

All'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Mercati
Unità mercati elettrici all'ingrosso
Piazza Cavour 5
20121 Milano

Oggetto:

Risposta al Documento per la consultazione 234/2014/R/eel

L'Istituto Bruno Leoni (IBL) è un *think tank* il cui obiettivo è promuovere le riforme orientate alla concorrenza e al mercato. Con questo documento IBL intende far pervenire all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Autorità, d'ora in avanti), le sue osservazioni relative al Documento per la consultazione (DCO) 234/2014/R/EEL "Mercato dell'energia elettrica. Criteri per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva. Orientamenti".

Il DCO propone gli orientamenti dell'Autorità in merito all'introduzione di un meccanismo a regime per la remunerazione della capacità produttiva – il quale dovrebbe raccordarsi a un analogo meccanismo transitorio – finalizzato a promuovere quegli investimenti necessari ad ammodernare il parco di generazione italiano rendendolo compatibile con le nuove esigenze dettate dalla forte penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti.

In particolare, ferme restando le caratteristiche generali stabilite dalla Deliberazione ARG/elt 98/2011 in merito al mercato italiano di lungo termine della capacità – declinate poi dallo *Schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica* di Terna – il DCO 234/2014/R/EEL introduce ulteriori elementi nel disegno del meccanismo di remunerazione finalizzati ad assicurare la disponibilità di capacità di generazione *flessibile*.

L'adozione di un mercato della capacità di lungo termine trae origine dall'assunzione che il cosiddetto approccio *energy only market*¹ sia insufficiente a stimolare investimenti in capacità di generazione tali da promuovere l'adeguatezza del sistema elettrico. In altri termini, i soli segnali di prezzo provenienti dal mercato dell'energia elettrica sarebbero tali da non

1 Hogan, W., 2005. On an "Energy-Only" Electricity Market Design for Resource Adequacy. Paper prepared for the California ISO.

assicurare nel lungo periodo “una disponibilità di capacità di generazione (installata o attesa) sufficiente a soddisfare la domanda in modo efficiente”²

Preliminarmente IBL intende sottolineare il proprio dissenso rispetto a questo approccio. L'ipotesi secondo cui, in assenza di meccanismi di remunerazione della capacità, il mercato dell'energia elettrica non è in grado di stimolare gli investimenti necessari ad assicurare l'adeguatezza del parco di generazione non è conclusiva e poggia sull'osservazione di evidenze dovute alla presenza di vincoli normativi, regolatori e politici al corretto funzionamento dei prezzi quale strumento di allocazione efficiente delle risorse.

Un primo di tali vincoli ha natura politica. Il fatto che la domanda di energia elettrica possa essere relativamente inelastica – almeno con riferimento a unità temporali molto brevi – fa sì, durante le ore in cui il sistema elettrico sperimenta scarsità, che il carico non sia in grado di ridursi tempestivamente a un livello tale da poter essere pienamente soddisfatto dalla capacità di generazione installata. Pertanto, la rigidità della domanda di energia elettrica determina la necessità di un intervento regolatorio affinché, in assenza di un prezzo di equilibrio, il valore dell'energia elettrica sia determinato amministrativamente.³ Questo prezzo – il cd. *Value of Lost Load* ossia il valore per il quale un consumatore è indifferente tra consumare e non farlo – dovendo segnalare scarsità sarebbe però molto elevato rispetto ai “normali” prezzi osservati sul mercato e quindi difficile da sostenere politicamente e da far accettare ai consumatori.

Altri fattori che possono rendere i profitti conseguiti dai generatori sul mercato dell'energia elettrica insufficienti ad attrarre il livello ottimale di investimenti, il cosiddetto *missing money problem*,⁴ sono vincoli di natura regolatoria e normativa come:

- ◆ La presenza di *cap* ai prezzi praticabili nelle offerte per impedire l'esercizio di potere di mercato. Simili misure sono state adottate per esempio da Ercot (Texas), Nem (Australia), e nei mercati *wholesale* di Alberta e Ontario.
- ◆ L'adozione di meccanismi “amministrati” per il *procurement* di riserva. Per esempio, Ercot utilizza i cosiddetti *reliability must run contracts*, ossia contratti di lungo periodo volti a remunerare in modo stabile centrali obsolete che altrimenti sarebbero ritirate dal mercato.
- ◆ Un altro fattore di natura regolatoria è che in alcuni mercati, come quello italiano, i prezzi dell'energia non possono assumere valori negativi, mentre nel passato si è più volte tentato di rispondere a picchi di prezzo per mezzo di interventi estemporanei e caratterizzati dal tentativo di porre, di fatto o di diritto, un tetto ai prezzi.

La più efficace risposta ai problemi osservati nel nostro paese nel passato – sia quando essi erano legati al sotto-investimento nella capacità di generazione, come nei primi anni Duemila; sia quando dipendevano all'opposto da un ciclo di sovra-investimento, come nel pe-

2 Batlle, C., e Rodilla, P., 2010. A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply. *Energy Policy*, Vol. 38 (11), pp. 7169–7179.

3 Cramton, P., e Stoft, S., 2005. “A capacity market that makes sense”. *Electricity Journal*, Vol. 18 (7), pp. 43-54.

4 Joskow, P., 2007. “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity”. In *The New Energy Paradigm*, Dieter Helm ed., Oxford University Press, Oxford, UK.

riodo più recente; sia infine quando erano legati all'effettuazione di investimenti inadeguati dal punto di vista delle caratteristiche tecniche degli impianti, in particolare in relazione alla flessibilità di utilizzo, come nel primo decennio degli anni Duemila – consiste appunto nel rimuovere, o evitare di introdurre, limitazioni al sistema dei prezzi di natura politica o regolatoria come quelle sopra menzionate.

Il superamento di tali vincoli attraverso l'adozione di ulteriori strumenti di regolazione, in taluni casi ancora più pervasivi, rischia di generare effetti avversi e sub-ottimali. Questo è particolarmente il caso degli ipotizzati meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, i quali poggiano su un forte *bias* cognitivo. Essi infatti muovono dalla presunzione – non provata né provabile⁵ – che il decisore pubblico (per esempio l'Autorità di regolazione) possieda tutte le informazioni rilevanti per stabilire quantità e tipologie della capacità produttiva necessaria a prevenire problemi di sicurezza e soprattutto adeguatezza di lungo termine del sistema elettrico. Inoltre i meccanismi ipotizzati scontano l'ulteriore presunzione, anch'essa né provata né provabile, per cui il decisore pubblico sia in grado di conoscere con esattezza il risultato "ottimo" del *trade off* tra la maggiore sicurezza del sistema e gli extra costi che essa genera.⁶ Naturalmente il decisore pubblico può possedere una maggiore quantità di informazioni rispetto a ogni altro singolo attore del mercato; ma non è affatto ovvio che esso possieda più informazioni di tutti gli operatori del mercato messi assieme, e che una decisione centralizzata sia più efficiente di un processo decisionale decentralizzato, lasciato dunque al sistema dei prezzi.

A ciò occorre aggiungere che un meccanismo volto ad assicurare l'adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo dovrebbe tener conto altresì degli sviluppi futuri del mercato come per esempio gli effetti prodotti dagli interventi di efficienza energetica, affermati con vigore anche nella Strategia Energetica Nazionale e di prossimo interesse della Commissione Europea con la revisione della Direttiva sull'Efficienza Energetica, e il potenziale ruolo degli accumuli. Senza simili considerazioni, il pericolo di valutazioni di adeguatezza errate, con conseguente aggravio di costi che sarebbero potuti essere evitati, diventa concreto.

Non va inoltre ignorato che l'introduzione di un meccanismo di remunerazione della capacità di generazione determina un trasferimento del rischio che fisiologicamente grava su qualsiasi investimento privato, come la realizzazione di un nuovo impianto di generazione, dai produttori all'intera platea di consumatori che a tali decisioni di investimento non ha partecipato.

Se solitamente ai mercati della capacità di lungo termine è riconosciuto il pregio di favorire il coordinamento degli investimenti, evitando così cicli *boom and bust* nella disponibilità di capacità di generazione, è proprio questo beneficio che per il mercato italiano sembra essere non particolarmente rilevante. L'attuale eccesso di capacità che caratterizza il mercato

5 Hayek, F.A., 1945. "The Use of Knowledge in Society". *American Economic Review*, Vol. 35 (4), pp. 519-530.

6 Kiesling, L.L., *Deregulation, Innovation, and Market Liberalization: Electricity Restructuring in a Constantly Evolving Environment*, London, Routledge, 2008.

elettrico italiano sembra, infatti, destinato a protrarsi nel medio-lungo periodo anche per effetto di quegli interventi di efficienza energetica prima menzionati e del tasso di crescita della domanda di energia elettrica che difficilmente si stima possa tornare ai livelli pre-crisi, oltre che dello sviluppo delle fonti rinnovabili, per quanto sostenuto da sussidi essi stessi discutibili.

La stessa Commissione Europea, nelle sue linee guida ai mercati della capacità,⁷ pone l'accento sull'esigenza di valutare attentamente la necessità di introdurre meccanismi a supporto della capacità di generazione a fronte di situazioni di eccesso di capacità attuali o prospettiche.

Di conseguenza, in via preliminare IBL esprime una forte perplessità rispetto al drammatico cambiamento nel disegno di mercato che si verrebbe a creare col passaggio da un mercato *energy only* a un doppio mercato basato sia sull'energia sia sulla capacità, nel quale inevitabilmente – alla luce dell'attuale congiuntura – nel medio termine il mercato dell'energia sarebbe cannibalizzato da quello della capacità. Giova ricordare che questa stessa Autorità ha più volte messo in guardia contro il rischio di una struttura tariffaria nella quale gli oneri fiscali o parafiscali finiscano per prevalere sul valore dell'energia in quanto *commodity*:⁸ rischi che riguarderebbero (ma non sarebbero limitati a) il comportamento competitivo degli operatori, la propensione della domanda ad attivarsi, il contenuto informativo dei prezzi e la sua influenza (tra l'altro) sugli investimenti dei consumatori in tecnologie di consumo più efficienti, la tipologia degli investimenti degli operatori (per esempio in nuovi impianti di produzione o in nuovi sistemi di accumulo), ecc.

Tutto ciò premesso, IBL ritiene condivisibile la scelta dell'Autorità – stanti le perplessità sopra espresse circa l'effettiva esigenza di dotarsi in Italia di meccanismi a supporto della capacità di generazione che, si ribadisce, IBL non condivide – di seguire la strada della creazione di un mercato della capacità, piuttosto che affidarsi a meccanismi basati su decisioni ancor più arbitrarie come il passato *capacity payment*.

Di seguito, IBL propone le sue risposte ai quesiti espressi nel documento di consultazione DCO 234/2014/R/EEL.

⁷ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf

⁸ "Agli incrementi dei prezzi per i consumatori italiani hanno contribuito in maniera prevalente le componenti tariffarie di natura fiscale o parafiscale (oneri di sistema). Tali dinamiche risultano evidenti anche dall'analisi disaggregata delle percentuali. Il peso sul prezzo al consumo delle componenti che potremmo chiamare "di mercato" – determinate cioè dall'andamento dei mercati all'ingrosso e del dispacciamento – sta cedendo in misura rilevante. Per una famiglia-tipo la bolletta dell'energia elettrica è oggi determinata per circa la metà dall'andamento dei mercati, per un terzo da imposte e oneri generali di sistema e per il rimanente 15% dalle tariffe dei servizi regolati, quali il trasporto e la misura. In quattro anni, lo spazio lasciato al gioco del mercato si è contratto di ben 10 punti percentuali, ed è stato occupato dalle componenti di natura fiscale o parafiscale. Questo segna un preoccupante ritorno verso assetti più amministrati", Guido Bortoni, "Relazione annuale sullo stato dei servizi e l'attività svolta. Presentazione del Presidente Guido Bortoni", 26 giugno 2013.

Q1: Si condividono i criteri generali individuati dall’Autorità al par. 3.11 per l’integrazione del nuovo mercato della capacità? Si ritengono esaustivi i criteri individuati dall’Autorità o si ritiene opportuno individuare ulteriori criteri definiti con maggiore dettaglio?
 IBL non condivide più in generale la dicotomia alla base del par. 3.11, e dei criteri che ne discendono come corollari, ossia la distinzione tra capacità “flessibile” e “non flessibile”. Se il presente DCO è volto a integrare il meccanismo di remunerazione della capacità di generazione sancito nella Delibera ARG/elt 98/2011 per far fronte alle esigenze di flessibilità del parco di generazione indotte dalla significativa penetrazione delle fonti rinnovabili – facendo quindi intendere che di questo è ciò che il mercato ha bisogno, sempre sotto l’assunto che il decisore pubblico disponga di tutte le informazioni rilevanti a tale conclusione – non si capisce per quale motivo preoccuparsi dell’approvvigionamento anche di capacità “non flessibile” per cui il mercato della capacità verrebbe quindi a caratterizzarsi come una vera e propria forma di sussidio.

Particolare perplessità desta poi il criterio stabilito al punto (i) del par. 3.11: *“Per esempio, si può ipotizzare di svolgere le aste in sequenza aggiudicando prima il prodotto “flessibile” e poi il prodotto “non flessibile” garantendo al tempo stesso che il premio riconosciuto al prodotto “flessibile” sia aumentato, se necessario, per farlo divenire almeno pari a quello determinato in esito all’asta per il prodotto “non flessibile”.* In primo luogo, IBL riterrebbe opportuno rendere trasparente le modalità secondo cui si intende aumentare il premio riconosciuto al prodotto flessibile per eguagliarlo a quello del prodotto “non flessibile”. Secondariamente, IBL non comprende per quale motivo i due prodotti non possano essere scambiati simultaneamente consentendo alle aste di rivelare di quale tipologia di prodotto, se “flessibile” o “non flessibile”, il mercato ha maggiore necessità per garantire l’adeguatezza della capacità di generazione.

In breve, IBL ritiene che, ammesso e non concesso che un mercato della capacità debba essere introdotto, esso debba riferirsi unicamente alla capacità in grado di garantire le prestazioni tecniche definite dal TSO.

Q2: Si ritiene opportuno prevedere la partecipazione di tutte le tecnologie sin dall’avvio del mercato della capacità (quali, ad esempio, gli impianti di consumo interrompibili)?
 IBL ritiene opportuno far partecipare al mercato della capacità tutte le tecnologie, non già oggetto di incentivazione (come stabilito al par. 3.10 del presente DCO), che possono contribuire a offrire servizi di adeguatezza e flessibilità al sistema elettrico. Tra queste tecnologie, IBL suggerisce di far rientrare i programmi di *Demand Side Response* e di Efficienza Energetica come consentito, rispettivamente, dai mercati della capacità di PJM e ISO-NE cui il meccanismo italiano si ispira (anche qui col *proviso* di non ammettere alle procedure competitive capacità già oggetto di altre forme di remunerazione quali, a titolo di esempio, gli impianti coinvolti nei servizi di interrompibilità).

Del resto, non prendendo in considerazione questa evoluzione attesa e possibile del mercato, si sottostimerebbe un fattore importante nel disegno efficiente del meccanismo di remunerazione della capacità di generazione finendo inoltre col dare attuazione a un mer-

cato della capacità non neutrale dal punto di vista tecnologico come invece raccomandato dalle linee guida della Commissione Europea.⁹

Analogamente, la partecipazione al mercato della capacità dovrebbe essere consentita (e non semplicemente “non preclusa” come da nota n. 9 del presente DCO) ai sistemi di accumulo che codesta Autorità ha definito nel DCO 613/2013/R/EEL alla stregua di impianti di produzione.

Diversamente, IBL non comprende – e anzi, come detto, ritiene non condivisibile – la giustificazione per l’ammissione al mercato della capacità della potenza interrompibile che già gode di un sistema di incentivazione. Un simile provvedimento non solo sarebbe contrario ai principi espressi da codesta autorità in questo DCO e nella delibera 98/2011 ma creerebbe un’inefficienza, remunerando due volte per uno stesso servizio, oltre che una grave discriminazione verso altre tecnologie che potrebbero chiedere di partecipare al sistema anche se già incentivate come le fonti rinnovabili. Queste ultime, per esempio, sono ammesse a partecipare nel mercato della capacità di ISO-NE.¹⁰

Q3: Si condividono i criteri generali definiti dall’Autorità al par 4.6 per l’integrazione del meccanismo transitorio per la remunerazione della capacità produttiva?

IBL non ha obiezioni specifiche rispetto ai criteri definiti al par. 4.6 per l’integrazione del meccanismo transitorio per la remunerazione della capacità produttiva. Tuttavia IBL manifesta una forte contrarietà al rilassamento delle prestazioni dinamiche richieste per aderire al meccanismo con riferimento ai primi dodici mesi, ovvero all’individuazione di parametri meno stringenti per i primi due anni, di cui al par. 4.7. Delle due, infatti, l’una: o il meccanismo di remunerazione della capacità è finalizzato a dotare il sistema di impianti tali da soddisfare specifiche esigenze di sicurezza e adeguatezza, oppure non lo è. Nel primo caso, per definizione prestazioni inferiori a quelle richieste non devono essere remunerate. Nel secondo caso, il proposto meccanismo di remunerazione della capacità appare sovrapponibile a un aiuto di Stato, finalizzato a prevenire la chiusura di alcuni impianti o il consolidamento del settore, probabilmente in contrasto con le linee guida sugli aiuti di Stato in materia di energia recentemente adottate dalla Commissione Europea.¹¹ In particolare, le linee guida prevedono che: *“The precise objective at which the measure is aimed should be clearly defined, including when and where the generation adequacy problem is expected to arise”* (§222) e che *“The Member States should clearly demonstrate the reasons why the market cannot be expected to deliver adequate capacity in the absence of intervention, by taking account of on-going market and technology developments”* (§224). Il rilassamento dei vincoli di *performance* appare contraddittorio con entrambi questi principi: in primo luogo esso – per definizione – rende la capacità remunerata non in grado di raggiungere l’obiettivo dichiarato (ossia garantire certe prestazioni); secondariamente, data l’attuale congiuntura di mercato, appare evidente – come del resto viene riconosciuto dallo stesso DCO in oggetto – che impianti in grado di offrire prestazioni inferiori a quelle *target* sono già esistenti e operativi,

⁹ Vedi nota 7.

¹⁰ http://iso-ne.com/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13-14.pdf

¹¹ http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/eeag_en.pdf

e pertanto il mercato non può fallire sotto questo profilo avendo già raggiunto l'obiettivo di mettere a disposizione del sistema centrali tali da soddisfare i vincoli "rilassati".

Q4: Si condivide la proposta, di cui al par. 4.8, di prevedere un tetto al valore del premio annuo? Si invitano gli operatori a esprimere le proprie valutazioni sulla percentuale prudenziale per tenere conto del possibile maggior valore che i servizi di flessibilità potrebbero assumere in futuro.

IBL non condivide la proposta di un tetto al valore del premio annuo. L'obiettivo di un mercato della capacità è consentire al mercato, attraverso un meccanismo di aste aperte e competitive, di "scoprire il prezzo" di un servizio definito esogenamente dal regolatore. L'introduzione di un tetto non può che comportare, nel caso in cui il prezzo "vero" del servizio sia superiore al tetto, una offerta insufficiente, e dunque è incompatibile con la soluzione dei supposti problemi di adeguatezza della capacità produttiva. Al contrario, ammesso e non concesso che sia necessaria l'introduzione di un meccanismo di remunerazione della capacità, il ricorso a un sistema di *bidding* competitivo è tanto più utile e necessario quanto più forte è la scarsità di impianti dotati delle caratteristiche tecniche richieste, e dunque quanto più elevato è il prezzo in esito alle aste. L'introduzione di un *cap* rischierebbe di falsare i segnali di prezzo determinando una condizione di sotto-investimento, nell'ipotesi – peraltro giudicata improbabile dallo stesso DCO – in cui nel futuro prevedibile si venisse a determinare una condizione di inadeguatezza della capacità produttiva.

Q5: Si ritiene opportuno prevedere un importo minimo da destinare, in ogni caso, alla remunerazione della capacità flessibile, anche in ragione dei costi di up-grading degli impianti CCGT?

IBL non condivide la proposta di prevedere un valore minimo da destinare alla remunerazione della capacità flessibile. I problemi posti da un *floor* sono simmetrici rispetto a quelli sollevati da un *cap*, di cui a Q4: la funzione di un meccanismo di aste competitive è "scoprire un prezzo", ossia "rivelare l'effettiva condizione di scarsità" di un certo prodotto sul mercato. Qualora il prodotto in oggetto non sia scarso – per esempio perché esistono già impianti in grado di fornirlo i cui costi *sunk* sono già stati sostenuti dalle imprese – allora l'esito dell'asta deve essere coerente con tale realtà. Ciò implica che l'asta deve chiudersi a un valore nullo o prossimo allo zero. Introdurre un *floor* al prezzo implica sovraremunerare capacità esistente (o remunerare nuova capacità di generazione non necessaria ai fini della sicurezza e dell'adeguatezza del sistema) e in ultima analisi ha una funzione puramente redistributiva, dai consumatori ad alcuni operatori, senza ovvie ricadute in termini di efficienza del sistema.