

Londra 2012

La maratona (a ostacoli) della riforma del settore elettrico britannico

Di Stefano Verde

Il 22 maggio 2012 il Governo inglese ha presentato la bozza dell'*Energy Bill*¹ con cui il settore elettrico britannico dovrà essere profondamente ridisegnato, così da perseguire gli obiettivi ambientali che Unione Europea e Governo inglese si sono prefissati.

L'Istituto Bruno Leoni, già a febbraio 2011, si era interessato di commentare in modo esteso il documento di consultazione del *Department of Energy and Climate Change* (DECC, 2010) e di analizzare la direzione scelta dal legislatore britannico per rivedere il funzionamento del proprio settore elettrico. Le considerazioni sviluppate in tale occasione (Verde, 2011a) rimangono valide ancora oggi, dal momento che l'*Energy Bill*, nella sua bozza attuale, conferma sostanzialmente la maggior parte delle ipotesi di politica energetica presentate oltre un anno fa.

Il documento del Governo inglese mira a riordinare diversi aspetti del settore energetico, soffermandosi non solo sulla riforma del mercato elettrico – che sarà il focus di questo contributo – ma anche su altre questioni di carattere maggiormente istituzionale come la creazione di un *Office for Nuclear Regulation* o i chiarimenti sul ruolo del regolatore e del Governo in materia energetica; o più legate agli aspetti infrastrutturali, come nel caso della nuova normativa sulla trasmissione di energia elettrica dai campi eolici *offshore* alla terraferma; o più attinenti la finanza pubblica, e cioè la creazione delle condizioni per permettere allo Stato di alienare alcuni *asset* di distribuzione e stoccaggio di carburanti per aerotrasporto.

Con questo lavoro si vuole riprendere le fila della riforma del mercato elettrico britannico a più di un anno dal documento di consultazione del DECC, spostando però l'attenzione da un'analisi più generale a uno studio dei primi elementi di dettaglio della riforma che emergono dalla lettura dell'*Energy Bill* e dei rispettivi allegati tecnici (DECC, 2012a, 2012b, 2012c).

Brevemente, giova quindi richiamare su quali pilastri si fondasse la proposta di politica energetica britannica del 2011 per poi valutare quali siano stati gli sviluppi ad oggi in ogni singolo capitolo di intervento:

- l'imposizione di un pavimento al prezzo dei permessi di emissione (c.d. *Carbon Price Floor*, di seguito CPF) così da garantire agli investitori una

¹ Tutta la documentazione relativa la bozza dell'*Energy Bill* del 22 maggio 2012 è disponibile all'indirizzo <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/legislation/energybill2012/energybill2012.aspx>

Stefano Verde è Responsabile portafoglio EE e titoli ambientali in Hera Trading S.r.l.

Le opinioni dell'autore sono espresse a titolo unicamente personale e non impegnano né rappresentano necessariamente la posizione dell'organizzazione di appartenenza.

maggior certezza sul costo minimo della tonnellata di anidride carbonica equivalente nel Regno Unito;

- l'introduzione di standard più stringenti sull'intensità carbonica degli impianti di generazione (c.d. *Emissions Performance Standard*, di seguito EPS) per disincentivare gli investimenti in tecnologie tradizionali di generazione termoelettrica;
- la predisposizione di nuove forme di incentivazione delle tecnologie di generazione dell'energia elettrica a basso contenuto di carbonio (*Feed-in Tariffs e Contratti per Differenze*);
- l'elaborazione di meccanismi di remunerazione della capacità disponibile tali da garantire la sicurezza del sistema anche nei momenti di maggiore tensione tra domanda e offerta.

Il Carbon Price Floor

Il Governo inglese è già intervenuto per via legislativa sul punto in questione, attraverso il c.d. *Finance Act* (DECC, 2012b), disponendo che a partire dal prossimo aprile sia introdotto, in via indiretta a mezzo della c.d. *Carbon Change Levy*, un prezzo minimo dei permessi di emissione progressivamente crescente. Sulla base dell'ultimo budget, il *floor* è fissato a 15,70 £/tCO₂ – pari a circa 20 €/tCO₂ al tasso di cambio attuale – ossia pari a tre volte il valore odierno delle *European Union Emissions Allowances* (EUAs) europee, che da inizio 2012 vedono le proprie quotazioni aggirarsi nell'intorno dei 7 €/tCO₂.

Nella sostanza, l'effetto del CPF è quello di una *carbon tax* introdotta a livello nazionale, dal momento che i produttori britannici dovranno sostenere anche il costo pari alla differenza tra il *floor* imposto e il valore dei permessi di emissione ogni volta che il secondo sarà inferiore al CPF. Già in passato (Verde, 2012b) avevamo avanzato le nostre perplessità di fronte a questa misura che, pur se motivata dalla necessità di garantire certezza agli investitori in tecnologie di generazione *low carbon*, presenta diverse criticità associate ad una scelta di carattere nazionale inserita in un meccanismo europeo come quello dell'*Emission Trading Scheme* (ETS). Infatti, per quanto il canale della Manica faccia sentire la Gran Bretagna al riparo dall'Eurozona, in materia ambientale il Regno Unito non è un sistema chiuso – così come, in modo del tutto analogo, non lo è nemmeno l'Unione europea rispetto alla dimensione globale della questione ambientale.

I rischi associati al ricorso al CPF inglese vanno da un possibile effetto di *carbon leakage* intra-europeo ad un paradossale effetto di indebolimento delle quotazioni dei permessi di emissione nel resto d'Europa (col paradosso di vedere quindi aumentare l'incidenza della CCL per rispettare il *carbon floor*), o ancora a un aggravio del prezzo dell'energia elettrica per i consumatori inglesi. Inoltre, un meccanismo siffatto potrebbe portare ad un artificiale mutamento nei flussi transfrontalieri di energia spiazzando così quegli investimenti in corso di realizzazione e, in ultima analisi, il processo di integrazione del settore su scala comunitaria.

A conferma di queste perplessità, una recente analisi comparativa delle diverse alternative a disposizione dei legislatori comunitari e nazionali per offrire un supporto al valore delle emissioni europee conclude che la soluzione del *price floor* nazionale è la peggiore disponibile fra quelle prese in considerazione (Battles et al., 2012) per offrire certezza agli investitori nel medio-lungo periodo. Diverso sarebbe se si trattasse di una *carbon tax* introdotta su scala quantomeno comunitaria, soluzione che, come argomentato in un recente Special Report di IBL (Clò e Vendramin, 2012), avrebbe già ad

oggi facilitato la riduzione delle emissioni nei settori ETS in misura maggiore di quanto abbia fatto l'ETS stesso.

- **DISTORSIVO**

L'Emissions Performance Standard

L'idea di introdurre uno standard specifico sull'intensità carbonica degli impianti di generazione termoelettrici tradizionali rimane a nostro avviso un intervento davvero controverso (cfr. Verde 2011a).

Nell'*Energy Bill* il Governo inglese ribadisce la volontà di fissare a 0,45 tCO₂/MWh l'intensità carbonica massima dei nuovi impianti termoelettrici che verranno realizzati (di taglia superiore ai 50 MWe) e di quelli esistenti che subiranno significativi rifacimenti. È importante segnalare che lo standard così definito si riferisce ad una produzione elettrica "spalmata" sul massimo carico di base annuale con un load factor dell'85% (DECC, 2012c). Per cercare di essere meno criptici, proviamo ad ipotizzare che in un determinato anno solare un impianto a gas abbia sia stato in esercizio (per semplicità a pieno regime) per 4000 ore ad un'intensità carbonica media di 0,8 tCO₂/MWh. In base all'EPS un simile impianto su un orizzonte annuale non potrà emettere più di 0,45 (tCO₂/MWh) * 8.760 ore * 0,85 per ciascun MW di capacità installata, ossia 3.350 tCO₂/MW. Nel caso del nostro ipotetico impianto a gas tale valore si attesterebbe a 3.200 tCO₂/MW, rispettando quindi lo standard imposto.

La ragione per fissare e calcolare l'EPS in questo modo è proprio quella di sottrarre all'applicazione dello standard quegli impianti che su base unitaria avrebbero intensità carbonica maggiore dello standard ma che sono in funzione per un numero limitato di ore all'anno e altresì necessari per il sistema sia come impianti di *back-up* alla produzione intermittente delle fonti rinnovabili che per soddisfare i carichi di punta nelle situazioni di tensione fra domanda ed offerta.

In termini pratici dovrebbero quindi essere esclusi dall'applicazione dell'EPS:

- i moderni impianti a gas a ciclo combinato, commerciale riconosciuti essenziali per rispondere alle crescenti necessità di bilanciamento della rete associate allo sviluppo delle fonti intermittenti;
- gli impianti caratterizzati da un'intensità carbonica maggiore del limite che sono in servizio per un numero di ore molto limitato e che sono necessari al sistema per rispondere a particolari situazioni di tensione fra domanda ed offerta;
- gli impianti cogenerativi anche se operati in regime *baseload*, dal momento che la quota parte di emissioni annuali teoricamente imputabile alla produzione di calore non concorrerà al calcolo del rispetto dell'EPS;
- gli impianti che fanno parte del progetto di *Carbon Capture & Storage*;
- gli impianti alimentati a biomasse e/o a rifiuti.

Occorre a questo punto riformulare in modo più corretto la domanda: a quali impianti fossili di futura costruzione sarà applicabile l'EPS? Eventuali nuovi impianti a carbone provvisti di sistemi di cattura e sequestro del carbonio – ma che comunque in base alla normativa vigente dovranno già essere predisposti per l'installazione di simili sistemi (Goldoni, 2011).

In prima battuta, stante il risultato finale, sembrerebbe più efficace una disposizione normativa *ad hoc* che impedisca la realizzazione di nuove centrali a carbone se sprovviste di sistemi CCS, piuttosto che un complesso meccanismo fatto di esenzioni ed

eccezioni la cui validità è garantita fino al 2045 a meno di interventi con la legislazione primaria.

Inoltre, l'EPS si trova ad essere affiancato dal CPF, per il quale il Governo britannico esplicita l'intenzione di alzare il *floor* a 30£/tCO₂ (circa 37,5 €) al 2020 e a 70£/tCO₂ (pari a 87,5 €) al 2030. Ipotizzando per semplicità che l'intensità carbonica di una centrale a carbone sia di circa 0,9 tCO₂/MWh e che invece il prezzo dei permessi di emissione sul continente al 2020 non superi i 20 €/tCO₂, un investitore internazionale avrebbe buoni motivi per almeno 15 €/MWh al 2020 per investire in impianti a carbone altrove in Europa, e magari esportare l'energia proprio oltre Manica. Questo vale in particolare se l'integrazione del mercato elettrico europeo dovesse proseguire rafforzando le interconnessioni tra le diverse regioni e si affermasse in tempi brevi un *coupling* di prezzo dapprima regionale e poi comunitario (si noti che questa è una delle ipotesi di contorno su cui si basa la stessa strategia inglese).

- **RIDONDANTE**

Le Feed-in Tariffs con contratti per differenza

Veniamo ora al pilastro più importante della riforma inglese, probabilmente sufficiente da solo, se ben congeniato, a raggiungere gli obiettivi al 2020 senza dover ricorrere a strumenti nel complesso distortivi come il CPF o eccessivamente dirigistici come l'EPS.

In questo caso ci concentreremo sui dettagli del meccanismo che sono emersi rispetto al documento del 2011: la determinazione degli *strike price* dei contratti per differenze (in seguito CfD²), l'assegnazione dei CfD, la loro durata e il prezzo di riferimento contro cui calcolare il valore del contratto.

Per quanto concerne la fissazione degli *strike price* del contratto (ossia del ricavo che il produttore incentivato attraverso i CfD riceverà per la propria generazione) la riforma inglese prevede due stadi distinti. In una prima fase, indicativamente fino al 2017, fissazione di tali prezzi avverrà per via amministrativa, per ovviare così al rischio che inizialmente il numero limitato dei partecipanti alle eventuali procedure d'asta possa avere ripercussioni sulla formazione dello *strike price*.

Dal 2017 il Governo inglese si ripropone invece di migrare a meccanismi d'asta almeno per quelle tecnologie *low carbon* che esibiscono un sufficiente numero di partecipanti e per le quali i progetti da un punto di vista tecnologico siano equiparabili. Nel corso del decennio successivo, invece, l'obiettivo è quello di pervenire alla fissazione di un unico *strike price* indipendentemente dalla singola tecnologia, così da prevedere procedure competitive che coinvolgano il massimo numero di partecipanti possibile e demandare agli operatori la scelta della tecnologia da realizzare sulla base dello *strike price* offerto.

Aspettando che le condizioni di mercato permettano tali evoluzioni, gli *strike price* dei contratti inerenti le fonti rinnovabili verranno fissati in via amministrativa dal Governo con il coinvolgimento del gestore di rete, e già alla fine del 2013 saranno resi noti i livelli di prezzo relativi ai 5 anni successivi, così che gli investitori possano conoscere il livello di supporto offerto almeno nel medio termine.

Per gli impianti inclusi nel Programma di commercializzazione dei sistemi CCS, e analogamente per gli impianti nucleari, a fronte della sostanziale non comparabilità tra i dif-

² I Contratti per Differenze sono strumenti finanziari il cui prezzo deriva dal valore di altre tipologie di strumenti d'investimento. Con un CfD le parti convengono per scambiare denaro sulla base della variazione di valore dell'[attività sottostante](#) che intercorre tra il punto in cui l'operazione viene aperta e il momento in cui la stessa viene chiusa.

ferenti progetti, il Governo procederà a negoziare il livello dello *strike price* per ciascun singolo investimento ammesso al Programma.

Il nuovo sistema delle FiT si affiancherà fino al 2017 al precedente meccanismo di supporto delle *Renewable Obligations*, permettendo ai nuovi investitori la possibilità di scegliere a quale regime aderire. Saranno organizzate due tornate di assegnazione dei CfD in ciascun anno, in modo da monitorare in modo continuo il numero e il volume complessivo delle domande di richiesta di ammissione al meccanismo di sussidio delle tecnologie low carbon e poter derivare indicazioni sull'adeguatezza dello *strike price* fissato per via amministrativa. Vincolo decisamente non trascurabile – come del resto l'esperienza italiana col fotovoltaico insegna – è quello di rispettare la spesa complessiva prevista per i meccanismi di supporto. Solo il prossimo autunno sarà presa una decisione sulle modalità con cui controllare la spesa pubblica complessiva destinata ai CfD: attraverso un preciso ammontare di risorse destinato a ciascun tipo di tecnologia; attraverso la fissazione di soglie massime di capacità installata per tecnologia; o a mezzo di un limite alla spesa complessiva indipendentemente dalla tecnologia. L'esercizio è ulteriormente complicato dal fatto che la spesa pubblica associata al sistema dei CfD non è nota *ex ante* come nel caso di una FiT a premio o fissa, bensì dipende necessariamente dall'andamento del *prezzo di riferimento* contro cui viene calcolata, per l'appunto, la differenza oggetto del contratto.

Dal momento che in ciascuna tornata saranno assegnati preventivamente CfD che insistono su periodi diversi in cui la nuova capacità dovrà entrare in servizio, diventa cruciale anche il rispetto delle tempistiche per la conclusione e l'operatività dell'impianto. Si prevede quindi di introdurre meccanismi di premi e penalità per fare in modo che il rispetto della tabella di marcia dichiarata sia quanto più possibile garantito. Agli impianti che entreranno in esercizio in ritardo rispetto al periodo prefissato saranno imposte delle sanzioni, mentre per quelli che dovessero anticipare i tempi di ingresso rispetto a quanto pattuito (quale effetto ad esempio di una valutazione troppo cautelativa dei tempi di realizzazione) sarà permesso immettere energia e vederla remunerata ai prezzi di mercato, differendo però la data di inizio incentivazione da CfD a quella stabilita contrattualmente. Nel complesso il sistema dovrebbe incentivare la rivelazione fin dall'inizio del progetto delle più precise stime per l'entrata in esercizio.

Passando agli elementi più economici del contratto per differenza, l'*Energy Bill* fissa due diversi prezzi di riferimento, a seconda che si tratti di contratti che incentivano fonti intermittenti o fonti caratterizzate da un profilo annuale *baseload*.

Nel caso delle fonti intermittenti il prezzo di riferimento sarà un prezzo del giorno prima (*GB Price Zone*), in considerazione del fatto che l'iniziativa europea di *coupling* di prezzo per la regione North-West Europe imporrà anche alla Gran Bretagna di pervenire a un mercato *day-ahead* con granularità oraria per il prezzo dell'energia elettrica. L'incentivo erogato/rimborso ai/dai produttori da fonti intermittenti sarà quindi pari alla differenza tra lo *strike price* del CfD e il valore orario dell'energia nella zona Gran Bretagna.

Per gli impianti caratterizzati da un profilo annuale *baseload* (es. carbone con CCS, nucleare), invece, il prezzo di riferimento sarà collegato al valore a termine per l'anno successivo dell'energia elettrica, così da permettere agli investitori adeguate politiche di copertura a termine dei loro asset. L'insufficiente liquidità del mercato a termine britannico sui contratti oltre il mese successivo ha spinto Ofgem a considerare di imporre ai maggiori operatori la partecipazione ad aste *ad hoc* per vendere obbligatoriamente a termine una porzione della propria generazione. Laddove la via delle aste obbligatorie dovesse essere confermata, il prezzo di riferimento potrebbe divenire proprio il valore esito di tali aste. In alternativa si calcoleranno valori a termine per l'anno successivo

facendo riferimento alle quotazioni dei prodotti stagionali *Summer-ahead* e *Winter-ahead*. Inoltre, nel caso degli impianti a carbone con CCS è ancora in discussione la possibilità di prevedere che *strike price* o prezzo di riferimento siano indicizzati al combustibile, così da sterilizzare l'incentivo riconosciuto all'investitore dalle variazioni, ad esempio, nel prezzo del carbone.

La scelta di ricorrere a due prezzi di riferimento distinti a seconda del tipo di tecnologia è condivisibile, poiché da un lato lascia gli impianti a generazione intermittente esposti all'andamento del prezzo dell'energia elettrica su base giornaliera, dall'altro permette agli impianti *baseload* di trovare un incentivo alla copertura in anticipo della propria produzione, generando in ultima analisi liquidità addizionale anche sul mercato all'ingrosso.

Ultimo punto su cui soffermarsi è il volume a cui applicare la FiT per pervenire all'incentivo riconosciuto all'operatore. Ai due estremi della scala delle possibilità troviamo: l'applicazione della FiT sui volumi immessi in rete o invece sulla capacità disponibile dell'impianto.

Riconoscere il sussidio in misura proporzionale all'energia immessa in rete fornisce l'incentivo all'operatore a utilizzare l'impianto anche in condizioni che in assenza della FiT sarebbero antieconomiche. Infatti, l'operatore avrà tutto l'interesse a tenere l'impianto in funzione anche se il valore *day-ahead* dell'energia non coprirà strettamente i costi marginali dell'impianto. L'effetto di una simile distorsione si riversa sull'ordine di merito della curva di offerta e quindi sull'efficienza allocativa di brevissimo termine del sistema elettrico nel suo complesso, nonché può condurre alla formazione di prezzi negativi.

Ciononostante, la scelta del legislatore inglese sembra per il momento ricadere sul riconoscimento dell'incentivo all'energia immessa in rete, poiché il modello alternativo basato sulla capacità disponibile sarebbe di difficile applicazione alle fonti intermittenti, e piuttosto opta per prevedere un *floor* posto pari a zero per i prezzi di riferimento con cui calcolare l'incentivo da corrispondere all'impianto.

- **MIGLIORABILE**

Meccanismi di remunerazione della capacità

Ultimo pilastro della riforma del mercato elettrico UK è l'introduzione di nuovi meccanismi di remunerazione della capacità, così da assicurare l'adeguatezza del sistema inglese alla futura crescita della domanda nei momenti di maggiore tensione tra richiesta della rete e offerta.

In questo caso, gli impianti già ammessi al sostegno delle FiT non potrebbero accedere anche alla remunerazione della capacità – almeno nella prima fase in cui le FiT sono definite per via amministrativa – per ovviare ad un eccesso di supporto offerto alle stesse. Nelle intenzioni del Governo inglese il TSO dovrebbe organizzare annualmente un'asta per l'assegnazione dei contratti di remunerazione della capacità, idealmente con un anticipo di 4-5 anni rispetto all'anno di consegna dell'energia. La capacità totale da contrattare in ciascuna tornata competitiva non sarebbe nota ai partecipanti *ex ante*, così da permettere al Governo di valutare sulla base del *trade-off* tra volumi da contrattualizzare e impegno economico complessivo quanta capacità ammettere al meccanismo di remunerazione, non da ultimo per cercare di ridurre le possibilità di *gaming* tra i partecipanti all'asta. Ovviamente la decisione del Governo si andrebbe ad innestare su una previsione di medio termine del fabbisogno alla punta del sistema elettrico elaborata dalle istituzioni britanniche.

Punto cruciale per il funzionamento del meccanismo che rimane da definire è quello della quantificazione delle penalità per quegli impianti che avessero impegnato la propria capacità e che non fossero poi disponibili a immettere energia in rete. Le soluzioni anche in questo caso vanno dall'approccio amministrativo a quello più improntato al mercato.

Nel primo caso la penalità sarebbe nota all'operatore *ex ante* rendendo più facile la valutazione del rischio associata al contratto di capacity payment. Maggiori difficoltà sono insite però nella fissazione per via amministrativa della penalità e nella definizione dei periodi di "scarsità".

Nel secondo caso, basandosi sui c.d. *reliability contracts*, ad un vantaggio nella determinazione del *quantum* economico ora demandata al mercato, si ridurrebbe simmetricamente la possibilità di controllare che la capacità contrattualizzata venga fisicamente messa a disposizione del sistema nei momenti di necessità. Infatti, il soggetto ammesso al meccanismo di remunerazione dovrebbe assicurare di immettere in rete l'energia contrattualizzata in quei momenti in cui il prezzo di mercato fosse superiore allo *strike price* definito nel contratto, a pena di dover altrimenti rimborsare al sistema la differenza tra prezzo di mercato e *strike price* per la capacità non resa disponibile.

Sul pilastro del *capacity payment* è inevitabile rinviare qualunque commento all'autunno, ossia quando dovrebbero essere rivelati maggiori dettagli sul modello scelto dal Governo britannico (DECC, 2011).

- **EMBRIONALE**

Alcune riflessioni

Non possiamo che confermare nel complesso le conclusioni cui eravamo pervenuti commentando la prima bozza della politica energetica made in UK. Il contesto economico e finanziario e gli obiettivi di sostenibilità che il Regno Unito si prefigge, non sono sufficienti a spiegare il perché di un intervento così pervasivo da parte del legislatore, a scapito del puro funzionamento del mercato.

Sono state poi confermate anche quelle misure come CPF ed EPS che appaiono essere controproducenti oltre che ridondanti ed eccessivamente dirigistiche. Tuttavia, dagli elementi di dettaglio dell'*Energy Bill* emerge una sempre più preoccupante deriva interventista che, all'atto pratico, rende necessaria l'intromissione del Governo su ciascun tipo di fonte di generazione (cfr. Keay 2011 e Keay 2012): banditi del tutto nuovi impianti a carbone privi di sistemi di CCS; le fonti rinnovabili e low carbon sottoposte a forme di incentivazione per le quali almeno in prima applicazione il livello di sostegno è definito in via amministrativa o a seguito di negoziazione diretta col Governo; gli impianti più flessibili che facciano da *back-up* all'intermittenza delle fonti rinnovabili sono inseriti in un meccanismo di remunerazione della capacità; gli impianti di picco invece esenti dall'applicazione dell'EPS. Al minimo, vi è un periodo iniziale – in attesa dello sviluppo di vere e proprie aste – in cui ciascun progetto di nuova generazione in UK sarà in una certa misura influenzato da logiche amministrative e non necessariamente di mercato.

Con una simile architettura del settore elettrico inglese, il punto chiave da cui dipende il successo o l'insuccesso della riforma è sempre lo stesso: enti pubblici, istituzioni anche se supportati da pool di esperti *ad hoc* saranno in grado di indirizzare le scelte di investimento degli operatori in modo coerente con l'evoluzione del settore? Saranno capaci di intervenire in modo efficace e puntuale sulla definizione delle tariffe *feed-in* perseguendo anche l'ottimo finanziario? Sapranno anticipare le tendenze future (tec-

nologiche ed economiche) del settore elettrico? Ma soprattutto: saranno capaci di fare tutto questo meglio degli operatori/investitori stessi, meglio cioè del mercato?

Pur riconoscendo alle istituzioni britanniche il merito di elaborare le proprie strategie in modo trasparente, coinvolgendo i soggetti interessati e seguendo un rigoroso approccio logico, rimaniamo scettici su una soluzione che sottragga al mercato il suo ruolo principale. Monitorare il settore e le sue prospettive di crescita e sviluppo, pianificare a tavolino il mix ottimale di generazione elettrica, definire la traiettoria del *floor* per la CO₂ sulla base delle previsioni del prezzo dei titoli di emissione, definire tutte le altre grandezze chiave (tariffe, remunerazione della capacità, ...) che permetteranno il raggiungimento del mix auspicato sono compiti davvero ambiziosi e similmente gravosi per essere svolti nel modo più efficace ed efficiente da un soggetto unico.

Bibliografia

- Allen & Overy, “UK Electricity Market reform: the Draft *Energy Bill*”, June 2012, disponibile all’indirizzo www.allenoverly.com
- Battles S., Clò S., Zoppoli P. (2012), “Policy Options to Stabilize the Carbon Price within the European Emissions Trading System: Framework for a Comparative Analysis”, disponibile all’indirizzo <http://ssrn.com/abstract=2062753>
- Clò S., Vendramin E. (2012), “Is the ETS still the best option? – Why opting for a carbon tax”, IBL Special Report, 10 maggio 2012, disponibile all’indirizzo http://www.brunoleonimedia.it/public/Papers/IBL-Special_Report-ETS.pdf
- Department of Energy and Climate Change (DECC, 2010), “Electricity Market Reform – Consultation Document”, Dicembre 2010, disponibile all’indirizzo www.decc.gov.uk
- Department of Energy and Climate Change (DECC, 2011), “Electricity Market Reform – Capacity Mechanism – Impact Assessment”, December 2011, disponibile all’indirizzo <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/consultation/cap-mech/3883-capacity-mechanism-consultation-impact-assessment.pdf>
- Department of Energy and Climate Change (DECC, 2012a), “Annex B: *Feed-in* tariffs with contract for differences draft operational framework”, disponibile all’indirizzo <http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filetype=4&filepath=11/policy-legislation/EMR/5358-annex-b-feedin-tariff-with-contracts-for-differe.pdf&minwidth=true>
- Department of Energy and Climate Change (DECC, 2012b), “Annex C: Electricity Market Reform: Capacity Market – Design And Implementation Update”, disponibile all’indirizzo <http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filetype=4&filepath=11/policy-legislation/EMR/5356-annex-c-emr-capacity-market-design-and-implementat.pdf&minwidth=true>
- Department of Energy and Climate Change (DECC, 2012c), “Annex D: Electricity Market Reform: Update On The Emissions Performance Standard”, disponibile all’indirizzo <http://www.decc.gov.uk/media/viewfile.ashx?filetype=4&filepath=11/policy-legislation/EMR/5350-emr-annex-d--update-on-the-emissions-performance-s.pdf&minwidth=true>
- Goldoni G. (2011), “Riforme e dettagli: la de-carbonizzazione del mercato elettrico inglese”, su *Energia*, vol. 4/2011, Editrice Compositori, Bologna.
- Keay M. (2011), “Back to the Future: Electricity Market Reform Update”, The Oxford Institute for Energy Studies, disponibile all’indirizzo <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/12/Back-to-the-Future-Electricity-Market-Reform-Update.pdf>
- Keay M. (2012), “Death by a thousand regulations: the New *Energy Bill*”, The Oxford Institute for Energy Studies, disponibile all’indirizzo <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/05/Death-by-a-thousand-regulations-the-new-Energy-Bill.pdf>
- Verde S. (2011a), “Mille luci sul Tamigi – Proposte di riforma del settore elettrico in Gran Bretagna tra mercato e incentivi”, liberamente accessibile all’indirizzo http://brunoleonimedia.servingfreedom.net/Focus/IBL_Focus_182_Verde.pdf
- Verde S. (2011b), “Il settore elettrico UK e la riforma per far coesistere generazione pulita e meccanismi di mercato”, su *Economia delle Fonti di Energia e dell’Ambiente*, n. 3/2010, Franco Angeli Editore, Milano, scaricabile all’indirizzo http://www.francoangeli.it/riviste/Scheda_rivista.aspx?IDArticolo=43839

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.