

*Investimenti in energia e competizione.
Trade off economici
ed efficienza delle infrastrutture*

di Marco Arcelli

La liberalizzazione dei mercati elettrici ha stimolato efficienza nell'industria. Non è tuttavia sufficiente, da sola, a ridurre i prezzi dell'energia in maniera significativa e anzi può portare a un aumento di fragilità del sistema. Per una riduzione significativa del prezzo e un contenimento dei rischi occorrono politiche energetiche che incentivino l'innovazione da parte dell'industria, la realizzazione di nuove infrastrutture che utilizzino combustibili poveri, come il carbone, e quadri regolatori che offrano una relativa certezza di ritorni sugli investimenti richiesti.

Sistemi elettrici e "deregulation"

I *black out* che hanno interessato nel 2002 la Spagna e nel 2003 Stati Uniti, Regno Unito e Italia hanno riaperto in chiave fortemente emotiva il dibattito sulla liberalizzazione dei mercati elettrici. Prima della *deregulation*, il profilo di rischio del settore elettrico era sempre stato considerato basso rispetto ad altre industrie *capital intensive* principalmente per due motivi. *Primo*, l'anelasticità della domanda di energia elettrica, che consentiva previsioni piuttosto accurate su un orizzonte abbastanza lungo. *Secondo*, la relativa immutabilità del quadro regolatorio, che forniva uno scenario di riferimento certo a lungo termine. In questo contesto, era relativamente semplice per gli operatori prevedere la redditività a lungo termine dei propri investimenti e sviluppare strategie a basso rischio, allineate

alle aspettative di finanziatori e investitori, che garantissero efficienza delle infrastrutture e stabilità del sistema.

Nel 1978, con la ratifica negli USA del *Public Utility Regulatory Policies Act* (“PURPA”) a valle della seconda crisi petrolifera, si è avviato un processo che ha profondamente mutato la struttura dell’industria. L’ultimo quarto di secolo è stato, infatti, caratterizzato da una significativa espansione del ruolo dei capitali privati in un settore che era stato storicamente dominato da monopoli pubblici, dalla separazione operativa di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e da un marcato aumento della complessità nei singoli segmenti.

L’aumento di complessità e l’avvento della concorrenza hanno portato una riduzione della prevedibilità e un aumento della volatilità, provocando un disallineamento tra i tempi lunghi richiesti per la remunerazione degli investimenti e la visione a breve termine dei fornitori di capitali. La fragilità del nuovo ordine ha avuto – tra il 2000 e il 2003 – conseguenze particolarmente acute in diversi paesi, tra i quali Regno Unito e Stati Uniti.

Nel Regno Unito, con l’introduzione del nuovo modello di mercato NETA, si è manifestato il chiaro vantaggio competitivo delle società integrate di generazione e vendita, che hanno potuto mitigare gli effetti della volatilità dei prezzi dell’energia all’ingrosso. British Energy, proprietaria degli impianti nucleari del paese e attiva solo nella generazione, è invece arrivata sull’orlo del fallimento. In considerazione dei potenziali problemi di sicurezza, lo Stato è quindi intervenuto direttamente per evitare il collasso dell’azienda.

L’esperienza negli Stati Uniti

La dinamica del mercato negli Stati Uniti ha attraversato tre periodi distinti. Nella seconda metà degli anni novanta si è assistito a *rolling black out* (ovvero distacchi selettivi del carico elettrico per far fronte a una domanda non adeguatamente coperta dal parco di impianti produttivi) dovuti alla mancanza di sufficiente capacità produttiva in quasi tutti i mercati elettrici. L’a-

pice si è raggiunto nell'inverno 2000-2001 in California, con una crisi che è, ormai, diventata un esempio da manuale. Una regolazione poco avveduta aveva impedito alle società di distribuzione di trasferire ai consumatori finali la volatilità del mercato all'ingrosso, portando al "Chapter 11" (una procedura di protezione dai creditori) PG&E e Southern California Edison, due delle tre principali *utilities*. Senza dibattere di possibili comportamenti scorretti da parte di alcuni operatori, questa crisi è stata sostanzialmente creata dall'insufficienza di infrastrutture energetiche: gasdotti, elettrodotti e centrali elettriche in primo luogo. Anche in questo caso per risolvere la situazione e mantenere la luce accesa si è dovuto ricorrere a un massiccio intervento pubblico, attraverso il *Department of Water Resources*, unico ente pubblico di dimensioni adeguate ancora in possesso di sufficiente *credit rating* per poter contrattualizzare energia elettrica a lungo termine a prezzi predefiniti.

Successivamente, in quasi tutti gli altri mercati elettrici degli Stati Uniti, si è assistito a un'altra ondata di instabilità, questa volta dovuta all'eccesso di capacità produttiva (oltre 180 GW di nuova capacità realizzata tra il 2000 e il 2003, arrivando a un totale di circa 900¹) che ha provocato il crollo dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, a fronte di una maturità troppo a breve termine del debito che era servito a finanziare la realizzazione o l'acquisizione degli impianti.

L'attività di M&A (fusioni e acquisizioni) che generalmente segue questi eccessi è stata modesta, nonostante fossero stati messi in vendita quasi 85,000 MW. Le uniche transazioni di rilievo sono state portate a termine da fondi di *private equity* (come Arlight, EIF, AIG, KKR, TPG e altri), dotati di una visione a breve termine e fiduciosi di poter rivendere gli *assets* con profitto nel giro di due o tre anni. Negli ultimi due anni hanno investito oltre 13 miliardi di dollari per acquistare 37 GW di potenza, che si aggiungono ai 12 GW passati sui libri di banche creditrici a seguito di *default*². La maggior parte degli operatori industriali è stata invece bloccata da vincoli regolatori, o dalle

¹ Cfr. "Electric Power Trends 2003", Cera, 2004.

² Cfr. "Global Power Report", *Platt's*, 22 luglio 2004.

aspettative di mercati azionari che richiedono sia aumento degli utili a breve termine, sia coerenza strategica con gli obiettivi a lungo termine dell'azienda. Le poche operazioni completate si sono risolte nel reintegro degli *asset merchant distressed* acquisiti nel "rate base", ovvero nella *re-regulation* di *assets* precedentemente deregolamentati.

Alcuni operatori sono riusciti a rifinanziare i propri debiti e a guadagnare qualche anno di respiro, nella speranza di una ripresa dei mercati elettrici (per gli operatori), o di una preventiva risoluzione di altre sofferenze (per le banche) per riuscire a digerire la ristrutturazione di questi debiti senza danneggiare troppo i propri risultati. Altri hanno fatto un *default* sul debito in *project finance* e gli *assets* sottostanti ai debiti sono passati alle banche (SocGen, Citibank e BNP sono diventate proprietarie nel solo 2003 di oltre 14,000 MW). Per altri ancora lo stress finanziario si è esteso all'intera azienda e ha portato al "Chapter 11": nel giro di tre mesi sono diventate insolventi Mirant (proprietaria di circa 22,000 MW di capacità produttiva), NEG/USGen (circa 7,000 MW), NRG (circa 19,000 MW). Insieme queste tre società possedevano una capacità prossima alla domanda di picco di un mercato come quello italiano.

In seguito, il prezzo dell'energia elettrica negli USA è tornato ad aumentare, nonostante la sovra-capacità, principalmente a causa dell'aumento del prezzo del gas, che definisce comunque il prezzo marginale su quasi tutti i mercati elettrici americani. Nel 2003 i prezzi sono saliti mediamente del 50% e più, con punte dell'82% nel Midwest³. Situazione che ha beneficiato i proprietari di impianti di base nucleari, a carbone e idroelettrici, senza risolvere i problemi finanziari dei nuovi operatori, quasi tutti proprietari di cicli combinati a gas. I clienti finali hanno inutilmente protestato per gli aumenti, dimostrando una scarsa tolleranza alla volatilità.

Del resto, analoga conclusione era stata raggiunta anche dal Governo italiano nell'autunno del 2002, quando bloccò un aumento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, allora anco-

³ Cfr. "Energy commodity report: US power prices record high in 2003", *Standard & Poor's*, 2004.

ra regolato, che si sarebbe dovuto applicare automaticamente a seguito dell'aumento dei prezzi del gas e del petrolio utilizzati per produrla.

Tutto questo si è tradotto in un aumento della percezione di rischio nell'industria che si è tradotta nel *downgrade* dell'intero settore (il *rating* medio degli operatori nel 2003 era BBB, con il 40% degli outlook negativi, contro A di tre anni prima⁴) e nella restrizione del credito all'industria. In parallelo la valutazione di Borsa dei primi dieci operatori è scesa da 200 miliardi di dollari nel 2001 a 25 miliardi di dollari nel 2003. In questo scenario, ci si chiede come possano essere finanziati i nuovi investimenti richiesti per rispondere all'aumento della domanda e per garantire la stabilità e l'affidabilità del sistema.

La prima conseguenza dello sbilanciamento nella pianificazione delle infrastrutture di cui si è detto è stata quindi, di fatto, il fallimento di un modello di produzione elettrica totalmente *merchant*, basato su contrattazioni spot di energia elettrica. Sia le *utilities*, sia i produttori di elettricità stanno oggi spingendo per contratti bilaterali pluriennali di fornitura di energia per limitare la volatilità. Nel mercato VACAR – nonostante il 24% della capacità sia non regolata – il 100% delle transazioni è attraverso contratti bilaterali; nel mercato PJM East – nonostante il 97% della capacità sia non regolata – quasi due terzi dell'energia è scambiata attraverso contratti bilaterali. Anche in mercati come New York e New England, dove il 100% della capacità è non regolata, circa la metà dell'energia viene scambiata su base bilaterale, come riportano periodicamente gli ISO (*Independent System Operator*) locali. Un mercato elettrico di natura spot fornisce segnali di prezzo non coerenti con i tempi di ritorno sugli investimenti tipici dell'industria elettrica. L'aumento della volatilità si traduce così in investimenti inferiori e in una maggiore fragilità del sistema oppure in una richiesta di ritorni sul capitale maggiore, per poter ripagare gli investimenti in un tempo più breve.

⁴ Cfr. "US Power and Energy Credit Outlook not Promising", *Standard & Poor's*, 11 novembre 2003.

La seconda è che gli investimenti in nuova capacità di produzione non si sono necessariamente tradotti né in minori costi per i clienti finali – dal momento che le nuove centrali si sono di fatto concentrate su tecnologie come il gas e in aree geografiche, dove era più rapido ottenere i permessi di costruzione – né in maggiore sicurezza del sistema, come dimostrano i *black-out* già citati, dovuti a limitazioni nella trasmissione più che a *deficit* nella generazione.

L'ultima è che a valle delle difficoltà finanziarie di diversi operatori strategici sono entrati nell'industria nuovi soggetti, i quali però non sono portatori di innovazione tecnologica e operativa – vero *driver* delle efficienze e delle riduzioni dei costi per i clienti finali – quanto di capacità di *structuring* e arbitraggio finanziario, che consente solamente il trasferimento di ricchezza da un operatore a un altro. È difficile prevedere che il costo dell'energia elettrica possa ridursi nei prossimi anni grazie al contributo di soggetti che non sono in grado – o non hanno interesse – di sviluppare nuove tecnologie o filosofie operative, che potrebbero portare a una riduzione dei costi.

Componenti del costo dell'elettricità

Se questi sono i limiti del mercato, quale può essere allora il modello per un sistema che possa garantire contemporaneamente qualità, sicurezza ed efficienza? Cerchiamo di separare il problema nei suoi minimi termini.

La trasmissione e la distribuzione sono monopoli naturali, dal momento che sarebbe antieconomico realizzare reti elettriche parallele per l'accesso ai singoli clienti. Per non parlare dell'impossibilità di ottenere i permessi per un programma del genere, se si considera che per quasi vent'anni un'opera fondamentale per la sicurezza elettrica italiana, l'elettrodotto Matera-Santa Sofia, è stato bloccato negli ultimi chilometri dall'opposizione locale.

Quindi, per questo settore è auspicabile un sistema regolatorio che preveda premi e penali per qualità, sicurezza ed efficienza operativa come quello italiano. In questo campo, la vera

opportunità di riduzione dei costi nasce dalle efficienze di scala degli operatori, come dimostrato dalla combinazione di *London Electricity* e *Seaboard* in Gran Bretagna, e dal continuo processo di aggregazione delle municipalizzate italiane. ENEL ha ridotto il *cash cost* per cliente del 10% circa nel solo ultimo anno, anche grazie alla capacità di innovazione che può realizzare in virtù delle proprie dimensioni. Le stesse municipalizzate italiane che hanno acquistato porzioni della rete di distribuzione ENEL negli ultimi anni hanno mostrato una tendenza all'aumento di efficienza operativa.

Nella vendita i margini sono irrisori (dell'ordine del 2-5% a seconda dei mercati e dell'inclusione o meno dei costi di misura), per cui non è ipotizzabile che la concorrenza in questo segmento porti a significativi benefici per l'utente finale. Anche in questo caso sono chiave le economie di scala e la possibilità di gestire portafogli di clienti in funzione delle loro richieste energetiche (base rispetto picco). Queste sinergie operative sono tanto più marcate e trasferibili agli utenti finali quanto più l'integrazione verticale viene preservata nel sistema regolatorio, come dimostra il caso di *Centrica*, spesso citata come un esempio di successo in un mercato concorrenziale, ma i cui margini, fino a recenti modifiche di *transfer pricing* interno, erano legati per oltre l'80% all'estrazione di gas, più che alla vendita. Attraverso l'acquisto di *assets* di generazione elettrica *Centrica* sta adottando ora lo stesso modello nel settore elettrico. Anche in Italia gli operatori che stanno crescendo più rapidamente nel mercato libero della vendita sono proprio quelli che dispongono di energia di importazione a basso costo (Verbund, EDF, EGL, Atel).

Per quanto poi attiene alla componente generazione dell'elettricità, se si scompone la tariffa media elettrica nelle sue voci principali (prendiamo ad esempio l'Italia nel 2003), circa il 40% sono costi dei combustibili, circa il 20% sono imposte e oneri di sistema (come il decommissionamento nucleare e gli incentivi al CIP6), e circa il 40% sono costi di trasmissione, distribuzione, vendita e degli altri costi di produzione. Di questi ultimi, quasi il 60% è rappresentato da costo del capitale investito⁵.

⁵ Elaborazione su dati AEEG.

Possibili priorità per la politica energetica europea

Sono quindi chiari due aspetti. Il primo è che la liberalizzazione del settore elettrico deve cominciare dalla liberalizzazione della produzione e che questa può portare a vantaggi economici per i clienti finali, solo se viene affrontato il tema dei combustibili. Il secondo è che una parte significativa del costo dell'energia elettrica serve a remunerare gli investimenti e il ritorno richiesto dagli investitori aumenta con l'aumentare della volatilità.

Sul primo punto è opportuno sviluppare una politica energetica nazionale basata non tanto sulla sola competizione o sull'incentivazione della fonte energetica più economica in un dato momento storico, quanto piuttosto sulla realizzazione di un sistema bilanciato che possa minimizzare la volatilità del costo dell'energia per i clienti finali.

La politica energetica, quindi, deve puntare a un mix bilanciato di fonti come il carbone, particolarmente competitivo come costo (circa 36 Euro/MWh, contro i 39 di un ciclo combinato a gas, i 54 di un impianto a olio e 10-20 per nucleare e grande idroelettrico⁶), gravato però da una reputazione ambientale negativa; il gas, dal costo molto elevato, ma dalle maggiori efficienze di trasformazione (fino al 60% contro il 40% di impianti convenzionali); il nucleare, di ridottissimo costo variabile, ma enormi costi di realizzazione e smantellamento, e le energie rinnovabili, che forniscono un *hedge* geopolitico dal momento che sono risorse indigene (in Italia forniscono circa il 20-25% dell'energia totale prodotta⁷), ma la cui economicità è fortemente influenzata dalla disponibilità locale della risorsa.

È allora auspicabile un *trade off* tra la competitività specifica di una particolare tecnologia sul breve termine e la solidità complessiva del sistema elettrico sul lungo termine. La bozza di *Energy Bill* che – seppure senza esito – è stata in discussione negli Stati Uniti negli ultimi due anni sembrava andare in questa direzione, prevedendo garanzie pubbliche su investimenti per il

⁶ Stime indicative di costo fisso più costo variabile, calcolato con *Brent* a \$22/bbl.

⁷ Elaborazione su dati GRTN.

nucleare e sui finanziamenti per la realizzazione di gasdotti per ridurre il costo del gas – oltre a incentivi per la produzione eolica e geotermica e altri incentivi al carbone – il quale si prevede continuerà a fornire la materia prima per produrre oltre il 50% dell'energia americana.

All'origine di questa strategia è la constatazione che le tre crisi petrolifere del 1973, 1978 e 1990 sono nate dall'instabilità prima dell'Arabia Saudita, poi dell'Iran e infine dell'Iraq, paesi di volta in volta sostenuti dagli Stati Uniti nel tentativo di ridurre all'origine la volatilità dei prezzi del combustibile. Se la politica non ha avuto successo, anche il mercato sembra non aver dato i risultati sperati, come visto in precedenza. Nonostante i 180 GW di nuovi impianti costruiti in quattro anni negli USA, la limitata disponibilità di gas ha causato un sensibile aumento dei prezzi dell'energia. In parallelo, essendo questi nuovi impianti alimentati a gas e quindi marginali, il loro *capacity factor* è oggi di circa 20-30%, con un'enorme dissipazione di risorse (e con esiti particolarmente negativi per operatori mono-tecnologici come *American National Power* e *Calpine*). Detto altrimenti, in questo campo la competizione è utile, ma non sufficiente, a causa della struttura dei costi e della natura del prodotto.

In questo scenario, diventa dunque fondamentale il ruolo di una forte autorità centrale che possa fornire i mezzi agli operatori elettrici per realizzare un parco di generazione bilanciato e con un adeguato margine di riserva, non troppo basso né troppo alto, nell'interesse dell'intero sistema. Per raggiungere questo obiettivo è opportuno creare le condizioni perché possano svilupparsi operatori di grandi dimensioni, che possano sopportare il livello di investimenti richiesto, recuperabile solo nel giro di molti anni; piuttosto che da piccoli operatori che devono necessariamente puntare su una sola tecnologia e su ritorni in tempi più brevi. Le economie di scala consentono anche di investire nella ricerca e sviluppo e di sperimentare nuove soluzioni per aumentare l'efficienza: più si è grandi, più si può innovare. Affinché la concorrenza porti benefici per il cliente finale servono allora grandi gruppi che possano sostenere siffatti investimenti e realizzare questo disegno.

In effetti, non necessariamente un mercato frammentato è sinonimo di minori prezzi. Anzi, se prendiamo il caso degli Stati Uniti, i prezzi più bassi dell'energia si hanno in mercati dominati da pochi grandi operatori (soprattutto nel Sud e nel Sud Est del paese, rispetto a Ovest e Nord Est), che utilizzano largamente il nucleare, il carbone e l'idroelettrico come fonte energetica. Viceversa, i sistemi che avevano stimolato la proliferazione di piccoli operatori, stanno evolvendo verso un consolidamento dell'industria. La diversificazione dei combustibili è quindi una condizione necessaria per il successo di un sistema elettrico liberalizzato e per la stabilità dei singoli operatori.

Per quanto riguarda il secondo aspetto menzionato all'inizio, ossia la remunerazione degli investimenti in infrastrutture, è evidente che all'aumentare della volatilità aumenta il costo del capitale e conseguentemente i ritorni che il sistema deve poter offrire agli investitori. Con il passaggio a un sistema competitivo il costo del finanziamento è aumentato (anche in considerazione del *downgrade* del settore, cui si è accennato sopra).

È naturale che all'apertura del mercato i ritorni sugli investimenti devono aumentare per poter continuare ad attrarre capitali e mantenere il sistema sicuro e affidabile. È questa una conclusione a cui è arrivata anche la *task force* intergovernativa che ha analizzato le cause del *black-out* del 14 agosto in Stati Uniti e Canada: il regolatore e i consumatori devono rendersi conto, sostiene il rapporto del 5 aprile 2004, che l'affidabilità del sistema non è gratuita, che le aziende regolate non investono se non è garantita la possibilità di recuperare i costi attraverso adeguate tariffe e che le aziende liberalizzate non investono, a meno che non intravedano un adeguato profitto.

In aggiunta all'aumento della dimensione degli operatori e al bilanciamento del mix di produzione, anche l'integrazione verticale può avere un impatto positivo, come dimostrato dal fatto che operatori *merchant* puri come *International Power* abbiano acquisito licenze di vendita in diversi mercati, e operatori *retail* come *Centrica* stiano investendo in *asset* di generazione elettrica. In tutti i casi si riduce la volatilità dei risultati e quindi il costo del capitale.

Dunque, è compito del regolatore definire un contesto prevedibile a lungo termine che consenta agli operatori di gestire la volatilità *forward* (legata ai fondamentali dei mercati elettrici) con un'efficacia che consenta di mediare sul lungo termine gli effetti della volatilità spot (legata a condizioni atmosferiche o particolari eventi tecnici). L'incertezza regolatoria è invece il singolo maggiore ostacolo agli investimenti.

La politica energetica di un paese deve allora essere coerente e prevedibile nel tempo, oltre ad affrontare il problema in maniera integrata, altrimenti non si attraggono capitali, non si stimola l'innovazione tecnologica e il sistema diventa più fragile.

Nella generazione, questo significa che il funzionamento dei mercati e l'incentivazione di particolari fonti devono tenere conto della disponibilità della materia prima, dell'impatto sull'ambiente e delle ripercussioni sul costo per i clienti finali.

Lo sviluppo di cicli combinati negli USA, ad esempio, non è stato coerente con la disponibilità di gas, con il risultato che le uniche soluzioni che oggi si riesce a intravedere per sfruttare a pieno la potenzialità degli investimenti realizzati è di costruire impianti di rigassificazione di LNG – che non vengono però autorizzati a livello locale – o realizzare un gasdotto dalla *North Slope* dell'Alaska, che ha bisogno di garanzie pubbliche per un prezzo minimo del gas che possa garantire adeguati ritorni sull'investimento.

In Germania, viceversa, l'introduzione di incentivi per realizzare cicli combinati sta spingendo i principali operatori a chiudere centrali nucleari e a carbone, con il risultato che i costi dell'energia sono previsti in aumento nei prossimi anni, e i due principali operatori elettrici hanno impegnato oltre dieci miliardi di euro per acquisire il controllo dei principali gasdotti che porteranno il gas in Europa centrale.

In sintesi, la politica energetica di un paese deve essere basata sulla diversificazione delle fonti per ridurre la volatilità; deve stimolare l'innovazione tecnologica, che a sua volta si traduce in maggiore efficienza e migliore *performance*, e deve proteggere il consumatore e preservare il valore dell'industria. Solo così è possibile realizzare mercati elettrici capaci di trasferire al cliente finale le efficienze generate nella realizzazione delle infrastrutture.

