



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

*Spett.le Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A.
Viale Egidio Galbani 70
00156 Roma*

Milano, 15 Febbraio 2013

Osservazioni alla consultazione "Schema di proposta di disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica"

PREMESSA

In primo luogo desideriamo sottolineare come il ritardo con cui la bozza di disciplina è stata approvata e posta in consultazione pubblica (circa sei mesi rispetto a quanto originariamente ipotizzato nella Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 98/11) avrà inevitabili ripercussioni sui tempi di approvazione definitiva del *capacity market* da parte del Ministero. Nella migliore delle ipotesi, ovvero auspicando un'accelerazione nei prossimi mesi, appare alquanto improbabile che le prime aste madri e complementari si possano effettivamente tenere prima del quarto trimestre 2013, se non addirittura del 2014. Dato l'orizzonte di programmazione quadriennale, è quindi altrettanto improbabile che il nuovo sistema di remunerazione possa essere avviato prima del 2018, in luogo del 2017 come inizialmente preventivato, di fatto estendendo di un anno l'attuale regime transitorio.

Entrando nel merito del Documento, la bozza di disciplina affronta tutti gli aspetti del nuovo meccanismo di remunerazione della capacità produttiva, dalla determinazione della curva di domanda alla quantificazione della capacità qualificata in ciascuna zona, dalla gestione delle varie sessioni di mercato (aste madri, complementari, di aggiustamento e mercato secondario), al *settlement* e al sistema di garanzie.

Ci sono, tuttavia, diversi aspetti che riterremmo meritevoli di ulteriori opportuni approfondimenti.

Contrariamente a quanto previsto nella bozza di disciplina, riteniamo che solamente la capacità che effettivamente contribuisce all'adeguatezza del sistema dovrebbe rientrare nella curva di offerta. La proposta in oggetto sembrerebbe invece intenzionata a tenere in considerazione anche il contributo di tutta la capacità non qualificata al meccanismo, ivi incluse le unità non programmabili. A nostro avviso dovrebbe rientrare nella curva di offerta solamente la capacità che può accedere al meccanismo di remunerazione, in altre parole dovrebbero essere incluse solamente le unità programmabili per la quantità di capacità qualificata per l'asta di capacità; le unità non programmabili dovrebbero invece esserne escluse, in quanto, data appunto proprio la loro intrinseca volatilità, non sarebbero in grado di contribuire in modo affidabile all'adeguatezza del sistema elettrico e richiederebbero



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

comunque la presenza di capacità programmabile di back-up per compensare eventuali mancate produzioni dovute a scarsità di fonte primaria.

La proposta di disciplina riporta inoltre in modo chiaro e dettagliato solamente gli adempimenti in capo agli operatori e i relativi flussi informativi (comunicazioni preliminari da parte di Terna, esiti del mercato, regolazione dei contratti), ma non entra nel dettaglio delle procedure e degli algoritmi necessari alla risoluzione del mercato. Ad esempio, non sono fornite indicazioni chiare sui criteri che saranno adottati per la determinazione della curva di domanda e di offerta (per il gradino relativo alla capacità non qualificata) e per la risoluzione del mercato (per tenere conto del differente contributo all'adeguatezza fra capacità localizzata in una data zona e capacità localizzata in una zona adiacente).

Per garantire una maggiore trasparenza, e consentire agli operatori di pianificare ragionevolmente le proprie strategie di offerta, sarebbe quindi opportuno che le suddette procedure siano rese note con congruo anticipo (almeno 150 giorni prima delle relative aste) e non solamente nell'ambito dello studio da pubblicare 30 giorni prima di ciascuna asta (quando ormai gli operatori hanno già dovuto qualificare la capacità per il mercato). Tali procedure dovrebbero inoltre essere corredate da un'apposita relazione tecnica, che spieghi nel dettaglio le motivazioni di ciascuna scelta.

Un discorso analogo vale anche per il modello di rete che verrà utilizzato per i calcoli di adeguatezza: a nostro avviso sarà infatti necessario comunicare con ampio anticipo (almeno 120 giorni) quantomeno le nuove infrastrutture che si supporranno in esercizio con i relativi limiti di transito fra le zone. Ciò assicurerebbe un certo monitoraggio, riducendo al minimo il rischio di arbitraggio fra approvvigionamento di capacità e sviluppo di rete.

ARGOMENTI MERITEVOLI DI ULTERIORE APPROFONDIMENTO

Scenari e domanda di capacità

Auspichiamo la pubblicazione da parte di Terna di uno specifico documento tecnico che illustri nel dettaglio le modalità di costruzione degli scenari e dell'utilizzo delle simulazioni Monte Carlo

A quanto lascerebbe intendere la bozza di disciplina, Terna dovrebbe infatti individuare una serie di scenari tipo in termini di domanda e, per ognuno di questi, generare tramite Monte Carlo diverse situazioni di funzionamento del sistema elettrico, caratterizzate da una diversa produzione da fonti rinnovabili, da una diversa disponibilità dei gruppi e da una diversa serie di guasti e imprevisti. Ogni situazione vedrebbe incrementata la capacità disponibile in una data zona, al fine di costruire la curva di costo complessivo del sistema e individuare la capacità ottimale per ogni livello del premio.

Una siffatta procedura, tuttavia, fornisce una curva di domanda per ciascuna configurazione Monte Carlo: per arrivare a una curva univoca occorre combinare fra loro le diverse curve su



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

base statistica. La bozza di disciplina non chiarisce però le modalità che Terna intende utilizzare per svolgere questa attività: in particolare sarebbe opportuno sapere se la curva di domanda sarà data dall'involuppo dei valori minimi (in corrispondenza di ciascun livello di prezzo), oppure dei valori medi o dei valori massimi. Auspichiamo quindi che questi aspetti siano oggetto di uno specifico documento tecnico, che illustri nel dettaglio le modalità di costruzione degli scenari e dell'utilizzo delle simulazioni Monte Carlo. Tale documento dovrebbe essere allegato alla versione definitiva della disciplina del mercato e aggiornato in caso di necessità contestualmente alla pubblicazione delle curve di domanda.

Incentivi e mercato della capacità

Concordiamo con la necessità di escludere dal meccanismo della capacità gli impianti che beneficiano di incentivi a copertura dei costi fissi e del capitale, tuttavia ritiene utile l'introduzione della possibilità di arbitraggio tra incentivo e remunerazione della capacità

Ai sensi della Delibera AEEG ARG/elt 98/11 sono infatti esclusi dalla remunerazione della capacità produttiva tutti quegli impianti che ricevano già incentivi a vario titolo in conto capitale, conto interessi e/o conto energia.

Da un punto di vista teorico non possiamo che concordare con questa disposizione. Gli incentivi sono infatti generalmente introdotti per rendere competitive tecnologie che, pur rilevanti dal punto di vista della sostenibilità sociale e ambientale, risulterebbero esser troppo costose. Gli incentivi concorrono quindi alla copertura dei costi non recuperabili dati gli attuali prezzi di mercato. L'efficacia dell'incentivo dipende invero dalle modalità con cui viene erogato: ad esempio, se agli albori della liberalizzazione il sistema dei certificati verdi poteva generare incertezze sul valore degli incentivi per le fonti rinnovabili (poiché erogati a prezzi di mercato e, quindi, non noti a priori), con il tempo si è pervenuti ad un sistema in cui la somma fra prezzo dell'energia ed incentivo risulta pressoché costante nel tempo e "tarata" per consentire la copertura del costo di produzione oltre ad un adeguato ritorno dell'investimento. Non sembra quindi necessario introdurre per queste unità un'ulteriore remunerazione quale il premio ottenibile nelle aste di capacità.

Da un punto di vista pratico potrebbe tuttavia accadere che per un operatore possa risultare più vantaggioso partecipare al mercato della capacità piuttosto che continuare a percepire incentivi. In tal caso la normativa non chiarisce però se l'operatore possa effettivamente rinunciare all'incentivo, chiedendo quindi poi di qualificare la propria capacità ai fini delle aste madri, oppure se sia escluso a priori da tale meccanismo. A nostro avviso, al fine di permettere agli operatori di beneficiare al meglio delle opportunità fornite dal mercato, dovrebbe essere consentito di poter rinunciare all'incentivo e di richiedere la qualifica per il mercato della capacità. Tale possibilità, per evitare qualsiasi fenomeno di "turismo" fra un sistema di remunerazione e un altro, potrebbe comunque venir consentita solo una volta (senza quindi la possibilità di recuperare nuovamente l'incentivo in caso in cui l'asta di capacità non abbia dato gli esiti sperati).



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Capacità qualificata per ciascun operatore

Riteniamo che ciascun operatore debba essere lasciato libero di scegliere con quali unità partecipare al mercato

Negli obblighi informativi è previsto che ciascun operatore che intenda partecipare al mercato della capacità debba comunicare a Terna l'elenco delle unità di produzione nella sua disponibilità. Non sembrerebbe quindi chiaro se un operatore sia tenuto a partecipare al mercato con tutte le sue unità potenzialmente qualificabili, oppure se possa optare per qualificarne solo alcune. Riteniamo opportuno propendere per la seconda soluzione, anche al fine di lasciare maggiore flessibilità e preservare il carattere di esplicita volontarietà del nuovo meccanismo di remunerazione della capacità.

Curve di offerta nelle aste

Riteniamo che solo la capacità qualificata debba essere tenuta in considerazione ai fini dell'adeguatezza. Inoltre esprimiamo perplessità sul considerare nella curva di offerta anche la capacità qualificata priva di offerta: ciò configurerebbe un obbligo implicito di offerta

Secondo la bozza di disciplina la curva di offerta nelle aste risulta composta:

- dalle offerte di vendita validamente presentate dagli operatori;
- dalla capacità non qualificata assimilata ad un'offerta di vendita a prezzo nullo;
- dalla capacità qualificata per la quale non è stata presentata un'offerta, anch'essa assimilata ad un'offerta a prezzo nullo.

Per quanto riguarda il secondo punto riteniamo che solo la capacità qualificata debba concorrere alla costruzione della curva di offerta, poiché non si può far affidamento per la sicurezza del sistema sulla capacità non qualificata, sia essa non programmabile o programmabile.

Per quanto riguarderebbe invece il terzo punto, riterremmo opportuno che la capacità non offerta venga valorizzata in modo convenzionale al CAP e non a zero, anche al fine di non alterare l'esito del mercato.

Sessioni e vincoli di offerta

Riteniamo che una riduzione del vincolo del 5% sull'obbligo di ribasso (portandolo per esempio all'1%) sarebbe auspicabile e più coerente con la scelta delle 21 sessioni d'asta

La proposta di disciplina prevede 21 sessioni di asta, con un obbligo di ribasso minimo del 5%, pena l'impossibilità di modificare ulteriormente la propria offerta.

Questa scelta desta diverse perplessità, in quanto in generale un ribasso minimo elevato è giustificato dall'esigenza di assicurare una convergenza rapida dell'algoritmo, evitando che la



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

procedura di asta si protragga eccessivamente, ed è associato ad un numero ridotto di sessioni, contrariamente però a quanto effettivamente stavolta proposto.

D'altra parte, in altre aste al ribasso condotte da Terna il meccanismo adottato è differente: ad esempio nell'asta CCC si ha un rialzo massimo di 0,5 €/MWh con 15 sessioni.

Auspichiamo quindi che in sede di documento finale tale scelta venga rivista: a nostro avviso sarebbe ideale allentare il vincolo sulla riduzione del premio, prevedendo una riduzione minima dell'1%, proprio in quanto le 21 sessioni proposte consentono di tollerare un percorso di convergenza più lento, ma con maggiore flessibilità per gli operatori. In alternativa si potrebbe prevedere una riduzione del numero massimo di sessioni, ad esempio allineandolo alle 15 previste per la CCC.

Fattore di correzione dei transiti vs capacità di trasporto ridotte e algoritmo di clearing

Concordiamo con la necessità di differenziare ai fini dell'adeguatezza la capacità approvvigionata in una data zona dalla capacità afferente a zone confinanti, in quanto occorre scontare il rischio di congestioni e indisponibilità della capacità di trasporto

Tuttavia la scelta del fattore di correzione dei transiti desta alcune perplessità e rende inevitabilmente più complesso e meno trasparente l'algoritmo di clearing del mercato. A nostro avviso infatti un effetto analogo si potrebbe ottenere adottando ai fini dell'adeguatezza del sistema limiti di transito più contenuti rispetto a quelli poi utilizzati su MGP e MI: sarebbe quindi opportuno un chiarimento sulle motivazioni che hanno portato a preferire la correzione dei transiti rispetto ad altre soluzioni. In aggiunta, qualora l'utilizzo del fattore di correzione dei transiti fosse confermato, auspicheremmo la pubblicazione dell'algoritmo dettagliato (funzione obiettivo, vincoli) da utilizzare per il *clearing* del mercato e per la determinazione del premio marginale in ciascuna area, con ampie informazioni su come viene tenuto in considerazione il fattore di correzione dei transiti.

Inadempimento contrattuale e manutenzioni programmate

Riteniamo che le clausole relative all'inadempimento contrattuale possano risultare particolarmente vessatorie, soprattutto per gli operatori dotati di un solo impianto in una zona

Il contratto standard e la bozza di disciplina proposte prevedono la dichiarazione di inadempimento contrattuale nel caso in cui l'operatore violi gli obblighi di offerta per almeno il 20% della capacità in almeno il 25% delle ore di ciascun mese.

Per gli operatori che hanno a disposizione un solo impianto in una specifica zona, questa clausola potrebbe però risultare particolarmente critica. In caso di avaria grave all'impianto (con indisponibilità che si protrae quindi per oltre due mesi) l'operatore non avrebbe infatti a disposizione altra capacità per adempiere agli obblighi di offerta e si ritroverebbe costretto a rinegoziare la propria posizione sul mercato secondario. Nei primi periodi di funzionamento



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

del mercato tuttavia non ci si attende una liquidità significativa del mercato secondario (in quanto è ragionevole ipotizzare che tutta la capacità qualificata sia stata accettata a floor in quanto esistente): le possibilità di rinegoziazione della posizione sarebbero, pertanto, ridotte e il rischio di inadempimento definitivo particolarmente alto.

Un discorso analogo si ha anche in caso di manutenzioni programmate di lunga durata: si tratta come noto generalmente di interventi previsti dal costruttore delle turbine a gas con cadenza di 6-10 anni. Essi eccedono per loro natura i livelli standard di efficienza (data la loro scarsa frequenza ricadono nelle code che risultano tagliate dall'applicazione del 33° percentile) e, pertanto, non comportano l'esenzione dall'obbligo di offerta per l'operatore che, in caso di fermo impianto superiore a due mesi (situazione tipica per una major revision) si vedrebbe costretto a rinegoziare la posizione sul mercato secondario (con tutti i problemi di liquidità e rischio di inadempimento definitivo sopra esposti).

Per ovviare a queste situazioni ed evitare che il contratto risulti eccessivamente penalizzante soprattutto per gli operatori di non grandi dimensioni, sarebbe opportuna una revisione delle condizioni che comportano l'automatica dichiarazione di inadempimento contrattuale.

Come richiesta minimale, auspicheremmo che non venga dichiarato l'inadempimento definitivo in caso di impianto indisponibile per manutenzione programmata (come comunicato previamente ed esplicitamente a Terna secondo le procedure per la gestione delle manutenzioni del Codice di Rete) ancorché eccedente i livelli standard di efficienza: in tali casi l'operatore continuerebbe a restituire il corrispettivo variabile, non riceverebbe le rate del premio nel periodo di indisponibilità eccedente i livelli standard, ma non dovrebbe essere a nostro avviso esposto all'inadempimento definitivo.

A livello più generale vedremmo inoltre con favore anche l'esclusione delle violazioni dell'obbligo di offerta dalle attuali condizioni di inadempimento. Come riportato dalla stessa Autorità nei documenti di consultazione che hanno portato all'adozione della sua Delibera ARG/elt 98/11, la presenza del corrispettivo variabile rappresenta già di per sé stessa un incentivo alla messa a disposizione della capacità (un operatore che dovesse trattenerne capacità dovrebbe pagare il corrispettivo variabile senza aver avuto accesso ad alcuna remunerazione, maturando una perdita secca): in tali condizioni non è necessario che l'operatore sia ulteriormente vincolato a specifici obblighi di offerta (che potrebbe non essere in grado di rispettare, soprattutto in caso di avarie dell'impianto e impossibilità di rinegoziare la propria posizione per assenza di liquidità sul mercato secondario); eventuali comportamenti speculativi potrebbero, invece, essere oggetto di sanzioni nell'ambito del monitoraggio ex post stabilito dall'Autorità.

SPUNTI DI CONSULTAZIONE

S1: Si ritiene sarebbe opportuno ammettere la partecipazione al mercato delle unità di produzione programmabili di taglia pari o inferiore ai 10 MVA i cui titolari accettino la facoltà di registrarle per tutto il periodo di consegna come unità rilevanti ai fini del dispacciamento, in deroga alle vigenti previsioni della deliberazione 111/06 e del Codice di Rete?



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Riteniamo che l'apertura del mercato della capacità agli impianti programmabili non rilevanti (sotto i 10 MVA) non apporterebbe benefici significativi al sistema

L'estensione del meccanismo di remunerazione della capacità agli impianti programmabili non rilevanti (sotto i 10 MVA) dovrebbe semmai essere previamente oggetto di un'apposita analisi costi e benefici, che tenga conto dei vantaggi associati alla maggiore concorrenzialità del mercato, ma anche dei costi che gli operatori e il sistema saranno chiamati a sostenere per integrare le nuove unità nel sistema di controllo del gestore per l'invio degli ordini di dispacciamento.

A nostro avviso nel breve e medio termine i benefici attesi sembrano essere inferiori ai costi. La potenza complessiva delle unità programmabili non rilevanti è ridotta se confrontata con la potenza complessiva delle unità rilevanti: il loro contributo alla concorrenza appare pertanto trascurabile. In aggiunta giova ricordare come tali unità siano già tenute in considerazione ai fini dell'adeguatezza (nell'ambito della capacità non qualificata).

S2: Considerate le motivazioni riportate nella Delibera 482/2012/R/EEL si ritiene sarebbe opportuno prevedere la partecipazione della domanda al mercato della capacità, offrendo capacità di riduzione o interruzione di carico afferenti alle unità di consumo abilitate alla fornitura di servizi di riserva? Quali ritenete dovrebbero essere le modalità tecniche di partecipazione della domanda?

Concordiamo con la necessità di permettere l'accesso della domanda al mercato della capacità (in coerenza con quanto ipotizzato anche dalla Commissione Europea): riteniamo tuttavia che il contributo della domanda all'adeguatezza del sistema non possa essere ritenuto strutturale. Auspichiamo pertanto una prima fase iniziale di apprendimento aperta ai soli produttori, seguita da una progressiva apertura alla domanda condizionata alla definizione di regole di dispacciamento e penali adeguate

Come evidenziato dalla Commissione Europea nella recente consultazione sulla *generation adequacy*, i meccanismi di remunerazione della capacità non devono discriminare la partecipazione di sistemi di *demand response* e di servizi di efficienza energetica. L'inclusione di tali servizi nel mercato della capacità richiede tuttavia alcune cautele.

In primo luogo i servizi di *demand response* non possono essere considerati una soluzione strutturale per assicurare la copertura del carico di punta e il relativo margine di riserva. Allo stato attuale, i principali candidati a erogare tali servizi sono solamente i siti di natura industriale. Nel settore domestico, infatti, dati anche i ridotti volumi disponibili a livello di singolo utente, un impatto significativo sull'adeguatezza del sistema è ottenibile solamente aggregando fra loro migliaia di clienti, soluzione effettivamente praticabile solamente in esito all'evoluzione in chiave *smart grid* delle reti di distribuzione. In generale i consumi industriali sono intrinsecamente correlati alle strategie e alle politiche di produzione delle imprese e non all'andamento della domanda e offerta sul mercato dell'energia. Non è quindi detto che in caso di scarsità di capacità il titolare del sito industriale selezionato per il *demand response* sia



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

effettivamente disposto a ridurre il proprio carico per aiutare l'adeguatezza del sistema. Il carico scenderà solamente se ciò risulta compatibile con le esigenze della produzione industriale, altrimenti rimarrà immutato. Il consumatore industriale considera infatti la produzione dei propri prodotti/servizi come la propria attività prioritaria, considerando l'eventuale partecipazione al *demand response* solo come un'opportunità per ridurre i costi della fornitura di energia elettrica. Il *demand response* ai fini dell'adeguatezza non può pertanto essere considerato pienamente affidabile, in quanto legato alle esigenze di soggetti che non hanno come attività principale la partecipazione al mercato dell'energia. Una riprova di questo è data dai risultati conseguiti sino a oggi dal servizio di interrompibilità, dove per ogni MW richiesto di interruzione la riduzione effettiva è dell'ordine del 70-80%.

In secondo luogo la partecipazione della domanda al mercato della capacità non può prescindere dalla definizione delle regole di dispacciamento per le unità di consumo e dei relativi servizi: interruzione di carico, riduzione dei consumi, etc. La normativa nazionale, ma anche quella europea, risulta al momento estremamente vaga al riguardo. Il Codice di Rete si limita a citare la possibilità di definire unità di consumo rilevanti, ma manca una regolazione di dettaglio in termini di prodotti MSD e di corrispettivi di dispacciamento, che dovranno essere in linea con quelli applicati agli impianti di produzione (come altresì chiarito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella Delibera 482/12/R/eel). Riteniamo in tal senso opportuno che il servizio sia attribuito a specifiche unità di consumo dedicate alle quali corrispondano uno o più punti di prelievo identificati a priori: ciò è infatti necessario per poter verificare, tramite la rilevazione puntuale dei consumi, l'effettiva riduzione del carico a seguito di *demand response*, condizione necessaria per l'erogazione del premio per la capacità.

Infine, gli attuali servizi di interrompibilità del carico e di riduzione dei prelievi ai fini della sicurezza dovrebbero essere attentamente valutati, al fine di evitare del tutto improprie doppie remunerazioni per uno steso servizio/disponibilità.

Ciò premesso, riteniamo quindi per il momento inopportuna l'apertura del mercato della capacità alla domanda: per un primo periodo, così come peraltro accaduto agli albori del mercato dell'energia, le aste madri dovrebbero vedere solamente la partecipazione dei produttori. L'inclusione della domanda, in linea con i desiderata della Commissione Europea, potrebbe essere valutata in un secondo momento, a seguito della definizione delle regole di dispacciamento e delle specifiche modalità di erogazione dei servizi di *demand response* da parte dei clienti finali.

S3: Si ritiene che l'elenco di componenti di costo proposto nella Proposta di Disciplina sia completo? Se no specificare quali componenti si ritiene opportuno siano considerati nella valutazione del costo.

Concordiamo con l'elenco delle componenti proposto in consultazione, ma richiede che i relativi parametri vengano sottoposti a consultazione pubblica 30 giorni prima dell'invio all'Autorità



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Richiederemmo quindi che Terna pubblichi i parametri utilizzati per la determinazione della tecnologia di punta 30 giorni prima dell'invio all'Autorità dei costi per la determinazione del cap e del floor, e quindi 150 giorni prima di ciascuna asta. I produttori dovrebbero poi avere 15 giorni di tempo per richiedere e motivare a Terna modifiche di tali parametri. Una siffatta procedura aumenterebbe la confidenza degli operatori nel meccanismo di remunerazione della capacità produttiva e ridurrebbe il rischio di arbitraggio fra una tecnologia di punta e un'altra, con impatto non indifferente sullo strike price e sul cap e floor.

S4: In linea con quanto previsto nell'articolo 6.4 della Delibera potrebbe alternativemente essere adottato un prodotto con periodo di consegna annuale e periodo di pianificazione sempre pari a 4 anni. In tal caso alcune previsioni della Proposta di Disciplina possono essere eliminate, tra cui:

- *la definizione dei limiti di transito validi per ciascuna procedura concorsuale*
- *l'introduzione nel calcolo della CDP qualificata di un fattore pari a 1/3 per tenere conto della quota parte dell'obiettivo di adeguatezza oggetto dell'asta.*
- *la costruzione della curva di domanda prevista al paragrafo 4.2.3*

Si ritiene tale approccio alternativo preferibile rispetto a quanto attualmente previsto dalla Proposta di Disciplina?

Preferiamo l'approccio triennale previsto dall'attuale Proposta di Disciplina

Con un periodo di consegna almeno triennale gli operatori (che avrebbero la certezza di ricevere il premio per tre anni, invece che per un anno) avrebbero maggiori garanzie e sarebbero pertanto più propensi a effettuare investimenti in nuova capacità o per il mantenimento in esercizio efficiente della capacità esistente.

S5: Si ritiene opportuno prevedere a fronte di una riduzione percentuale del premio pari a:

- *al 15% per un periodo di consegna pari a 3 anni (valido nel caso di prodotti annuali)*
- *al 30% per un periodo di consegna pari a 6 anni*
- *al 50% per un periodo di consegna pari a 9 anni*

la facoltà per i titolari di capacità nuova di estendere il periodo di consegna?

Concordiamo con il principio di estendere il periodo di consegna a fronte di una riduzione percentuale del premio, tuttavia si chiede di motivare il rationale sottostante ai coefficienti di riduzione proposti, che appaiono particolarmente elevati

I coefficienti ipotizzati in consultazione appaiono troppo elevati e difficilmente sostenibili, minando alla radice l'efficacia della proposta. A tal proposito auspichiamo che Terna possa rivedere la propria proposta, ipotizzando una riduzione del premio inferiore.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

S6: Considerate le motivazioni riportate nella Delibera 482/2012/R/EEL si ritiene sarebbe opportuno prevedere l'eliminazione della riduzione della capacità impegnata in funzione del fattore di carico del sistema prevista dal comma 7.1 della Delibera?

Non condividiamo la proposta di eliminare la riduzione in funzione del fattore di carico del sistema

Un sistema in condizioni di medio o basso carico è infatti intrinsecamente adeguato: in tali casi eventuali prezzi elevati non possono essere ascritti a scarsità di capacità e, come tali, non devono dare luogo ad una piena restituzione del differenziale di prezzo con lo *strike price*. Inoltre le motivazioni addotte dall'Autorità nella Delibera 482/12 a sostegno di questa proposta destano diverse perplessità. La pivotalità del sistema elettrico nazionale è in costante diminuzione a livello continentale come testimoniato dai ridotti differenziali di prezzo fra le diverse aree. In Sardegna ad esempio, da un lato il potere di mercato degli operatori si è ridotto con l'entrata in servizio del secondo polo del SAPEI, dall'altro i margini di riserva terziaria sono garantiti anche attraverso il ricorso alla disciplina degli impianti essenziali, che si pone proprio come obiettivo di prevenire l'esercizio del potere di mercato a livello locale. Solamente in Sicilia si verificano ancora ore con prezzi significativamente elevati, ma tali eventi dovrebbero ridursi sensibilmente con il raddoppio dell'interconnessione con la Calabria previsto in esercizio dal 2015 e, quindi, con tempi coerenti con i primi orizzonti di consegna del nuovo mercato della capacità. Il rischio di elevati prezzi per comportamenti non concorrenziali dell'*incumbent* è, pertanto, sensibilmente ridotto e non necessita di specifici interventi a livello di *capacity market*: eventuali comportamenti lesivi che dovessero verificarsi potranno, invece, trovare gestione tramite specifiche istruttorie da condurre anche in collaborazione con l'Antitrust.

S7: Si ritiene preferibile non avvalersi di tale facoltà e prevedere che l'unità con la quale si intende adempiere gli obblighi sia identificata immediatamente a valle dell'assegnazione della capacità in linea con quanto previsto all'articolo 6.2 lettera c) della Delibera?

Concordiamo con la proposta di Terna di prevedere l'identificazione dell'unità di consegna a valle del mercato secondario

La scelta dell'unità di consegna a valle del mercato secondario permette di aumentare la flessibilità, permettendo all'operatore di gestire al meglio il proprio portafoglio impianti senza essere vincolato a obblighi pluriennali per una specifica unità.

S8: Considerato che le modalità di determinazione del costo variabile debbano essere note al titolare della capacità al momento della partecipazione all'asta, e che ad oggi non è evidente quale sarà il relativo peso nel mercato gas dei prodotti indicizzati ai prodotti petroliferi e dei prodotti indicizzati ai mercati spot, si ritiene che il riferimento alla componente relativa alla



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

*commercializzazione all'ingrosso come eventualmente aggiornata da Aeg possa raggiungere gli obiettivi della Delibera e ridurre i rischi posti in capo ai partecipanti?
Se no, quale formulazione alternativa, nel rispetto dei criteri indicati in Delibera, si riterrebbe opportuno utilizzare?*

Riteniamo fondamentale che la formula di indicizzazione del costo variabile venga mantenuta costante per il triennio di consegna, al fine di permettere agli operatori l'attivazione di coperture contro il rischio volatilità delle commodity utilizzate nel calcolo dello strike price

Più in dettaglio, concordiamo in generale con l'utilizzo di una formula per il calcolo del costo di combustibile basata su prodotti sufficientemente liquidi e per i quali è possibile sottoscrivere apposite coperture.

Al riguardo si sottolinea l'importanza di definire all'inizio di ciascuna asta madre e mantenere costante per tutto il triennio di consegna la formula di indicizzazione del costo variabile ed i relativi parametri, quali il peso del mercato *spot* e dei contratti *long term*. In questo modo gli operatori potrebbero avvalersi di strumenti di copertura dalla volatilità di prezzo dei prodotti petroliferi e del gas utilizzati come base per il calcolo del prezzo *strike*. In caso contrario si avrebbe una potenziale barriera all'ingresso, in quanto l'incertezza sulle modalità di determinazione dello *strike* renderebbe difficoltoso l'acquisto di strumenti di copertura, scoraggiando nuovi investitori nel mercato elettrico.

La CCI potrebbe rappresentare un buon compromesso quanto a indicizzazione ma, purtroppo, è come noto di fatto affetta da un elevato rischio regolatorio, in quanto soggetta a numerosi ed imprevedibili cambiamenti. Se si volesse utilizzare un tale indice, sarebbe quindi opportuno calcolare il prezzo *strike* nel periodo di consegna sulla base della formula di aggiornamento della CCI nota all'atto dell'asta madre. Siamo ben consapevoli che ciò potrebbe portare alla presenza di formule diverse all'interno dello stesso anno di consegna, potenzialmente una per ciascuna formula di aggiornamento della CCI. Tuttavia, a fronte di questa complessità (a nostro avviso facilmente gestibile da parte di Terna), si ridurrebbe il rischio regolatorio in capo agli operatori che non si vedrebbero esposti a modifiche normative che potrebbero modificare in modo rilevante lo *strike price* e minare la redditività associata al mercato della capacità.

Restando comunque come sempre a disposizione per qualsiasi chiarimento o ulteriore necessità in merito, rinnoviamo tutti i nostri migliori saluti.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Paolo Ghislandi", is written over the printed name below it.

Paolo Ghislandi