



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379:
criteri e condizioni**

Documento per la consultazione

18 marzo 2005

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'istituzione del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, che dovrà sostituirsi al sistema transitorio attualmente in essere.

Detto provvedimento è previsto dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n.379 recante disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica (di seguito: d.lgs. n. 379/03), laddove si dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore della rete di trasmissione nazionale dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione di cui all'articolo 1 del medesimo decreto legislativo. Tale proposta dovrà essere successivamente approvata con decreto del Ministero delle attività produttive, sentita l'Autorità.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda alla definizione dei provvedimenti in materia.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 22 aprile 2005, termine improrogabile di chiusura della consultazione.

**Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo
tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.**

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione energia elettrica

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

0265565336

fax 0265565222

e-mail: energiaelettrica@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

1. Quadro normativo di riferimento

L'articolo 2, comma 1, del d.lgs. 379/03 dispone che l'Autorità definisca i criteri e le condizioni sulla base dei quali il Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il GRTN) dovrà elaborare una proposta per disciplinare il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

L'articolo 1 del medesimo decreto detta i principi cui tale sistema dovrà uniformarsi e stabilisce che la finalità perseguita consiste nella garanzia di adeguatezza della capacità produttiva. In proposito, va precisato che adeguatezza e sicurezza sono concetti distinti pur essendo entrambi riconducibili alla più generale nozione di affidabilità del sistema elettrico.

L'adeguatezza di un sistema elettrico può essere definita come la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità. Affinché un sistema elettrico sia ritenuto adeguato è necessario che sia dotato di risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare la domanda attesa più un prefissato margine di riserva di potenza. Ciò implica la pianificazione degli investimenti in capacità di produzione e/o di trasmissione in funzione delle previsioni di crescita della domanda e di sua ripartizione fra le zone di rete.

La sicurezza, invece, è la capacità del sistema elettrico di fronteggiare mutamenti dello stato di funzionamento del sistema senza che si verifichino violazioni dei limiti di operatività del sistema stesso (limite di stabilità dinamica, limiti di esercizio degli impianti di produzione e limiti di transito sulle linee).

Affinché un sistema elettrico sia ritenuto sicuro è necessario che sia in grado di rimanere in esercizio al realizzarsi di eventi contingenti prefigurabili. Ciò implica, tra l'altro:

- la programmazione dell'esercizio del sistema mediante la predisposizione di opportuni margini di regolazione di frequenza/potenza e di tensione che tengano conto delle incertezze insite nel funzionamento del sistema stesso;
- la fissazione di standard internazionali per il controllo dei sistemi elettrici interconnessi;
- il coordinamento fra i rispettivi gestori di reti di trasmissione.

Entrambi gli aspetti dell'affidabilità del sistema elettrico incorporano elementi di pianificazione e di gestione. Nondimeno, l'adeguatezza verte essenzialmente sulla pianificazione del sistema in un orizzonte di medio/lungo termine, mentre la sicurezza fa perno prettamente sulla gestione del sistema nel breve termine. Questi due aspetti dell'affidabilità sono comunque interdipendenti.

L'obiettivo che il decreto n. 379/03 persegue è quello di garantire un livello di capacità produttiva adeguato. Il comma 2 dell'articolo 1 stabilisce che il sistema di remunerazione istituito a tal fine dovrà risultare:

- basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori;
- volto a remunerare le unità di produzione di nuova realizzazione, nonché a mantenere in esercizio efficiente la capacità esistente;
- fondato su obiettivi di capacità produttiva del sistema elettrico indicati dal GRTN;
- in grado di remunerare altresì i consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire il servizio di riserva e che non beneficiano di altre agevolazioni;
- tale da subordinare la remunerazione alla presenza di un'apposita garanzia prestata dai soggetti beneficiari.

Per consentire l'effettivo rispetto dei predetti principi, l'articolo 3 predispone un sistema di verifiche, a cura del GRTN, volte a certificare il rispetto degli impegni quantitativi e temporali assunti dagli operatori. In particolare, si prevede che il personale incaricato dal GRTN possa accedere agli impianti ed alle infrastrutture in fase di costruzione; ciò indica chiaramente che la remunerazione delle unità di produzione di nuova realizzazione dovrà riguardare anche le unità non ancora entrate in esercizio.

Sempre al fine di garantire il rispetto degli impegni assunti, l'articolo 4 attribuisce all'Autorità il compito di irrogare sanzioni, commisurate alla gravità delle violazioni accertate, comprese tra un valore minimo di 25.000 euro/MW ed uno massimo di 50.000 euro/MW di capacità remunerata su base annua. Si prevede, inoltre, che l'entità di tali sanzioni sia proporzionata ai periodi di effettiva indisponibilità e che nei casi di maggiore gravità l'Autorità possa disporre la sospensione della remunerazione nei confronti degli operatori inadempienti.

2. Considerazioni preliminari sugli strumenti più opportuni per assicurare l'adeguatezza della capacità produttiva

In teoria, in un contesto liberalizzato, anche in assenza di meccanismi di remunerazione esplicita della capacità produttiva, le forze del mercato potrebbero portare ad un livello adeguato di capacità, grazie ai segnali provenienti dal prezzo dell'energia elettrica. Le critiche di questa analisi evidenziano come le caratteristiche peculiari del settore elettrico ed i fattori di imperfezione ed incompletezza del mercato possano portare ad un livello di capacità produttiva inadeguato.

I principali elementi di criticità sono:

1. l'inelasticità della domanda al prezzo nel breve termine;
2. l'esistenza di asimmetrie informative tra chi detiene le migliori informazioni ai fini della previsione dell'evoluzione della domanda aggregata e della disponibilità di capacità di produzione e trasmissione nel sistema e gli operatori responsabili dei singoli investimenti in capacità produttiva;
3. l'incertezza sugli effettivi tempi di realizzazione degli impianti principalmente a causa dell'iter autorizzativo e dei relativi contenziosi e l'avversità al rischio degli operatori;
4. la riluttanza dei clienti finali a concludere transazioni a termine.

L'inelasticità della domanda al prezzo nel breve termine è da ricondursi a vari fattori, quali l'insostituibilità dell'energia elettrica in molteplici usi finali e l'impossibilità di immagazzinare energia elettrica.

Il primo fattore rende la domanda di energia elettrica insensibile al prezzo poiché nel breve termine non vi sono beni sostituti. Il secondo fattore impedisce al consumatore di separare il momento del prelievo dalla rete da quello del consumo a causa degli altissimi costi dello stoccaggio di energia elettrica. Ciò preclude una preziosa opportunità di arbitraggio intertemporale che contraddistingue mercati di altre *commodity*.

La frammentazione del processo decisionale in merito all'evoluzione del livello e della localizzazione della domanda e della disponibilità di capacità di produzione e di trasmissione rende difficile per i singoli operatori valutare su orizzonti temporali adeguati l'opportunità di investire in nuova capacità di produzione. Ciò è particolarmente critico in un settore, come quello elettrico, il cui processo produttivo è caratterizzato da elevati costi di investimento. In realtà, la regolazione di settore prevede che il GRTN abbia la responsabilità di previsione del fabbisogno, di pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione e di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica. Ciò consente al GRTN di acquisire migliori informazioni ai fini della previsione dell'evoluzione complessiva della domanda e della disponibilità di capacità di produzione e di

trasmissione nel sistema; ciononostante, non solo la sensibilità commerciale di molte informazioni nella disponibilità del GRTN impedisce di superare completamente l'asimmetria informativa tra GRTN e operatori, ma anche la mancata assunzione di impegni verso il sistema da parte degli operatori in merito alla disponibilità di capacità produttiva su orizzonti temporali adeguati contribuisce a mantenere nel sistema un livello di rischiosità particolarmente elevato.

D'altro canto, nella transizione verso un mercato elettrico liberalizzato, le istituzioni finanziarie incontrano sovente difficoltà nel valutare la rischiosità degli investimenti in capacità di produzione. L'incertezza che caratterizza l'iter autorizzativo di nuova capacità produttiva nonché l'incertezza sul futuro andamento dei prezzi dell'energia elettrica comportano, infatti, degli ostacoli al finanziamento di tali progetti.

Inoltre, i clienti finali sono generalmente avversi ad assumere impegni contrattuali pluriennali a causa delle incertezze sui propri consumi futuri. I grossisti sono parimenti riluttanti ad assumersi tali impegni a causa del rischio che i loro clienti finali scelgano di cambiare fornitore prima della scadenza di tali contratti. Ciò ostacola gravemente lo sviluppo di mercati a termine ed accresce la tendenza alla reintegrazione verticale degli asset di distribuzione/vendita e produzione al fine di gestire i rischi connessi all'esercizio delle predette attività.

Queste problematiche tendono a produrre segnali di lungo periodo inefficienti. Tutto ciò incide sulle decisioni di investimento ed, in particolare, sulla realizzazione di capacità di punta. L'effetto tipico è quello di condurre a cicli d'investimento molto marcati (cosiddetti "boom and bust cycles"), minando l'affidabilità del sistema e l'accettabilità politica degli esiti del mercato.

L'introduzione di meccanismi di remunerazione della capacità di generazione mira al superamento di queste problematiche, con l'obiettivo di approssimare livelli e localizzazione della capacità produttiva ottimali.

3. Le indicazioni fornite dall'esperienza internazionale

Nell'esperienza internazionale i due principali modelli di riferimento per la remunerazione della capacità di generazione sono rappresentati dall'introduzione di componenti addizionali di prezzo, definite per via amministrativa, da un lato, e dall'imposizione agli operatori di mercato in acquisto di un obbligo di contrattualizzare un predefinito quantitativo di capacità sul mercato dall'altro.

Il primo approccio, cui si fa generalmente riferimento come **capacity payment**, consiste, pur con alcune varianti nelle diverse applicazioni pratiche, nella determinazione per via amministrata di un corrispettivo (tipicamente un prezzo fisso su base oraria) per la capacità che i generatori rendono disponibile a produrre. Tale approccio, adottato in diversi paesi dell'America latina e in Spagna, facilita il finanziamento dei nuovi investimenti in quanto rende certi i ricavi conseguibili sulla capacità resa disponibile al sistema.

Esso presenta però diversi svantaggi. In primo luogo non esprime un valore "di mercato" per la disponibilità di capacità.

In secondo luogo la remunerazione riguarda tutta la capacità resa disponibile sul sistema, con il rischio di avere un eccesso di capacità produttiva. In particolare, manca una qualsiasi correlazione tra il prezzo corrisposto alla capacità ed il valore della stessa per il sistema, valore segnalato dal prezzo che si realizza nei mercati dell'energia elettrica. Ciò determina potenziali distorsioni nei segnali di mercato e non fornisce un adeguato incentivo a rendersi disponibili a produrre nei momenti di picco della domanda, dato che il sistema di pagamenti corrisposto non è funzione dell'effettiva necessità di capacità sul sistema.

Un meccanismo simile per alcuni aspetti al precedente è quello noto come **capacity charge**, adottato in Inghilterra nel periodo di funzionamento del Pool. Il capacity charge prevedeva che il prezzo pagato per la capacità fosse legato al valore dell'energia non fornita (value of lost load, di seguito VOLL), che rappresentava una stima del valore marginale attribuito dai consumatori ad un distacco del carico. In particolare, il prezzo pagato per la capacità disponibile a produrre per ciascuna ora del giorno successivo era pari alla differenza tra il prodotto tra il VOLL e una stima della probabilità che fosse necessario procedere a dei distacchi del carico (loss of load probability, di seguito LOLP) ed il prezzo dell'energia per la medesima ora (system marginal price o SMP)¹.

A differenza dello schema del *capacity payment*, questo meccanismo presenta il vantaggio di legare il pagamento della capacità all'effettivo livello del fabbisogno della stessa, incrementando i pagamenti nei momenti critici del sistema. Questo meccanismo, come evidenziato dall'esperienza inglese, ha il principale limite nella modalità con cui viene determinata la variabile LOLP. Infatti, venendo la LOLP determinata un giorno per il successivo, è facilmente governabile dagli operatori. Pertanto questi potrebbero giocare contro la eccessiva rigidità della funzione LOLP per determinati livelli di capacità creando situazioni di scarsità fittizia per aumentare la remunerazione della capacità ricevuta dai propri impianti².

Al di là dei limiti oggettivi che li contraddistinguono, entrambi gli approcci appena descritti non sembrano idonei a soddisfare i principi enunciati dal d.lgs. n. 379/03. Essi infatti non istituiscono un meccanismo concorrenziale per la remunerazione della capacità di generazione, non sono strutturati sulla base di espliciti obiettivi di capacità installata e non consentono un coinvolgimento attivo della domanda nel meccanismo di remunerazione. Risultano inoltre inadatti rispetto alla possibilità di partecipazione da parte di impianti di nuova costruzione, che sembra doversi intendere come partecipazione di impianti non ancora entrati in esercizio, date le funzioni di verifica sui cantieri attribuite al GRTN.

Il modello alternativo, che l'esperienza internazionale propone, prevede di contrattualizzare attraverso meccanismi concorrenziali impianti che si impegnino a rendere disponibile un livello di capacità produttiva necessario a coprire il carico di punta, più un adeguato margine di riserva. Tale approccio, che pare essere più rispondente alle indicazioni previste del d.lgs. 379/03, viene comunemente denominato **capacity obligation** e prevede la determinazione per via amministrata del livello di capacità necessario a garantire l'adeguatezza del sistema. Il relativo prezzo è determinato dalla concorrenza tra i diversi generatori.

L'esperienza dei sistemi che hanno adottato questo meccanismo (i mercati statunitensi di Pennsylvania, New Jersey, Maryland, New York e New England) dimostra però come l'articolazione di regole di mercato e di disegni del meccanismo non coerenti con le caratteristiche peculiari della capacità di generazione possa portare ad un fallimento di tale approccio.

La formazione di mercati a breve termine della capacità produttiva nell'esperienza statunitense ha dimostrato come, coerentemente alle attese, il valore della capacity obligation oscillasse tra zero ed il valore della penalità associato al mancato rispetto dell'impegno assunto; questa discontinuità propria della valorizzazione a breve termine della capacità segnala la necessità di prevedere anche mercati a lungo termine per consentire una valorizzazione della capacità produttiva più stabile. Soprattutto, si è evidenziata la forte criticità assunta dalle penali previste per chi non rispetti l'impegno assunto di rendere disponibile la capacità oggetto di capacity obligation. In particolare, la

¹ Per la potenza corrispondente alle offerte di vendita non accettate, al prodotto tra VOLL e LOLP veniva sottratta l'offerta presentata e non il SMP.

² In particolare, se il valore di LOLP è molto basso per un livello di capacità disponibile K, ma diviene improvvisamente alto per un livello K-1, l'effetto prezzo compensa abbondantemente gli operatori anche per significative perdite di quantità; questo soprattutto per la potenza che non sarebbe stata comunque chiamata a produrre (e che quindi non rinunciava a rendite inframarginali sulla componente energia se dichiarata non disponibile). Questo comportamento era inoltre esaltato dalle regole che consentivano di ridichiarare la propria capacità disponibile nel corso della giornata e ottenere il capacity charge.

penalità gioca un ruolo fondamentale nel guidare le scelte di investimento, riproponendo di fatto il problema delle decisioni amministrative di prezzo nel definire l'efficacia degli incentivi agli investimenti; di più, in presenza di *price cap* sul mercato dell'energia, schemi di penalità mal disegnati possono rendere vantaggioso approfittare delle opportunità di arbitraggio con i mercati dei Paesi confinanti, con evidenti ripercussioni in termini di inadeguatezza della capacità.

Le principali esperienze internazionali offrono utili indicazioni per valutare le caratteristiche che il mercato per la remunerazione della capacità di generazione italiano dovrà presentare. A tale proposito si ritiene utile sottolineare come:

- da un lato, la recente esperienza di borsa e la struttura di mercato italiana evidenzia la necessità di prevenire “doppie” remunerazioni e coordinare l'andamento dei prezzi sul mercato della capacità con quelli del mercato dell'energia, al fine di minimizzare gli oneri per i consumatori;
- dall'altro, sia necessario considerare anche le prospettive di lungo termine, relativamente alla necessità di fornire adeguati incentivi agli impianti di nuova realizzazione, considerando anche il progressivo incremento della concorrenza che si verrà a determinare;
- allo stesso tempo, alla luce dell'esperienza dei distacchi del 26 giugno 2003, sia importante non sottovalutare l'importanza che le opportunità di arbitraggio rivestono in un sistema elettrico fortemente dipendente dalle importazioni come quello italiano e la necessità di predisporre gli adeguati incentivi a rendere disponibile la capacità nei momenti critici del sistema.

4. Criteri su cui si basa il meccanismo proposto per la remunerazione della capacità produttiva in Italia

Il meccanismo proposto per la remunerazione della capacità produttiva deve rispondere al fine ultimo di garantire l'adeguatezza del sistema al minimo costo.

Per conseguire tale obiettivo finale, il meccanismo proposto deve facilitare il raggiungimento di due obiettivi intermedi:

1. trasferire parte del rischio cui sono esposti i produttori e i consumatori qualora questa possa essere più efficientemente gestita da altri soggetti;
2. limitare il rischio di una duplicazione della remunerazione della capacità di produzione esistente.

Con riferimento al primo punto, si deve tenere presente che il rischio relativo alla corretta previsione del livello e della localizzazione adeguati della capacità produttiva in ciascuna ora dell'orizzonte di pianificazione prescelto può essere meglio gestito dal GRTN per conto del complesso dei produttori e dei consumatori. Il GRTN è, infatti, in grado di prevedere meglio di ogni altro soggetto le variabili fisiche (struttura della rete nonché livello e localizzazione dei consumi aggregati) necessarie a definire il livello di adeguatezza del sistema. Peraltro, la previsione del livello di adeguatezza è tanto migliore quanto più i produttori assumono degli impegni vincolanti nei confronti del GRTN relativamente al profilo temporale di disponibilità dei rispettivi impianti nell'orizzonte di pianificazione prescelto. In assenza di tali impegni, il GRTN è costretto a prevedere il comportamento dei produttori sul predetto orizzonte. La gestione del rischio da parte del GRTN è altresì facilitata dall'opportunità di scaricare i costi sostenuti per l'approvvigionamento della capacità produttiva nell'orizzonte di pianificazione prescelto su tutti gli utenti del servizio di dispacciamento, ovviando così alla riluttanza dei clienti finali e dei grossisti ad assumersi impegni pluriennali di acquisto.

Con riferimento al secondo punto, si deve tenere presente che il rischio di duplicazione della remunerazione trae origine dalla mancata o erronea valutazione dei potenziali effetti dei seguenti fattori:

- la durata degli impegni e il differimento fra la data in cui sono sottoscritti e la data da cui ne decorre la validità;
- le opportunità di arbitraggio con altri mercati;
- il potere di mercato di uno o più produttori su specifici segmenti di mercato.

Il primo fattore incide sulla contendibilità del mercato della capacità. Solo se la durata degli impegni e il differimento fra la data in cui sono sottoscritti e la data da cui ne decorre l'efficacia sono sufficientemente lunghi da consentire la partecipazione di operatori che intendono entrare nel mercato ma che, alla data di sottoscrizione degli impegni, non detengono alcun asset fisico, è possibile incrementare il grado di contendibilità del mercato limitando i rischi di doppia remunerazione della capacità esistente. Il secondo e il terzo fattore incidono sul valore atteso della capacità produttiva per gli operatori influenzandone le strategie sul mercato della capacità e sugli altri mercati. Solo se le penalità derivanti dal mancato rispetto degli impegni riflettono i costi procurati al sistema e se il prodotto negoziato nel mercato della capacità è coerente con gli obiettivi di controllo del potere di mercato o, in ogni caso, non ostacola gli interventi appropriati in materia, è possibile contenere i rischi di doppia remunerazione della capacità esistente.

Il conseguimento dei due obiettivi intermedi sopraccitati richiede dunque il rispetto dei seguenti criteri:

- il GRTN deve essere il soggetto che si assume la responsabilità di pianificare l'approvvigionamento di capacità produttiva nel lungo termine;
- la negoziazione della capacità produttiva deve essere a termine, con un orizzonte temporale coerente con i tempi di realizzazione di un nuovo impianto;
- la durata degli impegni assunti dai produttori deve essere tale da facilitare il finanziamento dei nuovi progetti di investimento;
- il profilo temporale degli impegni assunti dai produttori deve essere definito con anticipo, rispetto al tempo reale, al contempo su orizzonti temporali sufficientemente lunghi da consentire ai produttori di programmare i propri impianti sfruttando al meglio l'assunzione di responsabilità da parte del GRTN e sufficientemente brevi da consentire al GRTN di poter utilizzare proficuamente tali impegni al fine di minimizzare gli errori di stima del livello di adeguatezza; in particolare, il profilo temporale degli impegni dovrebbe essere definito per intervalli la cui ampiezza si riduca con l'approssimarsi al tempo reale (ore/giorni nell'anno \Rightarrow ore/giorni nel mese \Rightarrow ore/giorni nella settimana);
- la compensazione finanziaria dovuta al GRTN in caso di mancato rispetto degli impegni assunti dal produttore deve essere funzione del costo procurato al sistema a causa del predetto inadempimento.

I criteri sopra esposti conducono ad identificare in un meccanismo di negoziazione a termine di un prodotto con le caratteristiche delineate al paragrafo 5 quello meglio rispondente all'obiettivo finale del d.lgs. n. 379/03.

5. Articolazione del meccanismo proposto

Le considerazioni riportate nel precedente paragrafo delineano le motivazioni e le caratteristiche fondamentali del meccanismo che si intende proporre per il mercato italiano della capacità.

Gli elementi operativi che concorrono a definirne il funzionamento sono però molteplici ed in grado di influenzare sostanzialmente l'effettivo raggiungimento degli obiettivi prefissati.

I principali aspetti che saranno presi in considerazione, corredati dei rispettivi spunti per la consultazione, riguardano:

1. i soggetti su cui ricade l'obbligo di acquisto;
2. i soggetti qualificati a partecipare al mercato;
3. il bene contrattato;
4. il periodo di riferimento;
5. la scansione temporale del mercato;
6. il formato delle offerte;
7. la determinazione delle quantità da approvvigionare e la loro attribuzione agli utenti di dispacciamento in prelievo;
8. il mercato di aggiustamento;
9. le penali.

1. Soggetti su cui ricade l'obbligo di acquisto

L'obbligo di acquisto del bene contrattualizzato deve ricadere sul GRTN, il quale potrà coprire i costi sostenuti nell'ambito di tale servizio attraverso un corrispettivo posto a carico di tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Si sottolinea comunque come ciò non comporti l'esclusione dal mercato dei grossisti in quanto essi possono parteciparvi lato offerta contrattualizzando preventivamente capacità produttiva con i produttori.

Spunti per la consultazione:

S1. Si ritiene corretto far ricadere l'obbligo di acquisto sul GRTN attraverso l'istituzione di un mercato centralizzato?

2. Soggetti qualificati a partecipare al mercato

Lato offerta è consentita la partecipazione al mercato di:

1. operatori di mercato per unità di produzione rilevanti, ivi comprese le unità di produzione autorizzate e non ancora entrate in esercizio, che presentino idonee garanzie finanziarie. Si sottolinea come la disponibilità di capacità in capo ad un operatore di mercato possa derivare dal diritto di proprietà sull'impianto o, alternativamente, da obbligazioni sottoscritte con il proprietario, quali contratti di tolling o bilaterali.
Sono invece esclusi gli impianti incentivati in quanto la loro disponibilità di capacità risulta già remunerata dall'incentivo percepito.
2. utenti del dispacciamento per unità di consumo abilitate disposti a subire interruzioni di carico, in quanto fornitori di un sostituto della disponibilità di capacità di generazione. Le offerte presentate da questi clienti sono del tutto simmetriche rispetto a quelle dei produttori ed entrano in competizione con esse nel soddisfare il fabbisogno di capacità del sistema.

Questo meccanismo consente sostanzialmente di esprimere un'elasticità di lungo periodo della domanda di capacità al prezzo, attraverso un confronto diretto tra il costo dell'interrompibilità e quello della capacità di generazione. Naturalmente, la partecipazione degli utenti del dispacciamento per unità di consumo rilevanti è consentita solo qualora essi non percepiscano altre remunerazioni per il servizio di interrompibilità offerto.

Spunti per la consultazione:

S2. Si concorda con l'esclusione degli impianti incentivati dal meccanismo di remunerazione della capacità?

S3. Si concorda con la necessità che la capacità non ancora in esercizio possa partecipare solo qualora già autorizzata?

S4. Il criterio di ammissione prevede che tutta la capacità produttiva disponibile delle unità di produzione rilevanti non incentivata possa partecipare all'asta, lasciando agli operatori la decisione sulle modalità di offerta della capacità, in base alla disponibilità attesa e al rischio di incorrere in penali. Si concorda con questo approccio o si ritiene che alcune fonti presentino caratteristiche tali da non renderle idonee a partecipare al meccanismo?

S5. Si concorda con l'esclusione della capacità produttiva localizzata all'estero dal meccanismo di remunerazione della capacità?

S6. Si concorda con la proposta di porre la capacità interrompibile in diretta concorrenza con la capacità di generazione alla luce della sostituibilità tra i due servizi?

3. Bene contrattato

Il bene contrattato può, di fatto, essere assimilato ad un'opzione. Infatti, la sottoscrizione del contratto impegna:

- il cedente a corrispondere all'acquirente in ciascuna ora del periodo di riferimento (vedi punto 4) la differenza, se positiva, tra un prezzo di mercato ed un prezzo di riferimento definito dal contratto (di seguito: strike price) per la capacità designata nel contratto;
- l'acquirente a corrispondere al cedente un corrispettivo espresso in €/MW (di seguito: premio), determinato in esito alle negoziazioni realizzate nel mercato in esame.

Il prezzo di mercato di cui alla precedente lettera a) è normalmente pari al prezzo di vendita registrato nel mercato del giorno prima (di seguito: MGP). Nel caso in cui si registrasse un fallimento del MGP o del MSD e il GRTN dovesse procedere alla disalimentazione dei carichi per ricostituire il margine di riserva ai fini della sicurezza del sistema, sarebbe necessario utilizzare un riferimento amministrato per la quantificazione di tale prezzo. Infatti, in caso di insufficienza di capacità, essendo la domanda inelastica, il valore dell'energia elettrica non può che essere stimato dal regolatore. Il prezzo, definito dall'Autorità, dovrebbe essere quantificato, da un lato, in modo da disincentivare comportamenti strategici da parte dei produttori cessionari e, dall'altro, da tutelare gli interessi dei consumatori. In particolare bisogna evitare che il premio incassato dai produttori possa risultare sistematicamente superiore al valore atteso degli esborsi a carico dei produttori stessi per effetto dell'esercizio dell'opzione; in tal caso i produttori troverebbero economicamente conveniente negoziare capacità fittizia.

Affinché l'incentivo a rendere effettivamente disponibile la capacità designata sia efficace ed efficiente, è essenziale che il cedente non possa trarre profitto dall'arbitraggio fra MGP e mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) non offrendo in vendita nel MGP la capacità designata. A tal fine, per le unità di produzione abilitate a partecipare al MSD dovrebbero essere previste condizioni accessorie, volte a rendere non conveniente tale arbitraggio, nonché correggere l'effetto di eventuali errori di previsione della domanda nel MGP.

Infine, dovrebbero essere previsti obblighi accessori a carico del cedente.

Il produttore dovrebbe avere l'obbligo di mantenere la capacità designata in stato di perfetta efficienza, in particolare dando prova che tale capacità:

- disponga di tutte le autorizzazioni necessarie all'esercizio della capacità designata;
- sia costituita da componenti, sottosistemi e sistemi, inclusa la connessione alla rete, assemblati e funzionanti in modo da permettere il normale funzionamento in condizioni di sicurezza, oltre che di rispetto dei vincoli ambientali e delle regole tecniche di connessione;

- disponga dei ricambi e dei contratti di assistenza e di manutenzione necessari alla corretta conduzione ed esercizio;
- sia presidiata da personale adeguato all'esercizio e allocato presso l'impianto o presso il centro di teleconduzione dal quale l'impianto è gestito;
- se di tipo termoelettrico convenzionale, disponga di uno o più contratti di approvvigionamento del combustibile e della relativa logistica, atti a garantire continuità e sicurezza di esercizio;
- se di tipo idroelettrico, disponga della concessione di derivazione d'acqua per uso idroelettrico e mantenga gli invasi, i sistemi di adduzione delle acque agli invasi e ai gruppi di generazione, oltre che i sistemi di restituzione delle acque, in condizioni tali da assicurare la funzionalità dei gruppi di generazione.

Si dovrebbe inoltre prevedere che:

- il produttore, con riferimento alle unità abilitate a partecipare al MSD, sia obbligato a dichiarare su MSD tempi di avviamento non superiori ai valori stabiliti dal GRTN per tipologia di impianto e vincoli di gradiente non inferiori a quelli stabiliti dal GRTN per tipologia di impianto ai fini dell'abilitazione alla fornitura di riserva terziaria;
- il GRTN predisponga un piano di ispezione delle unità non abilitate che, in corso d'anno, hanno funzionato per un numero di ore inferiore ad un target prefissato e degli impianti abilitati che, in corso d'anno, non sono mai stati avviati su MSD o sono risultati indisponibili per un numero di ore superiore ad un target prefissato. Il GRTN dovrebbe condurre una o più prove di funzionamento dei predetti impianti al fine di accertarne il mantenimento in stato di perfetta efficienza. In alternativa, si potrebbe prevedere per le unità non abilitate a partecipare al MSD l'obbligo di produrre per un numero minimo di ore all'anno.

Spunti per la consultazione:

S7. Si concorda con la previsione di impegni proposta?

S.8 Si ritengono corretti i criteri proposti per la quantificazione del prezzo da utilizzare per la determinazione del differenziale di prezzo nel caso di esercizio dell'opzione? In particolare, si riterrebbe adeguato l'utilizzo del tetto ai prezzi offerti nel MGP, 500 €/MWh anche ai fini della quantificazione del prezzo di cui alla lettera a) nelle ore di fallimento del mercato?

S.9 Si ritiene opportuna la previsione di obblighi accessori ai fini del mantenimento in stato di perfetta efficienza delle unità selezionate sul mercato della capacità? In particolare, si concorda con l'eventuale imposizione di un numero minimo di ore di produzione?

4. Periodo di riferimento

Per promuovere la stabilità del mercato e facilitare il finanziamento dei nuovi investimenti è necessario fissare opportunamente la durata del contratto.

A tal fine, si ravvisa l'esigenza di tutelare due opposte esigenze:

- da un lato quella dei nuovi investitori, che si avvantaggerebbero di un periodo di validità lungo per ridurre i rischi e i costi dell'investimento;
- dall'altro quella degli operatori che potrebbero ritenere non economico mantenere in esercizio un impianto per un periodo troppo prolungato di tempo.

Si ritiene che un periodo di riferimento di cinque anni potrebbe contemperare gli interessi sopra richiamati. In alternativa, si potrebbero configurare due differenti periodi di riferimento onde facilitare la scelta dei produttori a seconda che siano dotati di unità di produzione con una vita residua utile estesa o con una vita residua utile ridotta. Un periodo potrebbe essere pari a 7 anni e l'altro pari a 3 anni.

Si ricorda comunque che per ai nuovi investitori rimane la facoltà di contrattualizzare la propria capacità produttiva per periodi di tempo più lunghi. D'altro canto i previsti elementi di flessibilità, rappresentati dalle regole d'asta e dal mercato di aggiustamento della capacità (vedi punto 5 e punto 8), dovrebbero rispondere alle esigenze degli operatori dotati di unità di produzione con una vita residua utile ridotta.

Ai fini di una efficiente ripartizione del rischio, è necessario che, nell'ambito del periodo di riferimento, siano individuati dei periodi in cui il cedente è esonerato dagli impegni di cui al punto 3, con riferimento alla capacità designata, onde consentire le attività di manutenzione ordinaria.

Tali periodi devono avere un'estensione massima annuale predefinita. La scelta dei giorni di manutenzione deve avere luogo nell'ambito delle procedure adottate dal GRTN per la pianificazione delle manutenzioni su orizzonti progressivamente più ravvicinati (anno ⇒ mese ⇒ settimana).

Spunti per la consultazione:

S10. Si ritiene che un periodo di riferimento pari a cinque anni fornisca un corretto riferimento temporale per facilitare i nuovi investimenti, da un lato, e tutelare quelli esistenti dall'altro?

S11. Si ritiene invece preferibile una differenziazione del periodo di riferimento onde facilitare la scelta dei produttori a seconda che siano dotati di unità di produzione con una vita residua utile estesa o con una vita residua utile ridotta?

S12. Si ritiene che la procedura per la scelta dei periodi rispetto ai quali i produttori sono esonerati dall'impegno sia correttamente definita e tale da condurre ad una efficiente ripartizione dei rischi operativi fra gli operatori e il GRTN?

S13. Si concorda con l'ulteriore limitazione del rischio degli operatori ivi proposta? Se sì, si ritiene che il limite imposto all'ammontare dei pagamenti e delle penali sostenuti dai produttori con riferimento alle ore non critiche sia correttamente individuato?

5. Scansione temporale del mercato

Per favorire la contendibilità del mercato, tramite la partecipazione di impianti di nuova realizzazione, è necessario che la negoziazione e sottoscrizione delle opzioni abbia luogo con un anticipo quantificabile in tre anni rispetto al periodo in cui le opzioni risultano esercitabili. Tale risulta essere il tempo mediamente necessario per la realizzazione di un nuovo impianto.

L'ipotesi di vendere interamente e con tre anni di anticipo i quantitativi relativi ad un quinquennio sembra comportare alcuni svantaggi legati al fatto che i nuovi impianti avrebbero solamente un'occasione ogni cinque anni per poter vendere la propria capacità sul mercato e la frequenza dei segnali di lungo periodo sarebbe troppo limitata.

Si ritiene quindi preferibile uno schema secondo cui ogni anno si svolga un'asta in cui viene acquistato circa un quinto della capacità relativa al quinquennio che ha inizio tre anni dopo, con contratti di validità pari a cinque anni. Per fare un esempio, nel meccanismo a regime, la capacità necessaria al 2012 verrebbe acquistata per un quinto nel 2005, per un quinto nel 2006, per un quinto nel 2007, per un quinto nel 2008 e per un quinto nel 2009 come nello schema sotto riportato.

Qualora si scelga di differenziare il periodo di riferimento (3 anni e 7 anni), la capacità necessaria sarebbe oggetto, ciascun anno, di un'asta con orizzonte temporale triennale e di un'asta con orizzonte temporale settennale. In questo caso, nel meccanismo a regime, la capacità necessaria al 2015 verrebbe acquistata per un decimo nel 2005, per un decimo nel 2007, e così via fino al 2009 attraverso aste con orizzonte settennale, per un ulteriore decimo

nel 2009 attraverso un'asta con orizzonte triennale e così via nel 2010 e 2011, per un totale di dieci decimi.

Tale differenziazione lascia nondimeno aperta la questione del coordinamento delle aste settimanali e le aste triennali ai fini della minimizzazione del costo totale di approvvigionamento del fabbisogno di capacità.

L'entrata in operatività del mercato della capacità segna il momento del passaggio dal regime transitorio oggi vigente al meccanismo di regime basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi. Per quanto riguarda invece la liquidazione delle partite economiche si ritiene che il pagamento del premio dovuto dal GRTN ai produttori debba avere luogo nell'anno in cui viene erogato il servizio e possa presentare gli stessi termini del pagamento dovuto dagli utenti di dispacciamento in prelievo a copertura dei costi del GRTN nel corso del periodo di riferimento del contratto di capacità.

Spunti per la consultazione:

S14. Si ritiene che un differimento di tre anni fra la data di sottoscrizione delle opzioni e il loro periodo di efficacia sia sufficiente a facilitare l'entrata di nuovi operatori?

S15. Quale si ritiene essere la scansione temporale del mercato più idonea a garantire le necessarie opportunità di partecipazione agli operatori e la giusta frequenza di segnali di lungo periodo al mercato?

S16. Si concorda con il profilo temporale dei pagamenti proposto?

6. Formato delle offerte

Per quanto riguarda i quantitativi, le offerte presentate nel mercato dovrebbero essere riferite ad una specifica unità di produzione per consentire di verificare l'assolvimento o meno dell'obbligo di rendere disponibile la capacità. Dovrebbe comunque essere possibile presentare offerte multiple, che consentano di riflettere i diversi profili di rischio di disponibilità in funzione del fattore di carico. Per evitare un eccessivo rischio di frammentazione è opportuno inoltre definire una taglia minima, mentre per garantire la non accettazione parziale della capacità di una nuova unità di produzione si potrebbe consentire la presentazione di offerte indivisibili fino ad un quantitativo massimo, tale da limitare un utilizzo strategico di tale tipologia di offerta.

La scelta del livello dello strike price appare critica.

Si aprono sotto questo profilo due strade:

- predefinire uno o più strike price consentendo ai partecipanti di formulare offerte semplici sul premio richiesto per sottoscrivere il contratto;
- consentire ai partecipanti di formulare offerte binomie premio - strike price.

La prima via offre evidenti vantaggi in termini di trasparenza nella selezione delle offerte. Rimane comunque critica la scelta dello/degli strike price.

Se si sceglie un unico strike price inferiore al costo variabile degli impianti di punta, si pone un rischio su questa tipologia di impianti che dovrà scommettere sul valore dell'opzione relativamente alle ore in cui il prezzo spot risulti inferiore al suo costo variabile ma superiore allo strike.

Viceversa, se si sceglie un unico strike price pari o superiore al costo variabile degli impianti di punta, si pone un rischio sugli impianti di base o mid-merit. Uno strike allineato ai costi variabili degli impianti di punta, infatti, consente a questa tipologia di impianti di coprirsi dal rischio meglio di quanto sia possibile per le altre tipologie, che continuerebbero a sopportare il

rischio che la rendita infra-marginale derivante dalla differenza tra lo strike price e i loro costi variabili (inferiori allo strike) non sia sufficiente a coprire i costi fissi di un impianto di base o mid-merit al netto del premio incassato in equilibrio per la cessione dell'opzione.

In sintesi, l'ipotesi di strike price unico comporta necessariamente la scelta di un valore prossimo ai costi variabili di un impianto di punta per non interferire con il normale funzionamento del mercato e non esporre questa categoria di impianti a rischi che non sarebbero in grado di coprire. Nell'ipotesi di strike price multiplo, invece, sarebbe necessario rappresentare adeguatamente i costi variabili delle diverse tipologie di impianto e stabilire un chiaro criterio di selezione delle quantità approvvigionate per ciascuna tipologia, cosa che potrebbe risultare piuttosto complessa.

La scelta sull'architettura del mercato della capacità deve tenere conto del vincolo di raccordare le regole del mercato della capacità con le regole del mercato dell'energia elettrica e con le misure di controllo del potere di mercato, onde evitare comportamenti opportunistici da parte degli operatori che si traducano in una duplicazione della remunerazione della capacità di produzione esistente.

Spunti per la consultazione

S17. Si concorda con la necessità di collegare le offerte ad un determinata unità di produzione, lasciando successivamente alla libertà dei soggetti la possibilità di trasferire gli obblighi assunti ad un'altra unità di produzione?

S18. Quale si ritiene debba essere la taglia dell'offerta minima? E quale dimensione massima si suggerisce con riferimento ad un'offerta indivisibile?

S19. Qualora si concordi con l'opportunità di prevedere un unico strike price dell'opzione, a quale livello si ritiene debba essere fissato?

S20. Si ritiene inoltre che il valore dello strike price debba essere indicizzato, e se sì con quale frequenza e quale metodo di calcolo?

S21. Qualora invece si ritenga che il valore dello strike price debba essere liberamente determinato nell'offerta, quale criterio si suggerisce per combinarlo con il valore del premio al fine di determinare le offerte selezionate? Si ritiene in questo caso che debbano essere posti dei limiti minimi e massimi al valore dello strike price per evitare di distorcere il funzionamento dei mercati?

S22. Ai fini di evitare una duplicazione della remunerazione della capacità esistente, quale delle tre linee di intervento proposte si ritiene preferibile?

7. Determinazione delle quantità di capacità da approvvigionare e loro attribuzione agli utenti di dispacciamento in prelievo

L'art 1, comma 2, lettera b, del d.lgs. 379/03 incarica il GRTN di definire la quantità di capacità necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema.

Tale capacità sarà commisurata alla punta di domanda prevista più un margine di riserva. Detto margine di riserva dovrà essere determinato non solo in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema ma altresì delle esigenze di assicurare un adeguato livello di competitività nel medesimo sistema.

I quantitativi approvvigionati saranno pari a tale valore al netto della capacità disponibile prevista delle fonti escluse dal meccanismo di remunerazione.

La suddivisione in zone del sistema potrebbe inoltre suggerire una assegnazione zonale dei quantitativi messi all'asta. Tale ipotesi comporta però una gestione complessa, in quanto la segmentazione zonale risulterebbe strettamente legata alle condizioni di rete e nel corso del

periodo di validità del contratto si potrebbero verificare sostanziali interventi, in grado di modificare le criticità zonali del sistema.

Tuttavia, il mancato riferimento ad aree ben individuate del Paese limiterebbe notevolmente l'efficacia del meccanismo nel garantire l'adeguatezza del sistema. Pertanto, alla luce del fatto che l'allocazione geografica della capacità produttiva ai fini della adeguatezza dipende – oltre che dall'impegno degli assegnatari – dall'evoluzione di variabili fisiche di cui il GRTN ha o il controllo diretto (sviluppo della RTN) o migliore capacità di previsione (andamento della domanda aggregata), sarebbe opportuno determinare il fabbisogno di capacità per aree definendo quindi impegni per area.

Le aree degli impegni, dovrebbero essere definite dal GRTN e, oltre a potersi modificare nel tempo, potrebbero non corrispondere con le zone individuate ai fini del MGP.

In ogni caso l'impegno del produttore avrebbe come riferimento la zona del MGP corrispondente alla localizzazione da lui definita al momento della assunzione dell'impegno, localizzazione che dovrà essere compresa nell'area per cui il GRTN ha acquistato l'impegno stesso.

La attribuzione delle quote di capacità ai diversi utenti del dispacciamento in prelievo, per la determinazione dei corrispettivi dovuti al GRTN, dovrebbe avvenire annualmente ed essere basata sui prelievi medi misurati in un limitato numero di ore di massimo carico del sistema nell'anno precedente quello di riferimento. Per i consumatori non dotati di misuratore orario il calcolo dovrebbe essere basato sulle stesse ore adottando il meccanismo del load profiling. L'adeguatezza è infatti legata alla capacità complessivamente necessaria a coprire la punta di fabbisogno e conseguentemente l'onere a carico dei consumatori dovrebbe essere commisurato ai costi da essi generati al sistema. La quota di capacità loro attribuita dovrebbe quindi risultare proporzionale al prelievo di energia elettrica in corrispondenza della punta prevista di fabbisogno, indipendentemente dalla propria punta di consumo, che potrebbe non essere contemporanea a quella complessiva.

Spunti per la consultazione:

S23. Si concorda con la decisione di suddividere in zone il mercato degli impegni di disponibilità come suggerito?

S24. Si ritiene che l'attribuzione sulla base dei valori medi di consumo in un numero limitato di ore di massimo carico del sistema nell'anno precedente consenta un'equa distribuzione dei costi tra i consumatori? Quante ore si ritiene possano risultare idonee ad esprimere la potenza di punta impegnata, evitando al contempo che fattori accidentali distorcano l'onere a carico di un consumatore? Si ravvisa la necessità di definire ulteriori criteri per eliminare l'influsso di fattori accidentali quali, per esempio, il distacco involontario di un utente in un'ora rilevante ai fini della determinazione della sua quota di capacità?

8. Mercato di aggiustamento della capacità

La tempistica relativa alla contrattazione e alla durata dei contratti richiede di valutare la necessità di predisporre un mercato di aggiustamento e le condizioni per un eventuale sviluppo di un mercato secondario delle opzioni. L'esigenza di predisporre un mercato di aggiustamento deriva da diverse possibili cause. Il primo insieme di cause è riconducibile all'esigenza di sostituire la capacità di soggetti che, per sopravvenuti motivi, non fosse più disponibile:

- riduzione della capacità disponibile per cause connesse ad aspetti tecnici d'impianto e configurazione della rete;
- dismissione anticipata di un gruppo di generazione;
- incapacità di portare a termine la costruzione di un nuovo gruppo nei tempi previsti;

- modifiche nella domanda di base o disinstallazione delle tecnologie di controllo del carico per i clienti interrompibili che partecipano sul lato domanda.

Il secondo insieme di cause è invece riconducibile a cambiamenti strutturali di scenario rispetto alle quantità approvvigionate dal GRTN, come un tasso di crescita della domanda sensibilmente diverso rispetto a quello assunto al momento dello svolgimento dell'asta.

Per garantire la stabilità del mercato, e coerentemente con le esigenze di adeguatezza perseguite, si ritiene che tale procedura d'asta debba comunque avere un periodo di riferimento sufficientemente lungo. Si suggerisce quindi l'assegnazione di contratti validi per un anno con procedure di assegnazione in tutti gli anni che seguono lo svolgimento della prima asta e che precedono l'anno di riferimento del relativo contratto.

Per evitare comportamenti distorsivi della concorrenza da parte degli operatori si ritiene che non debba essere consentita la partecipazione da parte di fonti di produzione che, pur essendo qualificate, non avessero presentato offerte al momento della prima asta.

La partecipazione dovrebbe quindi riguardare, sul lato domanda, il GRTN e i soggetti vincitori della prima asta, mentre sul lato dell'offerta dovrebbero essere ammessi i generatori qualificati (ad eccezione di quelli sopra richiamati) e i clienti interrompibili.

L'elenco degli operatori qualificati, a cura del GRTN, dovrebbe inoltre essere periodicamente aggiornato per consentire anche lo sviluppo di un mercato secondario di tipo bilaterale in cui è possibile in qualsiasi momento il trasferimento dell'obbligo, su base volontaria, da un soggetto qualificato ad un altro, previa comunicazione al GRTN.

Questo dovrebbe fornire la necessaria flessibilità al mercato, riducendo il profilo di rischio e consentendo agli operatori di aggiustare le proprie posizioni.

L'istituzione di un mercato spot che consenta al GRTN di affinare le quantità approvvigionate appare invece non rispondere agli obiettivi di stabilità e di adeguatezza perseguiti.

Spunti per la consultazione:

S25. Si concorda con le condizioni di partecipazione e la tempistica previste per il mercato di aggiustamento?

S26. Si concorda sulla inopportunità di istituire un mercato spot?

9. Penali

Il d.lgs. 379/03 prevede che il mancato rispetto degli obblighi comporti l'applicazione di una penale compresa tra 25 000 e 50 000 euro per MW su base annuale.

Qualora si ritenga opportuno prevedere l'applicazione delle penali di cui al punto 3, si dovrebbe prevedere che la somma annuale di penali corrisposte sia limitata all'importo massimo indicato nel d.lgs. 379/03. Nel caso, invece, un impianto risulti interessato da un'indisponibilità di lunga durata, o non sia in grado di completare la costruzione in tempo utile per soddisfare l'obbligo, si può prevedere l'applicazione di una penale compresa tra il limite minimo e massimo indicato dal d.lgs. 379/03 sulla base dell'anticipo con cui ne viene data comunicazione rispetto al periodo di riferimento dell'obbligo e in proporzione alla durata dell'indisponibilità. Lo stesso si applica nel caso di impossibilità sopravvenuta nella fornitura del servizio di interrompibilità. Naturalmente viene fatta salva la possibilità di evitare il pagamento della penale trasferendo il proprio obbligo ad un altro impianto o ad un altro consumatore sul mercato di aggiustamento, oppure bilateralmente, dandone comunicazione al GRTN con un congruo anticipo e prima che vengano svolti i controlli previsti dal d.lgs. 379/03.

Dato che il rischio di incorrere in penali verrà scontato nelle offerte presentate dai soggetti partecipanti all'asta e quindi graverà sui prezzi pagati dai consumatori, il gettito derivante dall'applicazione delle penali dovrebbe essere destinato ai consumatori a compensazione degli eventuali danni subiti a causa della capacità non resasi disponibile.

Spunti per la consultazione:

S27. Si concorda con le modalità di applicazione delle penali e quale articolazione si suggerisce per garantire il massimo incentivo a fornire la disponibilità di capacità nei momenti critici del sistema?

S28. Si concorda con la destinazione del gettito delle penali sopra indicata e se si come si suggerisce di coordinare questi pagamenti a quelli dovuti dai consumatori per la copertura dei costi di approvvigionamento del GRTN?