

**DISCIPLINA DEL SISTEMA DI REMUNERAZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DI CAPACITÀ DI
ENERGIA ELETTRICA**

Fase di prima e piena attuazione

Consultazioni Terna del 15 e 19 marzo 2018

Osservazioni di Eletttricità Futura

6 aprile 2018

Eletttricità Futura esprime sostanziale apprezzamento per le due proposte di disciplina del mercato della capacità poste in consultazione da Terna.

Le due proposte compiono un passo fondamentale verso la finalizzazione di un percorso di adeguamento del mercato elettrico italiano alle esigenze e sfide poste dalla transizione energetica. La Commissione Europea ha approvato il mercato della capacità lo scorso 7 febbraio, dopo 4 anni di trattative con le autorità italiane e dopo ben 7 anni dall'avvio del meccanismo proposto dall'ARERA, che si colloca certamente tra le migliori *practice* internazionali, ispirando anche il modello di altri Paesi.

In effetti, la recente votazione della Commissione Industria del Parlamento europeo sul futuro disegno del mercato elettrico ha confermato l'importanza dei regimi di *capacity market*, e grazie agli europarlamentari italiani ha permesso che i vantaggi insiti nella proposta italiana possa trovare spazio nella nuova regolamentazione europea, difendendo ad esempio la possibilità di sottoscrivere contratti di lungo termine, fondamentali per costruire nuova capacità e indirizzare al meglio gli investimenti.

I documenti di consultazione di Terna si muovono coerentemente in questa direzione.

La transizione energetica, caratterizzata da aspetti quali lo sviluppo di modalità di produzione a minore impatto ambientale, la crescita delle fonti rinnovabili, il nuovo ruolo assolto dai consumatori, lo sviluppo di forme di generazione distribuita e l'adeguamento del sistema delle reti di trasmissione e di distribuzione non può più fare affidamento solo su un mercato *energy-only*, come quello italiano.

Le esperienze degli ultimi anni hanno evidenziato che elementi come l'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili e la riduzione della domanda abbiano generato effetti negativi come la volatilità dei prezzi, la riduzione dei *load factor* e della sostenibilità economica degli impianti di generazione convenzionale. D'altro canto, a causa della curva di carico non lineare del nostro Paese, fortemente sensibile a variazioni in base alle esigenze stagionali e alle festività, il sistema elettrico continuerà sempre ad essere sottoposto a notevoli sforzi per soddisfare i momenti di picco.

Il mercato della capacità risulta essere l'unico strumento in grado di integrare il mercato elettrico garantendo, in maniera efficiente e competitiva, la quota e la tipologia di impianti necessaria all'intero Sistema, sia nel breve sia nel lungo periodo.

Le due proposte (quella relativa alla fase di “prima attuazione” e quella relativa alla fase di “piena attuazione”) si completano in una successione che riconosce la necessità di avviare il processo per poi valutare, grazie all’esperienza acquisita, possibili interventi di miglioramento del mercato, potenzialità in un primo momento non considerate, riscrittura di norme al fine di agevolarne la comprensioni agli operatori nazionale ed esteri.

In questa fase, quindi, nel seguito vengono presentati solo alcuni commenti di possibile miglioramento dei testi regolamentari proposti, ipotizzando che ne sia agevole e rapida l’implementazione, posto l’obiettivo di contribuire fattivamente alla rapida finalizzazione del processo in atto, che coinvolge, oltre a TERNA, anche l’Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente (ARERA) ed il Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE).

Tali osservazioni afferiscono sia alla proposta di disciplina per la fase di prima attuazione sia a quella relativa alla fase di piena attuazione.

Definizioni

In tema di definizioni, si evidenzia quanto segue:

- **Fattore di carico del sistema:** tale parametro, che nella consultazione del novembre 2016 era stato definito da Terna e rientrava all’interno del calcolo del corrispettivo variabile, non viene riproposto da Terna nel documento. Si chiede se si continui ad applicare la definizione stabilita dall’Autorità nella delibera 98/11.
- **Indice di Emissione di unità**, definito come *“valore unitario di emissioni di CO2 dell’unità, espresso come il rapporto tra la quantità di CO2 prodotta e l’energia elettrica immessa in rete [kg/MWh]”*

L’indice così calcolato non sembra considerare alcune configurazioni impiantistiche in autoconsumo (come ad esempio ASE – Altri Sistemi Esistenti) per cui non è previsto il dispacciamento entrante: in questi casi l’energia prodotta dall’impianto e quella immessa in rete possono essere molto differenti e la definizione valorizza solo la quota di energia immessa in rete.

Inoltre preme sottolineare che il calcolo dell’indice non valorizza la cogenerazione, poiché pesa l’emissione di CO2 solo sull’energia elettrica, e non su quella termica. In tal senso si ritiene che un indice appropriato debba necessariamente valorizzare opportunamente tutti gli output energetici prodotti a partire dal medesimo input termico.

Curva di offerta

Si apprezza l’eliminazione dalla curva di offerta della capacità di impianti in dismissione o indisponibili (ossia in conservazione), effettivamente non in grado di garantire l’adeguatezza del sistema, ma si auspica una revisione delle modalità di trattamento della capacità qualificata non

offerta e della capacità non qualificata in quanto la proposta posta in consultazione potrebbe avere effetti distorti sul mercato.

Si evidenzia, infatti, che appare errato considerare disponibile al 100% la capacità non partecipante al mercato: il sistema infatti non può fare completo affidamento su tale capacità esistente che, non essendo entrata nel mercato, potrebbe non riuscire ad affrontare i costi di mantenimento e quindi essere dismessa (anche in parte). Si richiede pertanto di rivedere questo aspetto, considerando un contributo da parte di detta capacità pari a zero, o al più pari ad una frazione della CDP non superiore al 50%, in modo da scontare opportunamente il rischio di indisponibilità durante il periodo di consegna. Il fattore di *derating* del 50% è coerente con il valore minimo considerato per gli impianti termoelettrici nella Disciplina (art. 14.1) e appare adeguato per assicurare una stima prudente dell'effettivo contributo all'adeguatezza.

In aggiunta, si richiede che Terna effettui un controllo del sistema di censimento degli impianti (GAUDI') che spesso risulta non aggiornato, soprattutto con riferimento alle connessioni indirette su reti a tensione inferiore, in modo da non considerare anche impianti non più esistenti.

Curva di domanda

Per quanto concerne la specificazione della curva di domanda, i punti della curva risultano tutti sufficientemente specificati, ad eccezione del punto B in merito al quale non è definita l'entità del fattore Z (differenza espressa in MW tra l'ascissa dei punti C e B).

Un ulteriore punto di attenzione è costituito dalla ripartizione della domanda per aree. Attualmente, gli operatori non conoscono né la suddivisione per aree del sistema elettrico né i principi alla base dei quali sarà suddivisa la domanda. Queste informazioni sono importanti per consentire agli operatori di effettuare adeguate simulazioni che porteranno ad una maggiore efficienza dei risultati del mercato della capacità.

Le curve di domanda, inoltre, dovrebbero essere rese note con sufficiente anticipo. Prima di ciascuna asta madre occorrerebbe pubblicare le curve di domanda relative a ciascuno dei tre anni di consegna del prodotto triennale per la capacità esistente (sull'esigenza del prodotto triennale per la capacità esistente cfr. il paragrafo sulla durata del periodo di consegna).

Periodo di consegna del prodotto approvvigionato nelle aste madri

Come già affermato precedentemente, si ritiene che il periodo di consegna debba essere adeguatamente ampio, al fine di dare segnali economici certi nel medio/lungo termine a supporto di scelte industriali efficienti da parte degli operatori in materia di disponibilità della capacità produttiva. Pertanto Eletticità Futura chiede che sia adottato per il prodotto scambiato nelle Aste Madri un periodo di consegna triennale, così come già inizialmente previsto nella disciplina approvata con DM

30 giugno 2014.

Come segnalato nel corso delle precedenti consultazioni, si ritiene preferibile definire un periodo di consegna pluriennale dei contratti, sia per la capacità esistente, sia per la capacità nuova.

Per la capacità esistente la proposta è di prevedere prodotti di durata triennale. Tale impostazione favorisce la stabilità del meccanismo e la capacità di dare segnali efficienti di lungo periodo a supporto delle scelte di gestione industriale della capacità (mantenimento in efficienza, potenziamento, conservazione, dismissione).

Al contempo, per limitare la complessità connessa alla struttura di approvvigionamento proposta da Terna in caso di prodotti pluriennali (approvvigionamento di un terzo della capacità in ciascuna asta madre con aste complementari per i primi due anni), si suggerisce di semplificare l'approccio prevedendo che nella prima asta madre sia approvvigionata l'intera capacità necessaria per il triennio di consegna.

Nelle aste di aggiustamento dovrebbe essere approvvigionata la quota di capacità riservata (rispetto alla quale si chiede un chiarimento sulla metodologia di calcolo) la quale dovrà considerare il *demand response* ed eventuali ulteriori quantitativi necessari a coprire il differenziale tra il fabbisogno e quanto approvvigionato nell'asta madre, nonché eventuali correzioni del fabbisogno legate all'aggiornamento delle stime della domanda di capacità.

A supporto dell'auspicata stabilità del meccanismo e della capacità di dare segnali di lungo periodo, come esplicitato nel seguito, è inoltre necessario garantire una pubblicazione tempestiva delle curve di domanda indicando, in occasione di ciascuna asta madre, il fabbisogno dei tre anni di consegna.

Processo di nomina

In base a come è ora formulato l'articolo 42.2 b, l'operatore sembrerebbe impossibilitato a nominare gli impianti incentivati per cui ha già preso l'impegno di rinunciare all'incentivo. Si chiede di rimuovere tale articolo, al fine di rendere possibile l'utilizzo in fase di nomina della potenza incentivata (rinunciando all'incentivo) e favorire la reale partecipazione della Generazione Distribuita al mercato della capacità.

In generale, si ritiene di fondamentale importanza che, sia nella fase di prima che di piena attuazione del mercato della capacità, siano individuate delle regole chiare affinché sia evitata qualsiasi possibilità che con il presente meccanismo sia remunerata capacità incentivata.

Con riferimento alla nomina on demand, si chiede di consentire agli operatori, in caso di cambio delle aree, di poter aggiustare la propria posizione allo stesso prezzo di aggiudicazione.

Si apprezza che la presente disciplina abbia migliorato la flessibilità del processo di nomina, prevedendo la nomina ex-post. Nella stessa ottica di maggiore flessibilità, si chiede pertanto che sia anche prevista la possibilità di nomina ex post giornaliera, in luogo di quella settimanale prevista dalla disciplina. La nomina settimanale comporta infatti un elevato ed ingiustificato rischio a carico dell'operatore: l'eventuale impossibilità a consegnare effettivamente la Capacità con l'UP nominata, comporta infatti una triplice e potenzialmente significativa penalizzazione:

- Esborsi dovuti al meccanismo di restituzioni rispetto al prezzo di riferimento (con effetti tanto più negativi quanto più critica è la situazione del sistema nell'ora di eventuale inadempimento);
- Perdita del premio in quota parte rispetto all'indisponibilità;
- Penalità legate all'inadempimento contrattuale.

Infine, si richiede che sia lasciata libertà all'operatore di nominare la quota parte dell'UP afferente agli impianti non incentivati inseriti all'interno di UP costituite dall'insieme di impianti incentivati ed impianti non incentivati, al fine di rendere possibile l'utilizzo in fase di nomina della potenza non incentivata e favorire la reale partecipazione della Generazione Distribuita al mercato della capacità. In assenza di questa correzione, infatti, verrebbe esclusa parte della capacità che ha le caratteristiche per poter fornire servizi di adeguatezza.

La verifica della corretta prestazione dell'impegno potrebbe essere facilmente eseguita considerando solo la parte offerta a mercato eccedente la quota di impianti incentivati.

Per consentire una più facile comprensione, si consideri il semplice caso dell'UP_A composta da due impianti (tutte le potenze sono espresse in CDP per semplicità):

- Impianto1 (incentivato) = 50 MW;
- Impianto2 (non incentivato) = 80MW;
- Offerta MGP dell'UP_A, in una generica ora, pari a 90 MW.

Ciò significa che la sola quota parte della CDP che può essere sfruttata dall'operatore per ottemperare gli obblighi è pari a 40 MW, non considerando, indipendentemente dalla reale produzione dell'impianto 1, tutta la CDP massima relativa a tale impianto. La procedura sarebbe ripetuta in modo uguale in tutte le ore, e in tutti i mercati scontando sempre dall'offerta i primi 50 MW attribuiti di default all'impianto incentivato.

Questa modalità di verifica oltre ad essere estremamente semplice da effettuare è anche assolutamente conservativa e tutelante per il sistema in quanto rende impossibile all'operatore la possibilità di sfruttare la capacità incentivata, poiché, indipendentemente dalla produzione effettiva,

nell'offerta su MGP, tale valore è sempre pari al massimo possibile consentito alla macchina. In questo modo, non si creerebbero situazioni di doppia remunerazioni, si garantirebbe al sistema una quota di capacità ulteriore per soddisfare l'adequatezza e si lascerebbe agli operatori un margine di flessibilità.

Chiusura della posizione

Con riferimento alla chiusura della posizione, si richiede che venga previsto un meccanismo di *stop-loss limit* per l'art. 67.3, ossia nel caso in cui Terna non riesca a riallocare, in tutto o in parte, il quantitativo di Capacità Impegnata oggetto di Inadempimento. Infatti, la disciplina attualmente in consultazione prevede che l'assegnatario paghi il massimo cap valido per l'ultima fase di mercato in cui Terna ha provato a riallocare la quantità oggetto di inadempimento: questo vuol dire che l'assegnatario potrebbe dover sostenere una penale maggiore rispetto al potenziale premio percepibile. Un meccanismo di *stop-loss limit* annuale, in questo caso come anche nel caso della restituzione del corrispettivo variabile, può essere utile a circoscrivere l'esposizione del fornitore di capacità dovuta dalla mancata produzione e ai conseguenti flussi di cassa imprevisti, e trova già applicazione in meccanismi di remunerazione della capacità recentemente implementati, come, ad esempio, il meccanismo irlandese.

Mercato secondario

Per consentire una più facile gestione degli obblighi, il mercato secondario dovrebbe essere modificato in modo da aumentarne la liquidità e quindi la fruibilità. In particolare, si ritiene necessario che l'attuale struttura del mercato secondario sia modificata in modo da consentire fin da subito (superando le disposizioni transitorie previste nella fase di prima attuazione) l'abbinamento tra offerte in acquisto e vendita anche tra zone diverse, previa verifica della disponibilità di transito tra le zone.

Nel mercato secondario dovrebbe essere lasciata all'operatore la facoltà di abbinare offerte di segno opposto presentate dallo stesso partecipante (offerte bilanciate, contrassegnate tramite opportuno codice) oppure dovrebbe essere consentito assolvere gli adempimenti di nomina tramite CDP di diversa tipologia nel proprio portafoglio, superando la suddivisione prevista all'art. 45.1, rendendola coerente con quella prevista per il mercato secondario (CDP afferente UCMC, CDP estera, CDP diversa dalle precedenti).

Già dalla fase di prima attuazione, si chiede di aumentare la frequenza (da mensile a settimanale) e ridurre al minimo il periodo di pianificazione (ad esempio 2 giorni antecedenti la settimana di consegna).

Infine si chiede di valutare la possibilità che, a tendere in una fase successiva, si passi ad un mercato con negoziazione continua e con prodotti sempre disponibili e in cascading (prodotto con consegna trimestrale, mensile, settimanale, ecc.).

Obblighi relativi a CDP afferente Unità di Produzione

Alle procedure concorsuali possono partecipare anche Unità di Produzione non abilitate al MSD. Pertanto si chiede che l'articolo 40.1 sia modificato come di seguito:

Per ogni ora del periodo di consegna e per ciascuna zona l'Assegnatario è tenuto a offrire direttamente o indirettamente attraverso l'utente del dispacciamento o l'operatore di mercato indicati nel contratto di cui all'Allegato 2, sul MGP/MI la Capacità Impegnata in esito a tutte le fasi del mercato nonché, nel caso di Unità di Produzione abilitate, sul MSD la parte di Capacità Impegnata non accettata in esito ai Mercati dell'energia.

Partecipazione delle risorse estere

Il meccanismo proposto per la partecipazione delle risorse estere prevede la sottoscrizione di opzioni puramente finanziarie, non essendo previsto alcun obbligo di offerta di capacità fisica.

Lo schema individuato e posto in consultazione ha un effetto puramente economico, contribuendo a fornire un'assicurazione al sistema italiano in caso di incremento del prezzo di riferimento oltre lo strike, sulla quota di adeguatezza riconducibile a risorse cross-border.

La principale limitazione di tale schema, come già segnalato, consiste nell'assenza del requisito di *firmness* delle risorse: la CDP estera contrattualizzata non assicura alcun contributo fisico verificabile all'adeguatezza del sistema italiano. Tale contributo, come correttamente rilevato da Terna nella precedente consultazione del 2016, potrebbe esserci solo in presenza di accordi vincolanti tra i TSO confinanti che prevedano il rispetto delle obbligazioni *cross-border* assunte nel *Capacity Market*.

In mancanza di tali accordi è preferibile stimare il contributo di import solo su base statistica e con criteri fortemente conservativi, in modo da tener conto della limitata affidabilità delle risorse estere, specie in concomitanza di situazioni di *tightness* coincidenti in due sistemi elettricamente confinanti. Si propone, quindi, che il limite di transito in import per ciascuna Area Virtuale Estera venga considerato pari al valore minimo di import registrato nelle ore di picco negli ultimi tre anni (ad esempio, pari al 10° percentile).

Se, viceversa, si decide di procedere con lo schema posto in consultazione, in ogni caso si raccomanda l'adozione di criteri fortemente prudenziali di stima sia della capacità disponibile in transito con l'estero, sia del CAP al premio per la capacità estera. Quest'ultimo deve essere sufficientemente deratato rispetto alla capacità esistente per tener conto del minor contributo fornito rispetto alla capacità nazionale. Il CAP al premio per la capacità estera non dovrebbe superare il 50% del CAP per le risorse esistenti.

Requisiti di flessibilità

L'esigenza di garantire al sistema una piena ed efficace integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili ed un necessario livello di adeguatezza, di sicurezza e di flessibilità richiede un

profondo ripensamento dell'architettura del mercato. In tale contesto è particolarmente urgente l'integrazione del mercato *Energy-only* con il *Capacity Market*, per assicurare agli impianti modulabili, sia nuovi che esistenti, in particolare a ciclo combinato a gas naturale, di continuare a garantire il proprio contributo al sistema elettrico, agevolando inoltre l'ulteriore atteso sviluppo delle FER non programmabili.

Corrispettivo variabile

Si propone di valutare la possibile eliminazione della lettera II del comma 50.1 b), ossia, la capacità per cui deve essere restituito il corrispettivo variabile dovrebbe essere pari alla sola Capacità Impegnata ridotta (e non al massimo tra la Capacità Impegnata ridotta e la Capacità Impegnata ed accettata su MGP e MSD): l'attuale formulazione, infatti, rischia di disincentivare una maggiore partecipazione al MSD (rispetto alla CDP impegnata) ed è pertanto controproducente per il sistema.

Nella Disciplina in consultazione Terna ha proposto una revisione al ribasso del prezzo di riferimento in caso di mancata presentazione di offerte della capacità impegnata in MSD, portandolo dal prezzo marginale accettato a salire su MSD al 75esimo percentile delle offerte accettate in vendita sul MSD e sul MB nella macrozona.

Sebbene la modifica vada nella giusta direzione – vale a dire escludere offerte accettate “fuori merito economico” per vincoli diversi dal bilanciamento della rete – si ritiene non ancora sufficiente e si ribadisce pertanto la proposta di portare il prezzo di riferimento al livello medio ponderato accettato a salire sul MSD. Tale riferimento sarebbe mediamente coerente con il costo del bilanciamento dell'attivazione di capacità a salire sul MSD e quindi adeguato, in un'ottica di sistema, al corretto dimensionamento della penale per l'operatore inottemperante l'obbligo di offerta

Calcolo della CDP per gli impianti idroelettrici

Si propone di estendere il periodo di osservazione al fine incrementare la rappresentatività delle serie dati storiche per il calcolo del fattore di inutilizzabilità per limiti in energia.

Inoltre, come per la capacità termoelettrica, andrebbe previsto un livello minimo di CDP pari al 50% della potenza massima dell'UP.

Partecipazione della domanda (UCMC): (Cfr. Disciplina e Allegati di dettaglio)

Si specifica che lo sconto sul corrispettivo a copertura degli oneri netti derivanti dal mercato della capacità dovrà essere proporzionato in base all'effettivo contributo al sistema, e quindi applicato solo alle quantità offerte su MSD e non al complessivo consumo annuo dell'utenza.

Lo schema proposto contiene una serie di elementi critici che, ove non corretti, rischiano di determinare delle serie barriere regolatorie alla partecipazione della domanda.

Dal punto di vista dei requisiti di abilitazione delle UCMC si individuano quale critico il vincolo per il quale tutti i punti di consumo rientrano nel perimetro di un medesimo UdP riduce fortemente il ruolo del balancing service provider (aggregatore) ed introduce un vincolo naturale tra contratto di fornitura e servizio di intermediazione per la partecipazione al Capacity Market. Sarebbe preferibile rimuovere tale vincolo.

Inadempimenti, manutenzioni

Si apprezza l'introduzione dell'esenzione dagli obblighi, con conseguente esclusione delle penali, in caso di manutenzione e di vincoli di rete afferenti al singolo impianto di produzione, ma si ritiene che le modalità con cui vengono definite le manutenzioni debbano essere definite in modo da consentire agli operatori di rispettare al meglio il programma manutentivo indicato dal costruttore (diverso per tipologia di macchina) mantenendo così in perfetta efficienza gli impianti di generazione. Alcune macchine hanno infatti periodi di manutenzione non identici in ogni anno, poiché oltre alle manutenzioni annuali esistono delle manutenzioni più approfondite con frequenza minore (ad es. ogni 3 anni, ogni 6 anni, ecc.), e quindi il fattore di indisponibilità dovrà adeguatamente tenere conto anche di questi periodi di manutenzione più lunghi.

Il livello efficiente di indisponibilità dovrà essere compatibile con le *major overhaul* ovvero tale da non determinare nell'anno in cui si programma tale fermata un inadempimento contrattuale, ad esempio anche attraverso un meccanismo che tenga conto in modo più flessibile di un intero ciclo di manutenzioni nel rispetto del quale l'operatore possa decidere come allocare le fermate nei vari anni.

Sistema di garanzia

In merito al sistema delle garanzie si riportano le seguenti osservazioni inerenti specifici passaggi della Disciplina:

- a) Disciplina §57.4: sarebbe opportuno che venisse meglio esplicitata la tempistica con cui Terna dà seguito alla richiesta di riduzione formulata dall'Operatore
- b) Allegato 5 § 3: nell'ipotesi di aver compreso correttamente il senso del parametro S, si ritiene che, nella sua definizione, dovrebbe essere introdotta, alla fine del testo attuale, la precisazione "*non ancora regolate economicamente*".

Si richiede che il fondo di garanzia sia definito oltre che sulla base della CDP impegnata anche con riferimento al premio effettivo oggetto di ciascuna asta. In questo modo, l'operatore sarebbe perfettamente coperto rispetto all'esito dell'asta, garantendo al tempo stesso la giusta protezione al sistema, e il giusto impatto finanziario per l'operatore, che non caricherebbe così tali costi nel prezzo stesso dell'asta.

Si richiede poi che il fondo di garanzia non venga alimentato con 4 anni di anticipo in quanto tale prescrizione impegna finanziariamente l'operatore senza esporre Terna ad alcun rischio, spingendo potenzialmente gli operatori a caricare all'interno dei prezzi d'asta ingiustificati oneri finanziari.

RIU

Elettricità Futura ritiene che tutte le prescrizioni inserite all'interno del testo per gli impianti di produzione connessi ad una RIU non debbano essere considerate nel caso di RIU da sempre esercite in modalità aperta che detengono tutti i dati necessari al calcolo della CDP al pari di un impianto direttamente connesso alla RTN. Infatti, in tale caso, l'impianto di produzione non è mai stato asservito al funzionamento dei carichi, essendo il suo funzionamento vincolato solo ed esclusivamente da logiche di mercato, e il suo comportamento è a tutti gli effetti identico a quello di un impianto di produzione direttamente connesso alla RTN.

Unità in Rifacimento – requisiti di ammissione all'asta

La disciplina prevede la possibilità per gli operatori di stipulare un contratto della durata di 15 anni per la capacità nuova selezionata in esito all'asta, prevedendo un cap più elevato rispetto a quello degli impianti esistenti. La capacità nuova è articolata, all'interno della proposta di disciplina, in due possibili fattispecie: impianti *greenfield* e impianti oggetto di interventi di Rifacimento. Ad oggi, infatti, in nessun caso è consentita in Italia la possibilità di realizzare interventi di Rifacimento (anche di estensione più limitata di quella prospettata da Terna) senza l'ottenimento di Autorizzazione Unica da parte del MISE e dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, da parte del MATTM, anche nel caso in cui la potenza rimanga invariata o le emissioni vengano ridotte.

Si chiede, pertanto, che nella disciplina sia chiarito che l'ottenimento di tutti i titoli autorizzativi alla costruzione e all'esercizio sia un pre-requisito di partecipazione alle aste di prima e piena attuazione non solo per gli impianti *greenfield*, ma anche per i rifacimenti.

Infatti, per avere la certezza della costruzione e dell'esercizio di Unità di Produzione Nuove soggette ad interventi di Rifacimento entro il periodo di consegna è assolutamente necessario, sia nella fase di prima, sia nella fase di piena attuazione, che l'operatore abbia ricevuto nel momento in cui si qualifica a partecipare all'asta tutte le autorizzazioni necessarie: le infrastrutture (gas e elettriche) già esistenti non sono sufficienti a garantire il completamento delle opere entro i termini di consegna.

Altre osservazioni

- i. Svolgimento delle aste: almeno nella prima fase di avvio iniziale del sistema, si chiede di aumentare, da 10 a 30 i minuti per l'inserimento delle offerte, e aumentare da 5 a 15 i minuti in cui ciascun Partecipante può visualizzare le proprie offerte e segnalare eventuali errori materiali. Si suggerisce inoltre di prevedere che, nel caso si arrivasse alla 13esima sessione senza aver ancora raggiunto l'equilibrio, la procedura riprenda il giorno solare successivo.

- ii. Numero massimo di offerte per tipologia e per area: si chiede di aumentare il numero massimo da 10 a 20
- iii. CDP ricalcolata (Art. 13.4): Si chiede che la CDP ricalcolata sia notificata all'operatore almeno 30 giorni prima dell'asta
- iv. Franchigia: si ritiene utile che tale elemento sia riportato a livello nazionale e non più zonale per consentire il contributo della CDP dello stesso operatore anche afferente zone diverse
- v. Informazioni al mercato: le informazioni di mercato previste dalla disciplina al comma 13.1 dovrebbero essere pubblicate con riferimento ai successivi dieci anni, per trasparenza e per una corretta pianificazione degli investimenti, come previsto dalla delibera 98/11, articolo 11;
- vi. Per un corretto funzionamento del mercato, si ritiene opportuno che chi di dovere si adoperi per una ridefinizione di quanto disposto all'art. 8 della delibera AEEGSI 98.11. In sostanza, contrariamente a quanto attualmente definito, il prezzo di riferimento per una unità di produzione non abilitata in MSD, per cui non è stata accettata una parte di capacità offerta in MGP, non può essere il massimo tra il prezzo MGP ed il prezzo dell'ultima offerta accettata in MSD (art. 8.1 lettera e) della Delibera 98/11).
- vii. Presentazione delle offerte: si ritiene che la riduzione minima delle offerte presentate nelle sessioni successive alla prima, debba essere ridotta dal 4% al 2%, in linea con quanto avviene nelle aste CCC. Tale modifica consentirebbe tra l'altro di poter effettivamente utilizzare tutte le sessioni previste, al contrario di quanto avverrebbe con un ribasso minimo del 4%, che comporterebbe l'azzeramento del premio alla 25° sessione

