

## Mille luci sul Tamigi

### Proposte di riforma del settore elettrico in Gran Bretagna tra mercato e incentivi

Di Stefano Verde

L'ormai celebre sterzata della politica energetica europea, a partire dalla primavera del 2007, verso il triplice obiettivo di sicurezza degli approvvigionamenti, sostenibilità e competitività sta imponendo via via a ciascuno dei Paesi Membri una seria riflessione, e una ben definita pianificazione, della propria politica energetica, al fine di centrare gli ambiziosi target fissati da Bruxelles.

Gli obiettivi europei rappresentano una sfida per molti dei paesi UE nonché un improcrastinabile quanto utile momento per rimettere in discussione le politiche nazionali climatiche ed energetiche che hanno finora contraddistinto l'azione dei governi nazionali e così assicurarne la piena compatibilità con gli obiettivi comunitari e gli strumenti di carattere europeo.

In questo quadro generale di riformulazione delle politiche energetiche e ridefinizione degli strumenti per conciliare la necessaria de-carbonizzazione del sistema energetico (e produttivo) con l'esigenza di continuità degli approvvigionamenti e con il mantenimento di un sistema competitivo di mercato - nonostante i numerosi vincoli esogeni imposti dal triplice obiettivo - viene naturale e spontaneo guardare come si stia muovendo adesso il paese che è stato il faro e il punto di riferimento per tutti gli altri Membri negli anni Novanta, da quando cioè ha intrapreso la strada della liberalizzazione del settore: il Regno Unito.

Oltremania il dibattito su come ristrutturare il mercato energetico, e in particolare quello elettrico, si è prontamente sviluppato negli anni immediatamente successivi la definizione delle nuove strategie europee e ha coinvolto i maggiori organismi istituzionali muovendo, ad esempio, dal *Project Discovery* avviato nel 2009 dall'autorità di regolazione britannica (Ofgem) - che ha portato al documento di consultazione del febbraio 2010<sup>1</sup> - fino al più recente documento di consultazione del *Department of Energy and Climate Change* (DECC) sulla riforma del mercato elettrico,<sup>2</sup> contributi sui quali concentreremo la nostra attenzione per verificare quale appaia essere ad oggi l'intendimento del governo inglese per il futuro del proprio settore elettrico.

1 Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), 2010, "Project Discovery Options for delivering secure and sustainable energy Supplies – Consultation Document", Ref. n. 16/10, Febbraio 2010, liberamente accessibile all'indirizzo: [http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project\\_Discovery\\_FebConDoc\\_FINAL.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project_Discovery_FebConDoc_FINAL.pdf)

2 Department of Energy and Climate Change (DECC), 2010, "Electricity Market Reform – Consultation Document", Dicembre 2010, liberamente accessibile all'indirizzo [www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)

*Stefano Verde (Ph.D), è specialista trading mercato elettrico presso Hera Trading S.r.l.*

Giova fin da subito apprezzare, a prescindere da qualunque considerazione di carattere contenutistico, il pragmatismo che sempre contraddistingue le istituzioni, e la società, britannica. Il dibattito pubblico su temi di importanza chiave per il sistema energetico (ed economico) nazionale, viene pungolato presentando in modo trasparente spunti per la discussione pubblica e motivando le ragioni, i vantaggi e gli svantaggi associati a ciascuna delle opzioni di policy presenti sul tavolo ed in modo scevro da preconcetti.

Il plauso all'iniziativa britannica muove ad esempio dal fatto che anche Ofgem, ossia proprio il regolatore europeo che più ha contribuito alla liberalizzazione del settore elettrico a mezzo di un'efficace regolazione economica in questi anni, presenti un documento in cui, come si vedrà nel prosieguo, non esclude in modo aprioristico nemmeno un deciso allontanamento dai classici meccanismi di mercato.

In particolare, si tenga a mente durante la lettura del presente lavoro che gli obiettivi che il Regno Unito si è prefissato di raggiungere entro il 2050 sono perfino più stringenti di quelli che l'UE ha per il momento imposto ai suoi Membri, ad esempio alzando l'asticella della riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> all'80% rispetto al livello del 1990, per un obiettivo intermedio alla scadenza del 2020 pari al 34%,<sup>3</sup> contro il 20% medio comunitario.

### La necessità di intervenire sul disegno di mercato classico

Entrambi i documenti britannici prendono le mosse dalla considerazione secondo cui l'attuale disegno del mercato e sistema di incentivi in capo agli operatori non possono condurre al completo raggiungimento degli ambiziosi obiettivi di politica energetica, principalmente per due motivi:

- perché gli *economics* di base delle tecnologie a basse emissioni di carbonio sono differenti da quelli delle tradizionali centrali a gas e a carbone che si sono invece affermate nella realtà inglese fino ad oggi, mettendo così a repentaglio la decarbonizzazione del settore;
- perché i segnali di prezzo veicolati dal mercato non premiano adeguatamente le tecnologie di punta né indirizzano gli investimenti verso queste tecnologie, mettendo a rischio, nel tempo, la sicurezza e la continuità di approvvigionamento di energia elettrica nelle ore dell'anno in cui la domanda è più sostenuta.

Ripercorriamo brevemente, anche per facilitare la lettura ai non addetti ai lavori, gli esiti del mercato liberalizzato sulle scelte di investimento e sul parco produttivo britannico.

È un dato di fatto che dall'avvio della deregolamentazione del settore elettrico britannico ad inizio anni Novanta si siano privilegiati investimenti in centrali alimentate a gas naturale (circa 30 GW) capaci di soddisfare carichi medi e di picco. Questa predilezione degli investitori inglesi può essere anzitutto risultato del fatto che il Regno Unito ha disposto in questi anni di importanti riserve di gas e che quindi le utilities britanniche attive nel comparto elettrico e presenti anche sul settore gas abbiano scelto di sfruttare l'integrazione verticale e le sinergie esistenti tra energia elettrica e gas. Inoltre, il parco di produzione britannico prima degli anni Novanta poteva già contare su centrali alimentate a carbone e nucleari, tipiche tecnologie adatte a rispondere al carico di base, lasciando quindi prevalentemente spazio all'ingresso di nuova capacità di *mid merit* o di punta.

3 Si veda al proposito e per un maggiore dettaglio il *Climate Change Act* del 2008, consultabile all'indirizzo [http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/cc\\_act\\_08/cc\\_act\\_08.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/cc_act_08/cc_act_08.aspx)

Ciononostante, altre ragioni devono essere tenute da conto per comprendere l'effetto di un mercato liberalizzato sulle scelte di investimento dei privati orientate principalmente verso il metano:<sup>4</sup>

- la maturità e l'efficienza della tecnologia a gas (ciclo combinato in particolare) rispetto ad altre soluzioni concorrenti;
- il basso rapporto tra costi di capitale e costi operativi (incluso il costo del combustibile);
- i limitati tempi di realizzazione dell'impianto, soprattutto se confrontati con quelli delle altre tecnologie concorrenti;
- i tempi autorizzativi più brevi e una minore opposizione della comunità locale ad investimenti in generazione a gas;
- la possibilità di modulare la produzione in funzione della domanda e di avviare e spegnere l'impianto anche su base infra-giornaliera;
- non da ultimo, l'investimento in una centrale a gas trova una naturale copertura dal rischio prezzo associato al costo del combustibile, nell'ipotesi (finora ragionevole nel caso UK come in quello italiano) che il prezzo dell'elettricità rifletta il costo marginale di breve periodo di un ciclo combinato a gas nella maggior parte delle ore di un anno e comunque nelle ore in cui un simile impianto è acceso.

Se questi sono stati i vantaggi di tipo economico e tecnologico che hanno spinto il mercato verso l'installazione di 30 GW di capacità di generazione a metano, diametralmente opposte sono invece le caratteristiche delle tecnologie di generazione a basso impatto ambientale (c.d. *low carbon technologies*).

Si noti fin d'ora che con l'accezione "*low carbon*" non ci riferiremo alle sole tecnologie rinnovabili ma anche a quelle fossili che presentano ridottissimi livelli di emissioni (es. termoelettrico con cattura e sequestro del carbonio, c.d. CCS e, non da ultimo, energia nucleare), dal momento che tutte queste diverse modalità di produzione di energia elettrica condividono alcuni economics di base che le rendono più simili di quanto non si percepisca dalla quotidiana e spigolosa battaglia di principio tra "nuclearisti" e "rinnovabilisti".

Per le *low carbon technologies*, infatti, il rapporto tra costi di investimento e costi operativi è elevato (con una conseguente maggiore incidenza dell'indebitamento finanziario e degli oneri associati, in particolare nelle fasi iniziali del progetto) e il profilo di produzione dell'impianto non è modulabile (tecnicamente o economicamente) o addirittura è intermittente e comunque non programmabile (è il caso ad esempio dell'energia eolica e solare). Inoltre, per alcune tecnologie i tempi di realizzazione dell'impianto sono decisamente più lunghi e incerti (con un conseguente maggiore rischio di vedere aumentare oneri finanziari e tempi ritorno dell'investimento).

Inoltre, non bastassero le maggiori complicazioni già enunciate rispetto a un investimento in centrali a metano, un ulteriore "rischio prezzo" incide sugli investimenti in tecnologie a basso impatto carbonico, stante la non correlazione tra il prezzo del loro combustibile (carbone, uranio, biomasse) e il prezzo di vendita dell'elettricità (quello fissato dagli impianti marginali a gas, per intenderci) o, nel caso delle rinnovabili, stante l'elevata volatilità di prezzo dei permessi di emissione, anche a causa di un sempre incerto sviluppo della normativa e della disciplina su orizzonti temporali di investimento che vadano oltre il breve-medio termine.

<sup>4</sup> Sul delicato tema del rapporto tra mercato liberalizzato ed investimenti, si rimanda al critico ed approfondito lavoro di A. Clo' (2008), *Il rebus energetico*, Il mulino, cap. 3.

In un semplice contesto di mercato disegnato come quello attuale, concludono entrambi i documenti di consultazione britannici, la de-carbonizzazione del settore elettrico inglese non potrà essere raggiunta in modo completo e nemmeno gli strumenti di supporto allo sviluppo delle energie rinnovabili attualmente saranno sufficienti, in particolare a causa dell'incertezza che caratterizza i meccanismi vigenti.

Da un lato, infatti, il sistema di emissions trading europeo (EU ETS) risente ancora dell'incertezza sulle modalità con cui verrà esteso oltre il 2012, con un conseguente impatto sulla volatilità del prezzo delle emissioni<sup>5</sup> e, quindi, non garantisce gli adeguati incentivi a chi volesse investire in tecnologie *low carbon* dai lunghi tempi di realizzazione e di rientro dall'investimento.

Dall'altro lato, l'attuale sistema delle *Renewable Obligations* (RO) di supporto alle energie rinnovabili nel contesto UK – riconducibile ad un meccanismo del tipo Certificati Verdi italiani – ha sofferto, alla pari dell'esperienza italiana con i CV, di un pervasivo e ricorrente intervento del governo che ha vanificato non solo la possibilità per un investitore di stimare a medio-lungo termine il valore delle ROs, ma ha proprio minato la percezione della certezza del sistema.

Ripercorrendo le criticità individuate dalle due istituzioni britanniche, i maggiori ostacoli che il settore elettrico UK (e similmente, con qualche lieve modifica, anche quelli continentali) dovrà affrontare nei prossimi anni possono essere così sintetizzate:

- *il costo e la disponibilità dei finanziamenti*: per raggiungere gli obiettivi della politica europea, nonostante il ridimensionamento della domanda elettrica quale effetto della crisi, saranno necessari ingenti e nuovi finanziamenti al settore elettrico. La disponibilità ed eventualmente il costo di tali finanziamenti rappresenterà un punto critico all'ingresso di nuovi investimenti, dal momento che il settore elettrico, pur essendo considerato meno rischioso di altri comparti, vede incrementare il livello di rischio associatogli quale effetto sia di mercati a termine non ancora sufficientemente liquidi, sia dell'incertezza di prezzo e regolatoria che avvolge importanti meccanismi come l'*emissions trading*;
- *il prezzo dei permessi di emissione*: il basso valore riconosciuto attualmente alle emissioni di anidride carbonica non incentiva l'auspicata transizione verso tecnologie di generazione più pulite. Inoltre, l'esistenza di un sistema di sussidi (per alcune tecnologie) slegato dal sistema di prezzo del carbonio, rischia di generare un circolo vizioso, laddove in concomitanza con una domanda elettrica ed una produzione industriale stagnante ad un aumento della produzione da fonti rinnovabili (con priorità di dispacciamento) corrisponde un'analoga riduzione della generazione da fonti fossili e una conseguente diminuzione della domanda di permessi di emissione. Il rischio è quindi che il prezzo della CO<sub>2</sub>, in un sistema di emissions trading che non sia allargato anche alle economie in maggiore sviluppo che potrebbero sostenere la domanda di permessi, paradossalmente possa subire spinte ribassiste proprio all'aumentare della quota di capacità da fonti rinnovabili che entra in esercizio e che, a sua volta, il ribasso del valore dei permessi non sostenga i nuovi investimenti in tecnologie pulite;
- *effetti segnalatici di prezzo per la nuova capacità di generazione di punta*: in un contesto in cui alle tecnologie rinnovabili è garantita la priorità di dispacciamento e la loro quota va aumentando, quegli impianti termoelettrici caratterizzati da maggiore flessibilità e adatti a rispondere alle richieste di punta del sistema

5 Sul tema della volatilità dei permessi di emissione e sulla incertezza normativa che ancora avvolge il mondo dei carbon credits, si rimanda al recente, e quindi aggiornato fino agli ultimi sviluppi di mercato, contributo di Mercuri e Clo' (2010).

elettrico si trovano ad essere in esercizio per un numero sempre minore di ore e comunque inferiore al loro *break-even point*. La conseguenza è che, nel lungo termine, e in assenza di corretti segnali di prezzo che stimolino nuovi investimenti in generazione di punta, il parco di generazione potrebbe essere sempre meno capace di rispondere ai picchi dei fabbisogni, a discapito della sicurezza e della continuità della fornitura elettrica;

- *la partecipazione della domanda*: con l'incremento della quota delle fonti intermittenti, un importante ruolo dovrà essere riconosciuto anche al lato della domanda, laddove si implementino le soluzioni tecnologiche ed economiche tali da garantire una pronta risposta della domanda a variazioni di prezzo, sia nel caso dei clienti industriali (già coinvolti in parte anche oggi) sia del mercato residenziale.

### Il Project Discovery di Ofgem

Dal 2009 Ofgem ha lanciato il suo "Project Discovery", ossia un progetto di analisi ed eventuale rivisitazione degli attuali meccanismi di mercato prevalenti nel Regno Unito, al fine di verificarne la coerenza con gli obiettivi di medio termine prefissati dall'Unione europea, e comunque condivisi dai governi nazionali. In particolare, Ofgem ha rilevato come l'obiettivo della concorrenzialità del mercato sia stato perseguito in modo efficace con il processo di liberalizzazione degli ultimi due decenni, mentre l'introduzione di nuovi target e la sempre maggiore attenzione agli aspetti ambientali e di sicurezza energetica rendano necessaria una valutazione della consistenza fra il *market design* britannico e i nuovi obiettivi dei legislatori nazionali e comunitari.

Infatti, l'autosufficienza del Regno Unito, in termini di gas metano, andrà via via riducendosi e quindi le tensioni geopolitiche internazionali scaricheranno in misura maggiore i loro effetti anche sulla realtà d'oltremarina. Inoltre, l'attuale sistema di mercato non è riuscito ancora ad incentivare l'auspicata transizione verso le fonti rinnovabili o investimenti in infrastrutture dagli elevati costi fissi e dai lunghi tempi di realizzazione (ossia proprio le *low carbon technologies* di cui abbiamo già diffusamente trattato).

Nel febbraio 2010 Ofgem ha quindi posto in consultazione un documento di confronto tra cinque diversi pacchetti di misure politiche che potrebbero rendere più veloce il perseguimento di obiettivi diversi dalla sola competitività del mercato. Il ventaglio di soluzioni e proposte politiche avanzate dal regolatore britannico è davvero ampio e spazia da interventi poco invasivi che non intaccherebbero il ruolo principe del mercato nonché la sua competitività ed efficienza, a proposte decisamente invasive come la costituzione di un "acquirente unico centrale per l'energia".

Pur essendo ancora il progetto ad uno stadio ricognitivo, e cioè ancora lontano da qualunque tipo di indicazione sulle politiche e sulle modifiche, se del caso, che il legislatore inglese vorrà apportare al disegno del mercato elettrico, l'esercizio condotto da Ofgem è interessante proprio perché identifica in modo molto chiaro i vantaggi e gli svantaggi associati a ciascuna delle differenti opzioni politiche. Questa analisi di un ampio spettro di soluzioni potrebbe inoltre servire anche agli altri *policy makers* europei, che similmente devono affrontare gli stessi o analoghi problemi.

I tratti principali di ciascuna di queste opzioni di policy saranno quindi qui di seguito descritti, a cominciare dalle proposte meno invasive fino a quelle più radicali. Inoltre, anche le soluzioni avanzate a fine 2010 dal DECC, come vedremo nel prosieguo del lavoro, si sovrappongono o comunque complementano alcune proposte di Ofgem e muovono dalla stessa analisi e ricognizione delle criticità del sistema.

### a – Le proposte meno “invasive”

Ofgem ha dapprima individuato alcune politiche che non incidono in modo significativo sul funzionamento del mercato, partendo dal disegno attuale e introducendo modifiche come un prezzo minimo per i permessi di emissione di anidride carbonica, come il miglioramento dell'effetto segnaletico dei prezzi e l'aumento dell'elasticità della domanda al prezzo.

Il regolatore britannico sostiene che definire un **prezzo minimo per i permessi di emissione** potrebbe contribuire a dirigere il mercato naturalmente verso la promozione delle fonti a basso impatto ambientale senza la necessità di correggere di continuo i sussidi concessi a tali investimenti attraverso il meccanismo delle ROs.

La fissazione di un prezzo minimo per i permessi di emissione ridurrebbe almeno in parte (e in una direzione) il problema della incertezza che contraddistingue il mercato del carbonio e quindi potrebbe incentivare investimenti in tecnologie *low carbon* tali da rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni e di promozione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico. Questa soluzione dovrebbe però superare una serie di ostacoli normativi di tipo comunitario prima di poter essere attuata e, al contempo, potrebbe riproporre al legislatore comunitario, seppur forse sia ormai troppo tardi, le minori incertezze riconducibili ad una più semplice *carbon tax* rispetto a un sistema elaborato come quello di *cap-and-trade* attualmente implementato.

D'altronde, non possiamo ignorare che una simile soluzione assocerebbe, in termini di welfare, agli svantaggi tipici del sistema di emissions trading anche quelli generalmente riconducibili ad una soluzione del tipo *carbon tax*.<sup>6</sup> Al contempo, la proposta di Ofgem non può prescindere dal sistema ETS messo in piedi e su cui l'UE ha puntato fino ad oggi.

Il miglioramento dell'effetto segnaletico di breve termine dei prezzi dovrebbe invece essere ottenuto modificando le regole di **formazione dei prezzi di bilanciamento** nel contesto britannico, in modo da meglio riflettere il costo realmente sopportato dal sistema per ovviare alla situazione di sbilanciamento. In questo caso, la maggiore aderenza dei prezzi a tutti i costi sopportati dal sistema dovrebbe incentivare gli operatori ad ovviare a sbilanci nonché ad investire in quelle tecnologie di generazione flessibili e necessarie per garantire la continuità delle forniture anche in condizioni nei momenti di punta in cui il mercato fosse più tirato.

Infine, il terzo intervento necessario per adattare il disegno di mercato attuale alle nuove necessità del settore consisterebbe nel migliorare la capacità della domanda di rispondere alle variazioni di prezzo, sia nel caso dei consumatori industriali, che nel caso dei consumatori residenziali. Una **maggiore elasticità della domanda al prezzo** è altresì utile a meglio bilanciare il sistema elettrico a fronte dell'incremento della quota di produzione da fonti intermittenti. Prima di poter implementare con successo questo punto del pacchetto di proposte di Ofgem, sarebbe comunque necessario un intervento infrastrutturale, tecnologico nonché tariffario tale da permettere alla domanda finale di essere sensibile a variazioni di prezzo anche infra-orarie. Nonostante la maggior complessità degli interventi sul lato della domanda, Ofgem identifica come l'aumento dell'elasticità della domanda al prezzo dell'energia elettrica sia una necessità per il sistema britannico e quindi compare come punto d'azione comune a tutti i pacchetti

<sup>6</sup> Per un'analisi critica del sistema ETS ed un interessante confronto tra meccanismi del tipo *cap-and-trade* e *carbon tax* si rimanda a S. Stoft (2008), *Carbonomics – How to fix the climate and charge it to OPEC*, Diamond Press, in particolare ai capitoli 24 e 25.

proposti dal regolatore britannico (eccezion fatta per il pacchetto più invasivo, ossia quello inerente l'introduzione di un nuovo soggetto, una sorta di Acquirente Unico).

#### b – Proposte che deviano dal ruolo-chiave del mercato

Muovendo dalle proposte che meno stravolgerebbero il disegno di mercato attuale verso quelle che invece rivoluzionerebbero la concezione dello stesso, si passa per interventi che sono ispirati proprio alla maggiore sensibilità della Direttiva 2009/72 al tema degli investimenti. In questi anni, l'esperienza maturata con mercati elettrici deregolamentati ha sicuramente evidenziato una criticità comune a tutti i contesti liberalizzati: un sostanziale ridimensionamento degli investimenti in infrastrutture di rete e di generazione dai lunghi tempi di ritorno del capitale, complice l'orizzonte temporale di breve periodo tipico dei mercati finanziari e la frammentazione su una pluralità dei soggetti dei relativi incentivi ad investire in nuove infrastrutture.

In questa seconda opzione di politica energetica, Ofgem propone l'adozione di **procedure concorsuali per l'assegnazione della nuova capacità di generazione**, sia che si tratti di tecnologie rinnovabili o fossili. Ne consegue che un soggetto istituzionale dovrebbe essere incaricato di definire quali siano gli investimenti necessari per soddisfare gli obiettivi di medio-lungo termine dell'industria elettrica, sia in termini di volumi di nuova capacità, sia in termini qualitativi, con riferimento cioè al tipo di impianti (nel dettaglio anche della tecnologia da impiegarsi!) di generazione necessari.

È facile intuire come un simile sistema possa in linea teorica ridurre la rischiosità legata agli investimenti ed aumentare la certezza normativa/regolatoria, con l'effetto di promuovere quelle scelte che conducono al perseguimento di obiettivi ambientali o di sicurezza energetica, il tutto demandando ad un soggetto centrale lo sviluppo del parco elettrico efficiente a livello domestico/regionale/comunitario.

Tuttavia è proprio su questo punto che si basano le criticità di un simile approccio. Sostituire l'operare del mercato con l'azione e la pianificazione di un soggetto centrale significa assumere che quest'ultimo sia meglio posizionato del mercato nel leggere le dinamiche future di prezzo delle materie prime, nel decifrare le variabili geopolitiche, o nell'anticipare gli sviluppi tecnologici in un orizzonte di medio termine di almeno 10 anni.

Non da ultimo, il soggetto centrale dovrebbe altresì saper scegliere sulla carta quel mix produttivo tale da garantire contemporaneamente efficienza, sicurezza delle forniture, competitività di prezzo e sostenibilità ambientale. Un compito non certo facile. Un ruolo che espone il decisore centrale a forti pressioni lobbistiche del settore e alla difficoltà di un'analisi a tutto tondo del sistema elettrico nel suo complesso e che vada ben oltre i confini domestici, fino a quelli extracomunitari.

Da un lato è vero che la "mano invisibile" del mercato ha mancato fino ad oggi di promuovere gli investimenti secondo motivazioni orientate ad obiettivi diversi dalla profittabilità di breve termine del progetto, ma quale effetto più della mancanza di una politica certa e credibile, che non di una estrema miopia degli investitori. Dall'altro non è altrettanto scontato che la "mano visibile" possa perseguire obiettivi di medio-lungo termine in modo efficiente ed efficace, stante, non da ultimo, la difficoltà nel prevedere l'andamento di medio termine dei prezzi delle *commodities*, dei fondamentali del mercato energetico, dei *break-through* tecnologici.

Statistiche alla mano, è facile verificare come tutte le maggiori istituzioni nazionali e internazionali tendano nelle loro previsioni ad essere piuttosto conservative, sottovalutando l'impatto dei possibili sviluppi della tecnologia perfino su orizzonti di breve

termine. Si pensi, ad esempio, al caso dello *shale gas*, che in un batter d'occhio ha smentito le previsioni delle maggiori istituzioni internazionali e ha fatto tornare gli USA ad essere autosufficienti per l'approvvigionamento di metano, addirittura snaturando le classiche rotte dei carichi di GNL dei terminali di liquefazione dell'oceano Atlantico. Con un significativo effetto sui prezzi del gas su scala globale, complice anche la contestuale riduzione dei fabbisogni.

Dinnanzi alla sostituzione della mano invisibile con quella visibile, quale intervento per indirizzare gli investimenti che altrimenti il mercato dirigerebbe sulla base di logiche di breve termine e maggiore profittabilità, non si deve tuttavia dimenticare che quanto più il soggetto unico sarà "centralizzato" tanto meno sarà incline a rispondere con prontezza agli shock del settore e alle dinamiche del mercato, con una riduzione dell'efficacia ed efficienza dell'intervento.<sup>7</sup>

### c – L'estremo opposto: la proposta di un acquirente unico

Anzitutto liberiamo il campo da possibili fraintendimenti: nella proposta elaborata da Ofgem il *single buyer* non riveste solo il ruolo che Acquirente Unico ricopre in Italia. Il *single buyer* di Ofgem è soggetto ben più centrale nella scena del mercato elettrico, incaricato (secondo una delle opzioni presentate dal regolatore UK) non solo di acquistare tutta l'energia generata dai produttori e rivenderla ai venditori sulla base di condizioni standard, ma anche di influenzare l'evoluzione del parco produttivo attraverso la negoziazione di contratti Power Purchase Agreement (PPA) di lungo periodo con soggetti partner che andranno a realizzare l'investimento. Di fatto, quindi, il *single buyer* dovrebbe sostituirsi ai mercati, comprando dai nuovi entranti energia a lungo termine a un prezzo stabilito e sobbarcandosi il rischio prezzo che altrimenti renderebbe economicamente non conveniente l'investimento in tecnologie *low carbon*.

Tale soggetto, grazie al proprio ruolo centrale, ovvia quindi ai problemi di sottoinvestimento nel settore e di coordinamento, mentre permarrebbero le criticità inerenti la capacità di un soggetto centrale di anticipare le dinamiche dei mercati energetici con sufficiente precisione così da non pervenire a risultati inefficienti in termini di mix di generazione o di costi sostenuti per addivenire a tale parco produttivo obiettivo.

In questa ipotesi estrema, i produttori sarebbero invitati a partecipare ad un pool in cui inserire le proprie offerte ed essere così scelti dall'acquirente unico per vendere la propria energia. Ai venditori, d'altro canto, non dovrebbe essere riconosciuta la possibilità di stipulare accordi bilaterali direttamente coi produttori poiché questo diminuirebbe la forza e la capacità del soggetto istituzionale di intervenire sulla composizione del futuro mix di generazione attraverso contratti di lungo termine *ad hoc*. Ovviamente questo aspetto risulterebbe di difficile compatibilità con, non da ultimo, tutta la ormai copiosa normativa europea in tema di liberalizzazione del settore elettrico.

### La riforma del mercato elettrico del DECC

A metà dicembre 2010 il Department of Energy and Climate Change (DECC) britannico ha sottoposto alla consultazione di operatori e soggetti interessati il proprio documento in cui vaglia le modifiche da apportare al sistema elettrico al fine di perseguire il

<sup>7</sup> Per una lettura in parte opposta a quella proposta in questo lavoro, si rimanda all'articolo di S. Thomas, "Mercati elettrici concorrenziali e nucleare sono la risposta per il futuro?", su *Energia*, n.2/2010, pp. 42 – 53, in cui l'autore ripercorre alcuni tratti della recente storia di liberalizzazione del settore elettrico inglese e conclude a favore di una soluzione in cui sia introdotto un pianificatore centrale che possa servirsi del mercato, similmente a quanto proposto da Ofgem in questa seconda opzione.

triplice obiettivo UE. Rispetto al *Project Discovery* di Ofgem, colpisce immediatamente come il governo inglese ribadisca, a parole, l'intenzione di adottare quelle opzioni politiche che siano maggiormente aderenti ad un sistema market-based, lasciando trapelare l'intenzione sì di intervenire sul settore elettrico per ridefinire incentivi e obblighi in capo agli operatori, ma confinando questo intervento a strumenti che siano quanto più possibile compatibili con il funzionamento ed i meccanismi tipici del mercato.

L'azione del Governo inglese si sostanzierebbe principalmente in tre direzioni:

- garantire un adeguato supporto al prezzo dei permessi di emissione all'interno del meccanismo comunitario dell'Emissions Trading Scheme;
- l'introduzione di un sistema di feed-in-tariff per la promozione e l'incentivazione degli impianti di generazione a basso impatto carbonico;
- la definizione di stringenti standard di performance in termini di emissioni per i nuovi impianti di generazione, al fine di scoraggiare normativamente la realizzazione di centrali caratterizzate da alti livelli di emissioni di anidride carbonica.

#### a – Fornire un supporto al prezzo dei permessi di emissione

La prima misura su cui il governo britannico propone di basare il proprio intervento è il **supporto al prezzo dei permessi di emissione**, con l'obiettivo di garantire maggiore certezza anche nel lungo periodo agli investimenti in tecnologie di generazione *low carbon*. Trattandosi di un intervento di carattere principalmente fiscale, capofila per questo punto d'azione del programma del Governo britannico sono il Ministero del Tesoro e il Ministero per le Dogane (HM Treasury e HM Revenue and Customs), che hanno preparato e pubblicato contestualmente al DECC un ulteriore documento di consultazione focalizzato solo sui meccanismi di supporto al prezzo del carbonio.<sup>8</sup>

Questa prima azione del governo si sostanzierebbe, nella pratica, nell'imposizione della *Climate Change Levy* (CCL) o della *fuel duty* anche ai combustibili che sono utilizzati per la produzione di energia elettrica, dal momento che invece allo stato normativo attuale risultano in larga parte essere esenti da tali componenti fiscali. Infatti, CCL e *fuel duty* ad oggi insistono solo sulle *commodities* e sull'energia elettrica vendute ai clienti finali, con l'obiettivo precipuo incentivare il risparmio energetico a mezzo di un incremento del prezzo di consumo di tali beni.

In particolare, con la proposta di riforma la fissazione delle accise che insistono su tali combustibili dovrebbe essere determinata in funzione del relativo contenuto di carbonio, così da incidere in misura maggiore sulla generazione elettrica da fonti fossili maggiormente climalteranti e sostenere in ultima istanza i prezzi dell'energia elettrica a livelli che rendano conveniente l'installazione di nuova capacità *low carbon*, almeno fino a quando saranno gli impianti a combustibili fossili a fissare il prezzo marginale del mercato. Per facilitare il funzionamento del sistema nel suo complesso i ministeri coinvolti prevedono anche di eliminare l'esenzione dal pagamento delle due accise per auto produttori e impianti di cogenerazione mentre sono previste accise agevolate per l'impiego di combustibili fossili in impianti dotati dei sistemi di cattura e sequestro del carbonio.

La parte più critica di questo punto della proposta risiede nelle modalità con cui fissare con cadenza annuale l'ammontare delle accise da applicare ai produttori di elettricità. Il Governo UK propone infatti di rivedere annualmente (un anno per l'altro) la CCL e la *fuel duty* applicabili al settore elettrico in modo che la somma del prezzo del carbonio

<sup>8</sup> [http://www.hm-treasury.gov.uk/d/consult\\_carbon\\_price\\_support\\_condoc.pdf](http://www.hm-treasury.gov.uk/d/consult_carbon_price_support_condoc.pdf)

(ETS) e l'incidenza delle accise così definite eguagli la traiettoria di sviluppo del prezzo della CO<sub>2</sub> che il Governo stabilisce e ritiene possa incentivare la *low carbon* electricity. Una rivisitazione annuale di tali componenti fiscali, infatti, potrebbe incorrere nel rischio di imporre sui produttori di energia britannici un costo eccessivo o non sufficiente a seconda dello scostamento tra previsto ed effettivo andamento del prezzo delle emissioni. Nelle intenzioni del governo inglese una riforma fiscale della CCL e della *fuel duty* dovrebbe avvenire a partire dal 2013.

Inoltre, allargando il campo di osservazione, non si sottovaluti che un simile sistema (fiscale) di supporto al prezzo elettrico, se applicato in contesti non isolati come quello britannico ma altamente integrati come quelli continentali, potrebbe a sua volta incidere sul differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra paesi, al limite anche rivoluzionando i flussi fisici tradizionali di elettricità e spiazzando così gli investimenti privati in infrastrutture di interconnessione transfrontaliere avviati sulla base di differenti prospettive di mercato. In questo caso, l'applicazione su scala nazionale di una componente fiscale che potrebbe incidere sugli scambi transfrontalieri di energia dovrebbe essere ben ponderata, contemperando l'esigenza delle tecnologie *low carbon* per una maggiore certezza sul prezzo del carbonio nel lungo termine con la simmetrica esigenza di certezza per quegli investitori attivi, ad esempio, nella realizzazione di infrastrutture di interconnessione.

Infine, la critica avanzata, tra le altre, da Shuttleworth Gammons (2011) non può che essere condivisibile: come sarà meglio dettagliato nel prossimo paragrafo, il governo inglese si ripropone di intervenire a sostegno delle fonti *low carbon* direttamente con *feed-in tariffs*. A questo punto è quantomeno controverso scegliere anche di imporre una sorta di pavimento al prezzo del carbonio. Anzitutto perché tale scelta porta con sé i rischi e le difficoltà già menzionate e non farebbe altro che sovrapporsi al sistema di sostegno per le fonti low-carbon, con l'eccezione degli impianti a carbone già in servizio che sarebbero ulteriormente penalizzati e potrebbero trovarsi ad anticipare la propria uscita, con le comprensibili difficoltà per la sicurezza del sistema. A vantaggio delle tecnologie nucleari già installate che incasserebbero il *pass-through* sul consumatore finale dell'imposta da parte dell'impianto marginale. E con un effetto di poco conto sugli investimenti in tecnologie a gas, che già allo stato attuale sono la scelta favorita del mercato.

#### b – Ridefinire l'incentivazione per le tecnologie rinnovabili e fossili *low carbon*

Secondo punto d'azione nel progetto del governo britannico è l'introduzione di un sistema di incentivazione specifica da riservare all'energia elettrica prodotta da impianti *low carbon* ed in particolare la definizione di una **feed-in tariff** che possa sostituire o integrare il sistema delle ROs.

Dapprima il DECC vaglia ed esclude la possibilità sia di estendere il sistema delle ROs a tutte le fonti *low carbon*, stanti i risultati insoddisfacenti raggiunti da tale meccanismo di incentivazione ad oggi, sia di supportare l'elettricità *low carbon* garantendo specifici rendimenti dell'investimento regolati sulla base di premi riconosciuti sulla RAB (Regulatory Asset Base) e sul calcolo della stessa (meccanismi simili sono invece utilizzati per incentivare nuovi investimenti in specifiche infrastrutture di rete, con la differenza che le attività di rete sono naturalmente sottoposte a regolazione nel quadro del settore elettrico liberalizzato).

Quindi, si procede a valutare tre alternative, mutate da esperienze nazionali, per implementare un sistema di *feed-in tariffs* nel Regno Unito, tra cui:

- *feed-in tariff* a premio, ossia un incentivo fisso che i generatori *low carbon* riceverebbero in aggiunta ai ricavi dalla cessione dell'energia elettrica prodotta ai prezzi di mercato;
- *feed-in tariff* fissa, cioè un incentivo fisso che i generatori ricevono in luogo dei ricavi che invece otterrebbero vendendo l'energia prodotta sul mercato;
- *feed-in tariff* con contratto per differenza (CfD – Contract for Difference), ossia un incentivo variabile nell'ammontare che il generatore riceve in aggiunta ai ricavi ottenuti dalla vendita a mercato della propria energia prodotta. L'ammontare dell'incentivo è quindi ottenuto dalla differenza tra il valore della tariffa fissato nel CfD e il prezzo dell'energia a mercato. Il risultato è che il produttore *low carbon* riceverà un ammontare complessivo (ricavi vendita + incentivo) costante nel tempo o, a seconda dei particolari del CfD, non inferiore alla soglia stabilita dal governo.

La scelta del governo UK ricade su questa terza opzione, dal momento che una *feed-in* fissa che elimini totalmente l'interfaccia della vendita al mercato da parte del produttore non incentiverebbe lo stesso ad utilizzare la propria capacità in modo economicamente razionale né ad effettuare le dovute manutenzioni e migliorie agli impianti al fine di rendere più efficiente il loro dispacciamento di merito economico. Inoltre, lasciare gli investimenti esposti al rischio di mercato (come nel caso della tariffa a premio e della tariffa con CfD) significa che l'investitore dovrà decidere se, dove e quando costruire la nuova capacità in modo da massimizzare la parte dei ricavi che ottiene dalla vendita dell'energia sul mercato. Simmetricamente, il vantaggio delle tariffe fisse risiede proprio nell'isolare gli investimenti dai rischi di cui sopra, sacrificando però segnali di mercato e relativi effetti incentivanti.

Nella scelta tra “*premium tariff*” e “*tariff with CfD*” il DECC finisce per optare per la seconda soluzione, che, per come è costruita, lascerebbe l'investitore esposto alla dinamica dei prezzi di mercato di lungo periodo.

Una volta optato per il terzo tipo di tariffa, al legislatore britannico rimane ancora una spinosa questione da dirimere, ossia se fissare ex lege il valore della stessa o se impiegare meccanismi d'asta per far rivelare ai partecipanti quel valore soglia a cui il mercato è disposto ad investire. Nel documento la questione è per adesso rimandata, seppure venga avanzata la possibilità di affidare la valutazione ad un processo d'asta indifferenziato per tecnologia (così da avere sufficienti partecipanti) e poi procedere ad un adeguamento della tariffa puntuale sulla base della tecnologia in specie.

Il maggiore ostacolo all'impiego di sistemi d'asta, in questo caso, è proprio rappresentato dalla partecipazione dei soggetti alle stesse. In auctions di questo tipo è alto il rischio di comportamenti lesivi della concorrenza se il numero di partecipanti non è adeguato o se il design dell'asta non è quello ottimale. Il governo UK lascia quindi trapelare l'intenzione di organizzare un'asta indifferenziata per tecnologia al fine di radunare il maggior numero di soggetti partecipanti. Fatta salva poi la possibilità di definire un adeguamento della tariffa in base alla tecnologia e ai suoi costi. Questa possibilità andrebbe certamente eliminata, dal momento che ha un effetto perverso sul comportamento dei bidders all'asta. Ciascun operatore, infatti, nella consapevolezza che il governo andrebbe in seconda sede ad integrare la tariffa esito dell'asta con una componente di sussidio ulteriore a seconda della tecnologia, avrebbe l'incentivo a non rivelare il proprio prezzo di riserva, col conseguente fallimento della procedura d'asta.

Similmente, mentre una tariffa indifferenziata lascerebbe poi a ciascun aggiudicatario, al mercato, la scelta di quale tecnologia installare per conseguire il maggior profitto e quindi la maggiore efficienza per il sistema, un meccanismo che coprisse i costi (indi-

pendentemente dall'algoritmo usato per calcolarli) per ciascun tipo di impianto non favorirebbe lo svilupparsi di una competizione tra tecnologie concorrenti, né il perseguimento dell'obiettivo di decarbonizzazione attraverso le modalità più efficienti per il sistema.

### c – Introdurre standard specifici di emissione

Passiamo ora alla terza misura del progetto del Governo UK, ossia all'introduzione di **standard specifici di emissione** (EPS – *Emissions Performance Standard*) solo per i nuovi impianti di generazione installati in futuro.

Nel documento di consultazione il DECC non fa mistero che un simile intervento normativo sarebbe motivato dalla volontà di ostacolare la costruzione nel Regno Unito di nuovi impianti alimentati a carbone in assenza di sistemi di cattura e sequestro del carbonio, in particolare la soglia massima normativa per le emissioni di CO<sub>2</sub> per kWh sarebbe fissata proprio ai valori di emissione di una centrale a carbone con impianto di CCS post-combustione.

La ragione alla base di questa scelta risiede nella composizione del parco termoelettrico UK che già consta di un'importante quota di centrali a carbone e nella incertezza di tipo tecnico – e quindi la scarsa attrattività per il mercato - che ancora avvolge la realizzazione di impianti con sistemi di CCS.

Dei tre punti d'azione, questo è il più semplice ad essere implementato, quanto il più controverso in termini logici – almeno per chi scrive questa breve nota di commento al documento del DECC.

Infatti, come abbiamo avuto modo di cogliere, la proposta del governo UK ha sicuramente il pregio di superare il trattamento impari – non da ultimo da parte dell'Unione Europea nelle sue *Climate Actions* – riservato ad alcune fonti di generazione come gli impianti carbone o gas dotati di sistemi di cattura e sequestro del carbonio (CCS). Se l'obiettivo finale è la de-carbonizzazione del settore elettrico, le suddette tecnologie di generazione contribuiscono alla riduzione dell'anidride carbonica così come le classiche fonti di energia rinnovabile, mentre solo queste ultime sono state ad oggi ammesse a sistemi di incentivazione. Ancora, se la ragione alla base della concessione di incentivi e sussidi pubblici alle fonti rinnovabili risiede nella loro non convenienza economica e, quindi, nel conseguente sottoinvestimento in tali tecnologie in un'ipotesi di affidamento al solo mercato, lo stesso può dirsi per le tecnologie fossili con CCS i cui costi medi di generazione sono ancora ben lontani dai prezzi di mercato.

Il governo britannico, superando la consueta divisione tra rinnovabili e fossili, non solo riconosce pari importanza anche a tecnologie fossili a basso impatto carbonico, ma ribadisce la condivisibile convinzione di come in un futuro ad "emissioni zero" proprio queste tecnologie serviranno a coprire il carico di base e garantire, altresì, la sicurezza del sistema elettrico. Non da ultimo poiché un'importante fetta dell'attuale parco di generazione sarà dismessa a partire dal 2020.

Con l'introduzione di un severo EPS, invece, il legislatore inglese rischia di ingessare il libero funzionamento del mercato attraverso un intervento del tipo *command and control* che disincentiverebbe la realizzazione di impianti fossili senza sistemi di CCS. Al di là delle analisi di sensitività che hanno accompagnato e supportato la definizione di questo mix di interventi, è sul piano teorico che un severo EPS non trova un rationale solido.

Del resto, se l'intenzione ultima è quella di riformare alcuni aspetti del sistema elettrico senza sottrarre al mercato la decisione ultima su come debbano indirizzarsi gli investimenti tra le molteplici tecnologie a disposizione e altresì la proposta ha la lungimiranza di ammettere ai benefici fiscali (esenzione da accise sui combustibili per impianti con CCS e per il nucleare) e alle agevolazioni del tipo feed-in-tariff anche le tecnologie fossili *low carbon*, non vi è un motivo valido per impedire al mercato di scegliere, se del caso, anche l'opzione a carbone senza CCS.

Qualora ciò avvenisse, cioè che il mercato continuasse a investire solo in tecnologie fossili mature sprovviste di sistemi CCS, due sarebbero le possibilità:

- le accise sulle fonti fossili e gli incentivi feed-in sono stati fissati dal Governo in modo non adeguato a favorire all'atto pratico lo *switch* da *high* a *low carbon technologies*. La soluzione più ragionevole, in questo caso, sarebbe una ridefinizione dei livelli di accise e incentivi e non una proibizione normativa alla realizzazione di investimenti concorrenti;
- i costi o i rischi associati ad alcune fonti fossili *low carbon* sono talmente elevati (in termini relativi) da spiazzare gli investimenti nonostante gli interventi del Governo a sostegno delle stesse. In questo caso, però, la soluzione non dovrebbe essere né sperperare risorse private e pubbliche per incentivare *ad libitum* l'affermarsi di una tecnologia ancora immatura o troppo rischiosa agli occhi del mercato, né "bandire" investimenti in tecnologie concorrenti di generazione *baseload* dagli analoghi tempi di realizzazione di quelle con sistemi CCS. Invece, un EPS molto severo potrebbe mettere a rischio la sicurezza del sistema in assenza di investimenti in capacità baseload che sostituiscano quella progressivamente uscente per obsolescenza.

### Alcuni spunti conclusivi

In attesa di vedere quali saranno le reazioni del mercato alle proposte del DECC e quali tra queste saranno portate avanti dal Governo inglese con il Libro Bianco atteso per la fine del primo semestre 2011, si propongono alcune riflessioni conclusive su quanto emerso dal confronto tra il documento di Ofgem e del DECC.

*In primis*, il più recente documento di consultazione del Governo britannico, se confrontato con le opzioni presentate un anno prima da Ofgem, segna comunque una scelta verso interventi sul settore finalizzati sì ad incidere sulle valutazioni economiche che il mercato elabora su ciascuna tipologia di investimento, ma in linea di principio maggiormente orientati a lasciare a quest'ultimo la parola finale sul tipo di investimenti. Non si può certo trascurare che anche gli interventi del DECC andrebbero ad incidere su un sistema che ad oggi si è affidato ad un modello di mercato, allontanando in parte il settore elettrico inglese da un design ideale di libero mercato.

Al contempo, le scelte di politica energetica comunitaria e nazionale impongono ai Governi di individuare modalità di sostegno alla decarbonizzazione del sistema tali da velocizzare la transizione verso un nuovo mix di generazione elettrica e nonostante gli ostacoli rappresentati dalla crisi della finanza. È quindi ammissibile che un certo allontanamento dalle condizioni teoriche del libero mercato sia necessaria in questa fase di sviluppo e transizione del mercato elettrico.

La proposta del DECC ha il merito di estendere le forme di sostegno a tutte le tecnologie *low carbon* e non solo alle classiche tecnologie rinnovabili, riconoscendo quindi la necessità di poggiare su entrambe le "famiglie" di tecnologie il mix produttivo che dovrà permettere al Regno Unito il rispetto dei target comunitari al 2020 e nazionali al 2050.

Al contrario, il pacchetto di misure proposta dal DECC appare ad una prima analisi perfino eccessivo e a tratti ridondante.

Eccessivo laddove si vorrebbe disincentivare l'investimento in capacità di generazione di base priva di sistemi CCS così introducendo un vincolo troppo stringente alle scelte del mercato, col rischio di esporre il sistema UK a problemi di sicurezza delle forniture laddove dovessero scarseggiare nuovi investimenti in capacità di base, oppure di spingere/costringere il settore verso investimenti troppo onerosi anche in presenza di nuovi sistemi di sostegno.

Ridondante invece laddove al sistema delle *feed in tariffs* vorrebbe affiancare un complesso e delicato impianto fiscale con cui fissare indirettamente un pavimento al prezzo delle emissioni di anidride carbonica. L'effetto netto di una simile misura sarebbe quello di aumentare le criticità degli impianti a carbone già esistenti, trasferire alle centrali nucleari già in funzionamento un nuovo ricavo e pervenire ad una situazione subottimale, rispetto alla semplice adozione di *feed in tariffs*, in termini di benessere complessivo per la società.

Lontana dall'essere la panacea a tutti mali del settore, la proposta del Governo UK rappresenta un'utile base da cui partire per dare forma al nuovo settore elettrico e a cui guardare anche per disegnare i nuovi sistemi di incentivazione nostrani. Non da ultimo perché la preparazione e diffusione pubblica di documenti di consultazione, analisi di impatto come quelli d'oltremarica, finalizzati allo stimolo del dibattito tecnico e costruttivo sarebbe un'abitudine che chiunque sia impegnato nel settore gradirebbe venisse adottata anche al di qua delle Alpi, dove invece troppo spesso regnano poca trasparenza, molta incertezza con un aumento del rischio associato agli investimenti e, conseguentemente, dell'impatto economico sulle casse dello Stato delle forme di sostegno a fonti rinnovabili o *low carbon*.

### Bibliografia

Clô A. (2008), *Il rebus energetico*, Il Mulino, Bologna, Cap. 3.

Department of Energy and Climate Change (DECC), 2010, "Electricity Market Reform – Consultation Document", Dicembre 2010, liberamente accessibile all'indirizzo [www.decc.gov.uk](http://www.decc.gov.uk)

HM Treasury and HM Revenue and Customs (2010), Carbon price floor: support and certainty for low-carbon investment, Dicembre 2010, liberamente accessibile all'indirizzo [http://www.hm-treasury.gov.uk/d/consult\\_carbon\\_price\\_support\\_condoc.pdf](http://www.hm-treasury.gov.uk/d/consult_carbon_price_support_condoc.pdf)

Mercuri R., Clô S. (2010), "ETS: volatilità dei carbon credits ed incertezza della regolazione", su *Energia*, n.4/2010, pp. 74-79

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), 2010, "Project Discovery Options for delivering secure and sustainable energy Supplies – Consultation Document", Ref. n. 16/10, Febbraio 2010, liberamente accessibile all'indirizzo: [http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project\\_Discovery\\_FebConDoc\\_FINAL.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/Discovery/Documents1/Project_Discovery_FebConDoc_FINAL.pdf)

Shuttleworth G. e Gammons S. (2011), "Why the UK's proposed reform of electricity markets needs more rational analysis, and less wishful thinking", *Energy Regulation Insight*, Issue 39, January 2011, NERA Economic Consulting

Stoft S. (2008), *Carbonomics – How to fix the climate and charge it to OPEC*, Diamond Press, in particolare ai capitoli 24 e 25.

Thomas S., "Mercati elettrici concorrenziali e nucleare sono la risposta per il futuro?", su *Energia*, n.2/2010, pp. 42 – 53.



## IBL Focus

### CHI SIAMO

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

### COSA VOGLIAMO

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.