di gran lunga inferiori a quelli degli impianti a combustibili fossili e i tempi di realizzazione sono contenuti, una volta acquisito un sufficiente margine di competitività non dovrebbero sussistere particolari ostacoli per il loro finanziamento. A

tale condizione si arriva però a valle di un processo graduale di avvicinamento, che nella fase iniziale è caratterizzato da margini di competitività minimi, quindi precari.

Consideriamo il caso italiano dove, per la predominanza nel mix produttivo, i cicli combinati sono per circa i due terzi delle ore gli impianti marginali, ossia quelli che determinano il prezzo del kWh. Poiché il prezzo del gas incide per almeno il 75% sul costo di produzione, la sua volatilità si riflette in modo non molto smorzato sul valore del PUN. L'effetto sarebbe ancora più prorompente se, al di là delle normali oscillazioni, si verificasse un crollo verticale dei prezzi, come quello prospettato dal rapporto “The Golden Age of Gas” della IEA nell'ipotesi, fino a pochi anni fa inimmaginabile, di una massiccia produzione su scala mondiale e a basso costo di gas non convenzionali. D'altronde già oggi gli effetti della produzione di *shale gas*, pur essendo limitata agli Stati Uniti, si sono propagati in Europa. In larga misura correlati all'andamen-

to delle quotazioni del greggio, agli attuali livelli i prezzi del gas (all'ingrosso attualmente intorno a 26-27 €/MWh), garantiscono prospettive rosee per la competitività delle rinnovabili. L'aumentata produzione interna di gas (che ha abbassato i prezzi all'ingrosso a 7-8 €/MWh) sta però dirottando verso l'Europa buona parte del GNL fino a poco tempo fa assorbito dal mercato americano, circostanza che costringe Gazprom a negoziati con i compratori europei, volti a mitigare la correlazione fra prezzo del gas e prezzo del greggio.

Più a lungo termine, mentre la produzione europea di gas non convenzionale, sempre che decolli realmente, incomincerà a far sentire i suoi effetti non prima della fine del decennio e – nella migliore delle ipotesi – riuscirà solo a compensare il calo di quella del gas tradizionale, l'abbastanza probabile moltiplicazione del caso americano, con Cina, Messico, Algeria, Libia, Argentina, Brasile e Australia fra i candidati più promettenti, potrebbe creare un'abbondanza di gas tale da ripercuotersi in misura rilevante anche sui prezzi in Europa, facendo saltare l'attuale ancoraggio alle quotazioni petrolifere. Se così fosse, impianti alimentati da rinnovabili, realizzati quando i prezzi del gas garantivano la produzione di energia elettrica a costi solo lievemente competitivi, con la caduta delle quotazioni del gas rischierebbero di non reggere più la concorrenza dei cicli combinati prima di avere completamente ammortizzato i costi di investimento. Per contro, è probabile che prezzi bassi provochino la contrazione degli investimenti in tutto il ciclo del gas (si sta già verificando negli USA); di conseguenza l'offerta a medio-lungo termine potrebbe risultare inadeguata rispetto all'aumento della domanda nei Paesi emergenti (secondo alcune stime i soli consumi cinesi di gas saliranno dagli attuali 100

miliardi di m³/anno a 200 nel 2020 e a circa 400 nel 2035) e i prezzi registrerebbero un'impennata. Inoltre, non è detto che le tecnologie adottate negli USA, dove lo *shale gas* è finora estratto a centinaia di metri di profondità, siano applicabili quando, come in Europa, occorrerebbe scendere a migliaia di metri, e che in condizioni geologiche differenti il costo di estrazione rimanga basso; per non parlare dell'enorme consumo d'acqua richiesto e dell'impatto ambientale del *fracking* (iniezione nel giacimento di una miscela di acqua, sabbia e additivi chimici), entrambi fattori potenzialmente limitanti lo sviluppo della produzione di gas non convenzionali. Infine, fra gli addetti ai lavori è aperta una controversia sulla resa dei giacimenti di *shale gas*: secondo alcuni, la produzione scenderà più rapidamente rispetto ai pozzi di gas convenzionale, portando a un loro rapido esaurimento. A queste incertezze su scala mondiale vanno aggiunte le variabili interne al nostro Paese. Secondo gli obiettivi delineati dalla proposta di Strategia Energetica Nazionale (SEN), rispetto al 2010 nel 2020 i consumi di gas scenderebbero all'82,5 - 87,5%.

Gas in picchiata

Poiché non si gioca a bocce ferme, questo drastico calo della domanda dovrebbe determinare una parallela diminuzione dei prezzi del gas, con un effetto solo all'apparenza paradossale: crescendo, com'è previsto dalla proposta di SEN, le rinnovabili avrebbero maggiore difficoltà a diventare competitive, in quanto renderebbero il gas sempre più a buon mercato. In larga misura questo minor consumo di gas sarà addebitabile a un'ulteriore riduzione della generazione elettrica da parte degli impianti a cicli combinati, come conferma la Figura 1, tratta dalla proposta di SEN, malgrado il drastico ridimensionamento dell'import di elettricità ipotizzato. Poiché il documento assume una domanda elettrica che fra il 2010 e il 2020 al massimo crescerà del 4%, l'attuale

funzionamento assai ridotto rispetto all'ottimale dei cicli combinati sembra quindi destinato a permanere per tutto il decennio. La conseguente penalizzazione economica sarà almeno in parte recuperabile vendendo l'energia a prezzi più elevati nelle ore in cui è minore il contributo delle rinnovabili, fenomeno che si sta già verificando, come confermano la Tabella 1 e la Figura 2. Questo effetto renderebbe più ardua la concorrenzialità della generazione fotovoltaica ma, tenuto conto dell'andamento prevalente dei regimi di vento, potrebbe viceversa agevolare la produzione eolica.

Anche se non esaustive, queste considerazioni non lasciano dubbi sull'incertezza che regna in merito ai futuri prezzi del gas. Incertezza che, in un mercato dove i prezzi del kWh sono prevalentemente determinati da contrattazioni a breve termine, renderebbe molto, troppo oneroso il finanziamento dei primi impianti a fonti rinnovabili diventati competitivi. Di qui il blocco o un eccessivo rallentamento delle realizzazioni, che renderebbe di fatto impraticabile il percorso verso più certi margini di concorrenzialità: il classico *chicken and egg problem*. Queste considerazioni non riguardano le installazioni su piccola scala, destinate essenzialmente all'autoconsumo, che tuttavia rischiano di subire la stessa sorte degli elettrodomestici più efficienti: molti non li acquistano, anche se sul lungo termine i ridotti consumi energetici compensano il maggior costo iniziale. In parte ciò è dovuto a scarsa informazione, ma spesso la scelta di un apparecchio meno efficiente rappresenta una forma surrettizia di pagamento rateale. Se questi comportamenti si verificano per spese dell'ordine delle centinaia di euro, l'effetto sarebbe amplificato per investimenti dell'ordine di qualche migliaio di euro. Le difficoltà fin qui prese in esame sarebbero fortemente ridimensionate dall'introduzione di un'efficace *carbon tax*, ma l'eliminazione alla Camera dell'articolo 14 dal ddl delega sulla riforma fiscale, che dava al Governo il compito di introdurla, non va in questa direzione. Aiuterebbe anche

la completa liberalizzazione dei sistemi efficienti di utenza (SEU) che, aumentando il margine di competitività, possono facilitare la stipula di contratti di vendita a lungo termine.

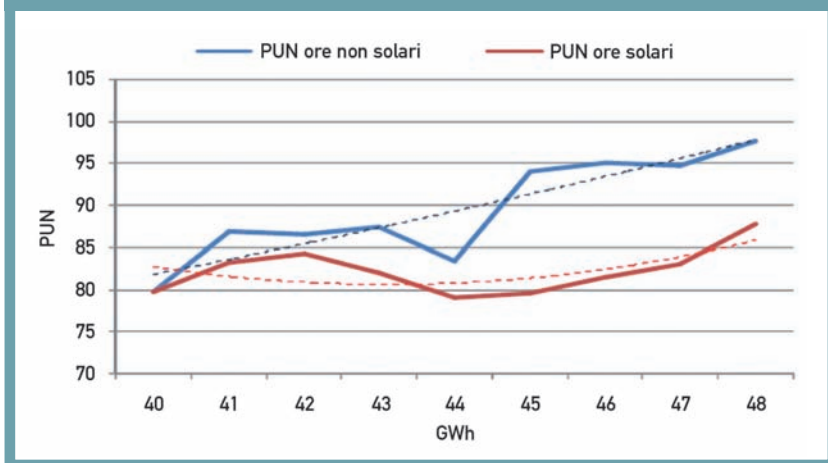
Possibili soluzioni

La principale novità contenuta nell'*Energy Bill* britannico riguarda le modalità di generazione a bassa emissione di carbonio: per loro, le contrattazioni a breve termine saranno sostituite da prezzi a lungo termine, stabilizzati mediante tariffe *feed-in* e contratti per differenza (si fissa un prezzo di riferimento, che l'acquirente è disposto a pagare al venditore; se al momento della chiusura del contratto il prezzo di mercato è superiore a quello di riferimento, il venditore versa la differenza tra i due prezzi all'acquirente; se il

FIGURA 2

EFFETTO DEL PEAK SHAVING NEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

Fonte: IREX, Annual Report 2012



prezzo è inferiore, spetta all'acquirente il pagamento della differenza al venditore). Questa drastica rottura rispetto alla forma mercato inventata proprio in Inghilterra poco più di venti anni fa ha lo scopo primario di favorire la realizzazione di impianti nucleari, che rappresentano il principale obiettivo della riforma. Questo *modus operandi* del mercato elettrico va molto al di là dell'eccezione che le Direttive europee ammettono per gli incentivi alle rinnovabili. Poiché, fissando il prezzo di riferimento dei contratti per differenza, il Governo britannico potrebbe falsare la concorrenzialità fra nucleare e altre tecnologie, non sarà facile convincere Bruxelles della compatibilità dell'*Energy Bill* con i principi ispiratori del mercato unico europeo dell'energia elettrica. Esiste però un'altra soluzione. Per porre rimedio ai limiti, ormai evidenti, dei mercati governati da transazioni a breve termine che, non garantendo una sufficiente stabilità dei volumi e dei prezzi di vendita, penalizzano le tecnologie diverse dai cicli combinati, si può passare al meccanismo d'asta, adottato con successo in Brasile e in altri Paesi dell'America Latina. In Brasile i lineamenti essenziali della procedura sono:

- i distributori elettrici devono fornire la previsione di crescita della domanda elettrica nel loro territorio e hanno l'obbligo di contrattare il 100% di tale domanda (in Paesi a crescita della domanda limitata o nulla, come gli europei, la previsione può riguardare sia la sostituzione di impianti obsoleti, sia la nuova potenza da rinnovabili richiesta dagli obiettivi comunitari);
- il regolatore/pianificatore *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), operando come *procurement agent*, aggrega la domanda e bandisce la gara per l'acquisto;
- le aziende che vincono la gara si vedono assegnare da ANEEL contratti pluriennali con uno o più distributori sulla base dei prezzi del kWh da loro offerti.

L'asta può essere per tecnologia o aperta a più tecnologie (nel secondo caso è già accaduto che in Brasile impianti eolici siano risultati più competitivi dei cicli combinati). In questo modo si garantisce ai consumatori la minimizzazione del prezzo del kWh e ai produttori la condizione ottimale per il finanziamento dei loro impianti, indipendentemente dall'entità dell'investimento e dal tempo necessario alla costruzione. Questa alternativa era stata prevista dalla prima Direttiva europea sulla liberalizzazione del mercato elettrico - «per la costruzione di nuovi impianti di generazione gli Stati membri possono scegliere tra un sistema di autorizzazione e/o una procedura di gara d'appalto» - ma, salvo rarissime eccezioni, i produttori europei optarono per la procedura autorizzativa e le successive Direttive europee in materia si sono accodate alla loro scelta. Attualmente la procedura di gara si può avviare «soltanto se gli impianti di generazione in costruzione o le misure di efficienza energetica/gestione della domanda adottate in base alla procedura di autorizzazione non sono sufficienti a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento». Poiché da un'alternativa paritetica si è passati a una posizione privilegiata per l'opzione autorizzativa, da scartare solo se non è in grado di garantire la sicurezza energetica, ma gli

TABELLA 1

ANDAMENTO PREZZI PEAK E OFF PEAK

	Differenziale prezzi peak – off peak Euro/MWh	Rapporto ore peak – off peak
2004*	38,2	2,00
2005	44,8	2,04
2006	51,7	1,91
2007	57,6	2,22
2008	47,0	1,70
2009	29,7	1,56
2010	19,4	1,34
2011	16,0	1,24
2012**	15,9	1,21

* periodo aprile – dicembre

** periodo gennaio - agosto

Fonte: D. Vazio, newsletter Agi Energia, 26 settembre 2012

impianti a fonti rinnovabili sono gli unici a non dipendere dall'importazione di materia prima (questo vale anche per le biomasse, quando la filiera è corta), l'alternativa della gara è praticabile. Vanno ovviamente previste aste con contratti di acquisto dell'energia a lungo termine e con regole più appropriate di quelle attualmente previste per le rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico. In particolare gli impianti che partecipano al bando dovranno essere liberati da tutti i lacci e laccioli che oggi ne ostacolano lo sviluppo (va innanzitutto semplificato e accelerato l'iter autorizzativo, condizione indispensabile per una corretta applicazione della procedura d'asta). Le difficoltà che, pur in presenza della *carbon tax* e dei SEU, potrebbero incontrare gli impianti più piccoli, destinati principalmente all'autoconsumo, sono superabili anticipando le scadenze previste da una Direttiva europea per i "quasi zero energy building" (fine 2018 per l'edilizia pubblica, fine 2020 per l'edilizia privata). Una legge regionale della Lombardia ha già retrocesso la data per l'intero parco edilizio al 2015 (ma, in assenza di provvedimenti a livello centrale, la norma rischia di restare sulla carta). Poiché gli edifici possono realizzare le prestazioni previste solo integrando forti contributi energetici (elettrici e termici) da fonti rinnovabili, il relativo onere sarebbe automaticamente trasferito pro quota ai singoli proprietari o locatari.

Il meccanismo d'asta e l'applicazione della Direttiva sui "quasi zero energy building" sposterebbero maggiormente, rispetto a quanto sta già avvenendo, il potere decisionale nelle mani delle *utility*, degli investitori istituzionali e dei costruttori edili. Per contenere il fenomeno entro limiti accettabili, vanno promosse su larga scala forme associative di aspiranti *prosumer*, in modo da realizzare la necessaria massa critica. Ecco un altro, non meno importante terreno di innovazione con cui il mondo delle rinnovabili dovrà cimentarsi nel prossimo futuro. ■