

## MERCATO ELETTRICO

### CAPACITY MARKET: IL DISEGNO RIVISTO PER UNA PARTENZA DAL 2017

*Terna ha posto in consultazione le discipline relative alla prima attuazione e alla piena attuazione del capacity market, che presentano delle novità sostanziali rispetto al disegno originale: la partecipazione attiva della domanda e delle FRNP, l'eliminazione del floor al premio, la priorità per la capacità flessibile e la possibilità di periodi di delivery inferiori a un anno, per consentire una partenza del meccanismo già dall'anno prossimo. La partecipazione delle risorse estere rimarrà invece limitata fino a quando sarà realizzata l'integrazione dei mercati del bilanciamento europei. In apparenza più aperto alla competizione, il meccanismo presenta in realtà diversi vincoli che circoscrivono le possibilità di partecipazione: sarà necessario quindi verificarne la compatibilità con le linee guida europee.*

### VERSO LA PRIMA ATTUAZIONE DEL CAPACITY MARKET

In attesa che vengano pubblicati gli esiti della valutazione che la Commissione Europea sta conducendo sui meccanismi di remunerazione della capacità disegnati nei diversi Paesi, l'Italia si sta preparando per una possibile prima attuazione del *capacity market* già dall'anno prossimo. È infatti intenzione del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), come dichiarato alcuni giorni fa dal ministro Calenda, arrivare allo svolgimento delle aste entro il secondo trimestre del 2017, al fine di una prima *delivery* della capacità che potrebbe addirittura interessare la seconda metà dell'anno.

Su indicazione del MSE, Terna ha quindi aperto, a breve distanza di tempo l'uno dall'altro, due processi di consultazione, proponendo agli operatori la disciplina per la prima attuazione del meccanismo (quella che dovrebbe interessare l'anno prossimo, sulla linea di quanto previsto dalla 95/15<sup>1</sup>) e quella per la piena attuazione, cui si dovrebbe progressivamente arrivare nei prossimi anni. Seppur debbano essere ancora definiti numerosi parametri per valutare pienamente il meccanismo, possono già essere evidenziate alcune novità delibera di rilievo per gli operatori interessati<sup>2</sup>.

### PARTECIPAZIONE ATTIVA DELLA DOMANDA E DELLE FRNP

La prima novità rilevante rispetto al disegno originario<sup>3</sup> riguarda la capacità che può essere qualificata a partecipare al meccanismo di remunerazione. A differenza di quanto previsto per la prima attuazione, che prevedeva una partecipazione su base stocastica per la domanda e le interconnessioni, nella disciplina in consultazione è già considerata una partecipazione diretta per gli operatori lato consumo. Tale partecipazione è comunque subordinata all'avanzamento del processo di riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sulla linea del DCO 298/16<sup>4</sup> che proponeva l'estensione dell'abilitazione alla fornitura di servizi a un numero più ampio di unità, includendo le unità di consumo (a eccezione di quelle che sono già contrattualizzate per l'interrompibilità), le unità di generazione rinnovabili non programmabili rilevanti e la generazione distribuita<sup>5</sup>. Infatti, potranno partecipare al mercato della capacità quelle unità di consumo che sceglieranno di chiedere l'abilitazione al MSD: rimangono quindi escluse dal meccanismo di *capacity market* le unità interrompibili, che non possono chiedere l'abilitazione, in modo tale da evitare una doppia remunerazione per esse, dato che anche il riconoscimento del servizio di interrompibilità è già una remunerazione dell'adeguatezza fornita al sistema. Inoltre, richiedendo l'abilitazione al MSD come requisito fondamentale, viene ammessa al *capacity market* solo la quota elastica della

<sup>1</sup> Delibera 95/15: "Proposta al Ministro dello Sviluppo Economico per l'anticipazione della fase di piena attuazione del mercato della capacità".

<sup>2</sup> Per supportare la partecipazione degli operatori alle aste del *capacity market* italiano, nella fase di definizione delle strategie di offerta e di valutazione delle opportunità e rischi connessi al meccanismo, REF-E ha realizzato il modello CAST (CApacity Strategic Tool), di cui è possibile trovare una descrizione qui: <http://www.ref-e.com/it/what-we-offer/CAST>

<sup>3</sup> Delibera 98/11: "Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379".

<sup>4</sup> DCO 298/16: "Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita".

<sup>5</sup> A valle di tale consultazione, l'Autorità non si è ancora pronunciata con una delibera, che si suppone comunque possa arrivare a breve, probabilmente entro fine anno.

#### ARTICOLI CORRELATI

- [Segnali contraddittori per l'Italia dall'indagine sui meccanismi di capacità](#) (Newsletter 198)
- [Capacity market al via in Italia e Francia](#) (Newsletter 186)
- [Più basso delle attese il prezzo di equilibrio della prima asta di capacità inglese](#) (Newsletter 184)
- [Capacity market: un cantiere ancora aperto](#) (Newsletter 179)
- [Capacity payment "flessibile": un meccanismo virtuoso per nuovi investimenti](#) (Newsletter 178)
- [Il possibile impatto del futuro sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica](#) (Newsletter 162)

#### TAG

capacity market, electricity

domanda, cioè quella che effettivamente può contribuire (riducendo i propri prelievi) a garantire l'adeguatezza del sistema, escludendo invece la porzione rigida della domanda, che al contrario "crea" la necessità di adeguatezza: le Unità di Consumo (UC) parteciperanno quindi per una quota di capacità corrispondente al proprio fattore di riduzione del carico, che sarà al massimo uguale alla capacità misurata nei test per l'abilitazione.

Una proposta completamente nuova è invece l'estensione della partecipazione al *capacity market* anche a tutta la capacità di generazione rinnovabile non programmabile (FRNP), sia di taglia rilevante, sia in generazione distribuita. Mentre la delibera 98/11 apriva la partecipazione solo alla capacità di generazione programmabile, nell'idea che solo questa potesse contribuire in modo significativo all'adeguatezza del sistema, la nuova disciplina assume che anche le FRNP possano fornire il loro contributo, seppure entro determinate soglie. La partecipazione è comunque incompatibile con qualsiasi incentivo erogato dal GSE: anche le unità incentivate possono richiedere la qualificazione a partecipare al *capacity market*, ma devono dichiarare in anticipo l'impegno a rinunciare all'incentivo per tutto il periodo di *delivery* della capacità, per ogni unità rilevante o per la quota di unità non rilevanti per cui verranno contrattualizzate.

Viene invece esclusa, almeno per quanto riguarda la fase di prima attuazione, una partecipazione diretta della capacità estera: Terna infatti considererà il contributo medio storico dell'importazione nella fase di costruzione della curva di domanda di capacità, ma la curva di offerta sarà costituita inizialmente solo dalle unità di produzione e di consumo localizzate in territorio nazionale. Solo con la piena attuazione del meccanismo, e in particolare con l'integrazione dei mercati del bilanciamento europei, si arriverà a un pieno coinvolgimento delle risorse estere, coerentemente alle linee guida europee.

#### QUALIFICAZIONE DELLA CDP E OBBLIGHI PER GLI ASSEGNATARI

Per partecipare alle aste per la capacità, gli operatori devono indicare preventivamente<sup>6</sup> a Terna la capacità per cui intendono presentare un'offerta (o viceversa quella per cui vogliono comunicare lo stato di dismissione):

- le unità di produzione programmabili esistenti
- le unità di consumo, indicandone la capacità di riduzione del carico
- le unità alimentate da FRNP, con l'impegno a rinunciare a eventuali incentivi del GSE (almeno per una quota parte, se si tratta di unità non rilevanti)
- le unità nuove, che devono essere già in possesso delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio e indicandone le tempistiche previste per la realizzazione.

Terna calcola quindi la capacità qualificabile (CDP, capacità disponibile e utilizzabile in probabilità al picco di carico), corrispondente alla potenza massima dell'impianto scalata secondo fattori di indisponibilità, diversi per tipologia di unità. Per unità termoelettriche o geotermoelettriche, saranno considerati l'accidentalità media, in funzione dello storico dei fuori servizio, la limitazione della producibilità nel picco di carico per effetto delle condizioni ambientali e la possibile indisponibilità per vincoli di altro tipo (normativi, autorizzativi, ecc...). Per unità idroelettriche programmabili e a pompaggio, la potenza massima sarà ridotta dai limiti in energia, calcolati sulla base della producibilità media storica nelle ore appartenenti al picco di carico. Infine, per le unità eoliche o solari si considererà la quota media di energia immessa storicamente nelle ore appartenenti al picco di carico, in funzione delle condizioni climatiche e quindi della disponibilità della fonte primaria di produzione, con un adeguato livello di confidenza<sup>7</sup>. Per le unità rilevanti, tali fattori di indisponibilità saranno calcolati individualmente, mentre per le unità non rilevanti saranno applicate le medie dei tassi calcolati sulle unità rilevanti appartenenti alla stessa zona di mercato e tipologia produttiva. Terna comunicherà quindi a ogni operatore, due settimane prima dello svolgimento delle aste, la CDP nella sua disponibilità, per cui potranno essere presentate offerte sul mercato della capacità.

In caso di aggiudicazione dell'asta, gli obblighi per gli operatori si declinano in modo diverso, a seconda della tipologia di capacità: i titolari di capacità produttiva diversa da FRNP sono tenuti a offrire la capacità impegnata prima sul MGP e quindi sul MSD, per

<sup>6</sup> 50 giorni prima rispetto alla prima asta madre cui vogliono partecipare.

<sup>7</sup> Almeno nel 75% dei casi.

la quota residuale; dovranno inoltre versare a Terna un corrispettivo variabile, basato sulla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio per ciascuna ora della *delivery*. Per le FRNP invece sia l'obbligo di offerta della capacità impegnata sia l'obbligo di restituzione del corrispettivo variabile viene circoscritto solamente alle ore appartenenti al picco di carico settimanale. Per le unità di consumo, infine, l'obbligo di offerta si traduce nella disponibilità a ridurre su MSD il proprio programma in prelievo in esito ai mercati dell'energia per tutta la capacità impegnata.

#### ASSENZA DI UN FLOOR AL PREMIO

Rispetto al disegno originale, cambiano anche i limiti imposti al premio marginale che sarà riconosciuto alla capacità contrattualizzata. Come facilmente prevedibile, viene esclusa dalla disciplina la presenza di un livello *floor* del premio, evidentemente inaccettabile in quanto in contrasto con la disciplina europea relativa agli aiuti di Stato: ciò costituisce sicuramente un fattore di rischio per gli operatori che parteciperanno all'asta, dato che l'*overcapacity* esistente nel sistema italiano si potrebbe tradurre in una forte competizione al ribasso sul premio.

Viene invece previsto un doppio *cap* al premio richiedibile dai partecipanti, differenziato per la capacità di generazione esistente e per quella nuova che parteciperà alle aste<sup>8</sup>: esso dovrà essere definito dal TSO un mese prima dello svolgimento delle aste. Per le UC, invece, il *cap* al premio sarà parametrato a quello della capacità esistente, scontato per un fattore di *extra-derating* (da definire due mesi prima delle aste da parte di Terna).

Al fine di favorire la partecipazione di capacità nuova, oltre a un *cap* differenziato (che sarà logicamente più alto rispetto a quello per la capacità esistente, perché necessario a coprire i *capex* di investimento), viene prevista anche la possibilità di richiedere a Terna una contrattualizzazione continuativa della capacità per un periodo di *delivery* di 15 anni (evidentemente considerato come il tempo di ammortamento dell'investimento). Per gli investitori rimane comunque un significativo fattore di rischio, in quanto il finanziamento dell'impianto e le procedure autorizzative devono essere svolte necessariamente prima dello svolgimento dell'asta, senza la sicurezza che la propria offerta venga poi selezionata per la remunerazione della capacità: ciò potrebbe costituire quindi un deterrente per la partecipazione della capacità nuova, in un momento in cui i soli mercati dell'energia non sono certo sufficienti a garantire una copertura dei costi di investimento.

#### PRIORITÀ ALLA CAPACITÀ FLESSIBILE

Il meccanismo prevede solo una remunerazione per la capacità di adeguatezza, non dando seguito all'idea di un'asta separata per la capacità flessibile, come consultato nel DCO 234/14<sup>9</sup>. Rimane, tuttavia, la distinzione tra capacità flessibile e non flessibile, al fine di garantire alla prima una priorità di selezione nella risoluzione delle aste. La capacità flessibile viene contraddistinta da alcuni parametri, in linea con quelli proposti già in passato dall'Autorità (tempo di avviamento non superiore a due ore, tempo di permanenza in servizio e fuori servizio di quattro ore, gradiente uguale a quello richiesto nel Codice di Rete per la fornitura della riserva secondaria), con l'inclusione anche delle unità che hanno un tempo di avviamento fino a quattro ore (oltre agli altri requisiti richiesti) se il rapporto tra potenza minima e potenza massima risulta inferiore a un coefficiente di 0.5, categoria evidentemente rivolta ai cicli combinati di grande taglia, che possono fornire ampie bande di regolazione al sistema.

In caso di parità di premio richiesto in fase d'asta, le offerte saranno ordinate dando priorità a quelle presentate da unità flessibili: in caso ciò avvenga in corrispondenza del premio marginale, sarà necessario selezionare quali offerte accettare e quali rifiutare tra quelle che hanno richiesto lo stesso premio. Verrà dapprima effettuata una ripartizione pro-quota tra la capacità flessibile esistente e quella nuova: per le unità esistenti, la capacità verrà ulteriormente assegnata pro-quota, mentre per le unità nuove verrà assegnata a sorteggio tra gli operatori che hanno presentato l'offerta. Lo stesso criterio sarà quindi applicato alla capacità non flessibile, per la domanda residua che deve essere soddisfatta: ripartizione pro-quota tra capacità non flessibile esistente

<sup>8</sup> *Cap* differenziati sono stati utilizzati anche nel *capacity market* inglese, dove per la capacità esistente era previsto un premio massimo di 25,000 £/MW/anno, mentre per la capacità nuova un premio massimo pari a 75,000 £/MW/anno.

<sup>9</sup> DCO 234/14: "Mercato dell'energia elettrica - Criteri per l'integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva - Orientamenti".

e capacità non flessibile nuova e quindi pro-quota tra l'esistente e sorteggio per la nuova. Ciò è evidentemente finalizzato a contrattualizzare il maggior numero possibile di unità esistenti (almeno per una quota della loro CDP), finanziando al contempo l'investimento nel numero minimo necessario di unità nuove. È sicuramente interessante notare che nuovi progetti di capacità flessibile mantengono una priorità sulla capacità non flessibile esistente: il meccanismo andrebbe quindi a favorire, a parità di premio richiesto, investimenti in nuova capacità, se dotata di certe caratteristiche, prima di remunerare impianti già esistenti, ma costruiti per un funzionamento più rigido.

Questo ordine di priorità vale tanto per le aste madri, che per le aste di aggiustamento, diverso è invece il caso del mercato secondario, in cui gli operatori potranno scambiare tra loro gli obblighi di capacità per periodi di *delivery* minori (un mese): in tal caso, a parità di prezzo richiesto, sarà semplicemente l'ordine di sottomissione dell'offerta a discriminare tra l'accettazione o il rifiuto dell'offerta presentata.

#### PERIODI DI DELIVERY PIÙ RISTRETTI

Per arrivare velocemente a un'implementazione del meccanismo e all'erogazione della prima *tranche* di remunerazione, il periodo di programmazione (cioè il periodo che intercorre tra lo svolgimento dell'asta e l'effettiva consegna della capacità) nella prima attuazione sarà inferiore ai quattro anni previsti dal disegno originale, come già definito nella delibera 95/15. Ciò favorisce sicuramente la partecipazione della capacità esistente, già disponibile alla *delivery*, mentre la capacità nuova ha necessariamente bisogno del periodo di programmazione più ampio previsto dalla piena attuazione, per poter disporre di una pari opportunità di partecipazione.

Cambia invece il periodo di *delivery* (ovvero la durata dell'obbligo di capacità contrattato con Terna): esso infatti può essere addirittura inferiore a un anno, durante la prima attuazione del meccanismo, nel caso che le aste si svolgano nello stesso anno della consegna. Ciò crea quindi la possibilità che la prima consegna (e la conseguente prima erogazione della remunerazione) abbia già luogo l'anno prossimo, ad esempio per la seconda metà dell'anno, con aste svolte entro il secondo trimestre.

#### LA DEFINIZIONE DELLE AREE DI RETE

Come noto, l'approvvigionamento di capacità da parte di Terna avverrà per aree di rete rilevanti. Tali aree, non necessariamente corrispondenti alle zone di mercato, saranno individuate sulla base di scenari previsionali coerenti con le ipotesi di domanda elettrica, parco di generazione, sviluppo della RTN e scambi con l'estero inserite nei Piani di Sviluppo. Considerando diverse configurazioni di funzionamento del sistema attese nei diversi periodi dell'anno, Terna individuerà le porzioni di rete che rispondono ai criteri per essere definite "aree di rete": limitazione della capacità di trasporto con aree limitrofe, assenza di congestioni significative all'interno, invarianza dei flussi in corrispondenza di diverse distribuzioni dei prelievi e delle immissioni. Per ogni coppia di aree e per ciascun verso, sarà quindi definito un limite di transito, che tiene conto degli interventi di sviluppo della rete previsti, e delle possibili configurazioni di funzionamento attese nel picco di carico. Sia durante la prima attuazione, sia durante la piena attuazione del meccanismo, per le aste madri e le aste di aggiustamento, verrà considerato un valore per cui si stima la disponibilità almeno nel 90% delle ore di picco di carico durante l'anno. Terna dovrà comunicare la suddivisione della rete in aree e i limiti di transito di capacità tra esse, due mesi prima dello svolgimento delle aste.

Non saranno comunque svolte aste separate per le diverse aree di rete, ma un'unica procedura d'asta, in cui Terna dovrà risolvere l'incrocio tra domanda e offerta di capacità, compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito di capacità tra le aree, in modo analogo a quanto avviene sui mercati *spot* dell'energia. Per il mercato secondario di capacità, rimarranno invece rilevanti le zone di mercato, come definite dalla delibera 111/06<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Delibera 111/06: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79".

## IL PREZZO DI ESERCIZIO

Il prezzo di esercizio (*strike price*) sui mercati dell'energia e dei servizi per le unità che parteciperanno al *capacity market* sarà parametrato al costo variabile standard di un impianto di punta, come indicato già nella delibera 98/11.

Terna definirà tale tecnologia con frequenza annuale, individuando in GAUDI la sottotipologia e il combustibile utilizzato dall'unità di produzione, cui corrisponde il valore minimo di costo di costruzione per MW (inclusivo di tutti i costi inerenti l'acquisto di terreni, apparecchiature, strutture, materiali, i costi di manodopera e di connessione, ma al netto degli oneri finanziari e dei costi operativi).

Il costo variabile standard, che sarà calcolato settimanalmente nell'ultimo giorno lavorativo della settimana precedente la *delivery* della capacità ai fini di indicare lo *strike price* per la settimana successiva, comprende innanzitutto i costi variabili di produzione, riferiti a combustibile (inclusivo di materia prima e logistica, con aggiornamento settimanale delle quotazioni) e oneri ambientali (per le quote di emissione di CO<sub>2</sub>). Sono compresi nel calcolo anche i costi di manutenzione, per la quota parte variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta, e gli oneri di sbilanciamento medi, secondo gli stessi criteri applicati alla copertura degli oneri di sbilanciamento per le unità che rientrano nel regime di essenzialità (definiti nella delibera 111/06) e calcolati con riferimento ai prezzi di sbilanciamento effettivamente applicati alle unità che appartengono alla tecnologia di punta.

Nonostante siano definite con precisione le formule di calcolo e le quotazioni alla base del costo variabile standard della tecnologia di punta, il fatto che questo sia aggiornato e comunicato settimanalmente da Terna durante la *delivery* della capacità implica che gli operatori dovranno partecipare all'asta senza un'informazione precisa, ma solo con una stima, del prezzo di esercizio che impatterà sui risultati economici dei mercati *spot*, per coloro che verranno contrattualizzati in fase d'asta: il premio richiesto sarà quindi sensibile agli scenari previsionali di evoluzione dei prezzi dei combustibili, potenzialmente diversi tra gli operatori partecipanti.

## LA PIENA ATTUAZIONE DEL MECCANISMO

La disciplina della piena attuazione del meccanismo si discosta poco da quella relativa alla prima attuazione. Terna propone infatti di mantenere la *delivery* annuale della capacità anche nel meccanismo a regime, mentre le differenze principali stanno nel numero di sessioni d'asta (che salgono da 11 nella prima attuazione a 21 nella piena attuazione), nel periodo di programmazione (che sale a 4 anni nella piena attuazione) e nella partecipazione della capacità estera, prevista in modo esplicito nella piena attuazione.

### DELIVERY DI CAPACITÀ SEMPRE ANNUALE

Anche nella piena attuazione viene previsto un periodo di consegna annuale, a differenza del disegno originale che definiva una consegna triennale: ciò può essere sicuramente positivo per il sistema, in quanto una curva di domanda annuale può esplicitare le criticità relative all'adeguatezza del sistema con un'accuratezza migliore rispetto a una curva di domanda triennale, che invece dovrebbe necessariamente mediare tra le necessità dei tre anni considerati.

Al contrario, ciò può essere rischioso per gli operatori che parteciperanno all'asta: infatti la vittoria dell'asta darà la sicurezza di ricevere il premio per un solo anno anziché per tre anni, rimanendo incerto l'esito dell'asta per gli anni successivi. Se il mercato della capacità avrebbe dovuto fornire un segnale sulla necessità o meno da parte del sistema della capacità di quegli operatori che stanno valutando ipotesi di messa in conservazione o dismissione delle proprie unità di produzione, un'asta annuale fornirà sicuramente un segnale di entità minore, forse non sufficiente in un'ottica di adeguatezza di lungo periodo.

Per la capacità nuova, invece, la possibilità di contrattualizzazione per una *delivery* di 15 anni garantirà, in caso di aggiudicazione dell'asta, una sufficiente sicurezza di copertura del proprio investimento.



## LA PARTECIPAZIONE DELLA CAPACITÀ ESTERA

La partecipazione delle risorse estere all'adeguatezza del sistema italiano è un tema molto complesso, poiché dipende dall'effettiva fruibilità delle risorse approvvigionate da parte di Terna durante la *delivery*.

In primo luogo, il disegno di *market coupling* attuale, che integra solamente i mercati del giorno prima, fa dipendere i flussi transfrontalieri dal differenziale di prezzo che si genera tra i mercati dei Paesi (o delle zone relative) confinanti: pertanto, i flussi commerciali si muovono verso i sistemi con prezzo più alto, che non è detto coincidano con i sistemi che hanno approvvigionato capacità di adeguatezza. Tali flussi non possono, al momento, essere modificati dai TSO, in assenza di mercati integrati per il bilanciamento: per questo motivo, Terna, non avendo la sicurezza di poter effettivamente usufruire delle risorse estere contrattate, ipotizza un impegno solo economico da parte di queste risorse, cioè la restituzione, a fronte del premio annuo pagato per la capacità impegnata, di corrispettivi variabili dipendenti dalla differenza tra i prezzi sui mercati dell'energia rilevanti e il prezzo di esercizio. Inoltre la capacità estera non sarebbe sottoposta a nessun vincolo sul MSD, né di natura fisica (non potendo presentare offerte di servizi sul MSD italiano) né di natura economica (non avendo obblighi di restituzione dei differenziali tra i prezzi che si generano sul MSD italiano e il prezzo di esercizio). Dato questo contributo limitato, potrebbe essere previsto un *cap* differenziato al premio della capacità estera, minore di quello applicato alle risorse nazionali, commisurato agli obblighi reali. Quando invece si riuscirà a realizzare un'integrazione dei mercati del bilanciamento a livello europeo, quantomeno per lo scambio di energia in regolazione terziaria tra TSO, le risorse estere saranno equiparate a quelle nazionali, in quanto gestibili direttamente da Terna in caso di necessità del sistema.

In secondo luogo, perché Terna possa fruire di risorse estere, è necessario che sia disponibile anche una capacità di trasporto sufficiente, limitando quindi la partecipazione della capacità di generazione estera alla capacità di trasporto disponibile e responsabilizzando i gestori degli *interconnector* a rendere effettivamente disponibile tale capacità. Un obbligo solo sulle spalle delle risorse estere le esporrebbe a un rischio troppo alto, non corrispondendo i tempi di pianificazione del *capacity market* italiano con quelli di assegnazione della capacità di trasporto transfrontaliera. La proposta in consultazione, mirata a minimizzare i rischi per tutti i soggetti coinvolti, prevede da un lato per la capacità di generazione estera l'obbligo di restituire a Terna gli eventuali differenziali positivi tra il prezzo del MGP estero e lo *strike price*, a fronte del premio annuo riconosciuto, dall'altro per i TSO e/o i titolari degli *interconnector* l'obbligo di restituire a Terna la metà degli eventuali differenziali positivi tra il prezzo del MGP italiano e il prezzo del MGP estero (con *cap* allo *strike price*), a fronte del riconoscimento della loro quota di rendita di congestione. Questa proposta richiederebbe ovviamente un accordo di Terna con i TSO esteri e/o con i titolari degli *interconnector*, per assumere reciprocamente gli obblighi previsti dal *capacity market*.

Infine, potrebbe essere prevista la partecipazione non solo dei sistemi esteri interconnessi, ma anche delle risorse localizzate in sistemi indirettamente collegati con quello italiano, al fine di promuovere una più ampia concorrenza in fase di partecipazione alle aste.