

**DEMAND RESPONSE: L'ALTRA FACCIA DEL CAPACITY PAYMENT.**

***Osservazioni alla proposta AEIT sul capacity payment per quanto riguarda la partecipazione dei consumatori***

**1. Premessa.**

Il Decreto Legislativo 379/03 “*Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica*” all’art. 1 comma 2 lettera c) recita: “*la remunerazione può essere applicata anche ai consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire il servizio di riserva, che non beneficiano di altre agevolazioni*”.

Esso prevede dunque la partecipazione dei consumatori al meccanismo del capacity payment, coerentemente con il principio dichiarato dallo stesso decreto di instaurare “*meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori*”.

Infatti, il controllo dei prelievi di potenza alla punta basato su meccanismi di mercato può essere uno strumento tecnicamente efficace ed economicamente efficiente per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Inoltre, nel libero mercato dell’elettricità è fondamentale stimolare la risposta della domanda ai segnali di scarsità/prezzo inviati dal mercato (elasticità) stesso, onde conseguire gli obiettivi di efficienza nell’allocazione delle risorse.

Al giorno d’oggi esistono le condizioni tecniche perché alcune importanti classi di utenze possano ridurre i prelievi di potenza dalla rete, tempestivamente e senza subire importanti disservizi, nei periodi di punta e/o di indisponibilità forzata della generazione.

In molti casi la riduzione dei prelievi di potenza dei carichi “demand responsive” – quelli appunto in grado di diminuire i prelievi senza subire disservizi importanti – è di gran lunga più economica del corrispondente aumento della disponibilità del sistema lato generazione, come mostrano importanti esperienze in tutto il mondo.

**2. Programmi di load management**

Ad esempio, in California l’implementazione di programmi di load management ha consentito, dal 2000 ad oggi, la creazione di carichi demand responsive che hanno ridotto il prelievo di potenza durante i picchi estivi (53 GW) di ben 1.500 MW complessivi nel 2003.

Nello Stato di New York, la partecipazione delle utenze, su base volontaria, al mercato del giorno prima e ad un apposito mercato dei servizi interrompibili ha consentito l’assemblaggio di un parco

di carichi demand responsive di circa 1.800 MW, che durante i periodi di picco estivi del 2003 (circa 29 GW) ha ridotto i prelievi di oltre 700 MW.

Nella Korea del Sud, rispetto ad una punta annua del carico di circa 49 GW, un programma di misure di load management ha consentito nel 2003 la costituzione di un parco di servizi demand responsive di 4 GW, a cui vanno a sommarsi le riduzioni di prelievo derivanti dalle misure di risparmio energetico.

In Sud Africa, il Demand Side Management ha tagliato oltre 150 MW dal picco di 35 GW.

In Brasile sono stati ridotti i prelievi di 5 GW su 74 di punta.

Nello stato del New England sono stati inclusi nei programmi di demand response circa 185 MW su 26 GW di punta del carico.

E così via proseguendo, nel mondo l'interesse per il controllo della domanda alla punta mediante meccanismi di mercato è in forte crescita. I casi citati forniscono esempi concreti dell'importanza che può assumere il controllo della domanda nella gestione della sicurezza del sistema elettrico.

### **3. Tecnologie demand responsive.**

La creazione di carichi elettrici demand responsive è resa possibile dallo sviluppo delle tecnologie di :

- regolazione e controllo automatico dei flussi energetici negli edifici e nei processi produttivi (EMS, Energy Management Systems);
- misurazione in tempo reale dei prelievi con strumenti digitali (digital metering);
- telecomunicazione e informatica in genere;
- generazione distribuita.

Lo sviluppo e l'installazione di queste tecnologie può essere incentivato da finanziamenti diretti, come è accaduto in California – o attraverso la partecipazione delle utenze al mercato dell'offerta – come è accaduto a New York – o da un insieme dei due approcci.

### **4. Misure di riduzione dei prelievi di potenza alla punta.**

In generale, le misure di controllo dei prelievi di potenza alla punta e/o nei periodi di indisponibilità si possono articolare su 4 livelli di intervento:

- finanziamento di tecnologie *demand responsive*;
- organizzazione di meccanismi di mercato per la partecipazione della domanda;
- incentivo al cambiamento di comportamento di alcune categorie di utenze;
- definizione di strumenti ad hoc per particolari classi di consumatori quali consorzi, pubblica amministrazione, ecc..

Alcuni livelli di intervento possono prevedere il passaggio attraverso il mercato dei servizi a potenza riducibile, altri richiedono la definizione di uno specifico programma di riduzione dei picchi. In entrambi i casi gli obiettivi sono l'adeguatezza e la razionalizzazione del sistema elettrico.

Peraltro esistono alcune peculiarità del sistema italiano che meritano di essere evidenziate.

1. Sono stati installati 16 milioni di contatori intelligenti, di cui circa un terzo già collegati a sistemi di comunicazione e controllo. Questo consente l'applicazione di:
  - tariffa multioraria, eventualmente con l'aggiunta di critical peak-pricing, ovvero di una ristretta fascia oraria con alto prezzo nei giorni dichiarati critici;
  - altri meccanismi di formazione dinamica dei prezzi, come il real-time-pricing (prezzo su base oraria);
  - contratti a potenza riducibile per il mercato vincolato, in base ai quali i clienti possono vedere ridotta la soglia di prelievo in particolari ore di giorni critici, a fronte di un riconoscimento economico;
  - incentivi all'acquisto di impianti di condizionamento dotati di controllo remoto, mediante i quali i distributori possono centralmente regolare gli apparecchi nei periodi critici e/o di alti prezzi dell'elettricità;
2. La punta di carico nel mese di agosto si riduce di circa 15.000 MW rispetto ai valori di giugno/luglio. Si potrebbero incentivare i grandi utenti a modificare i loro piani di fermo delle attività produttive per ferie e/o manutenzione, spostandoli dal mese di agosto ai giorni critici di giugno/luglio in modo da ridurre i prelievi in questo periodo.
3. Il Decreto Bersani ha introdotto consorzi e/o società consortili come gruppi di acquisto dell'elettricità sul libero mercato. Esistono circa 400 consorzi, che si pongono come soggetti potenzialmente idonei alla riduzione dei prelievi di potenza nelle ore di punta, a fronte di un beneficio economico che può essere corrisposto per via amministrata, ma anche attraverso la partecipazione al mercato dell'interrompibilità.
4. I Decreti attuativi della legge 10/91 per quanto attiene gli edifici della pubblica amministrazione non sono stati ancora emanati. Esiste dunque un possibile quadro normativo per introdurre programmi di riduzione dei prelievi alla punta in questa particolare categoria di utenza elettrica.
5. Campagne informative mirate attraverso i mass media potrebbero portare ad una riduzione dei prelievi abbastanza diffusa specialmente nel settore terziario e domestico.

Ad integrazione dei meccanismi del capacity payment, sembra dunque esistere in Italia la possibilità di attivare programmi di load management decisamente benefici sotto il profilo della sicurezza del sistema elettrico e del risparmio di energia.

Inoltre, sembra da spingere, anche in relazione alle esperienze estere, la partecipazione degli utenti al mercato del giorno prima: le utenze con potenza riducibile oltre una certa soglia minima potrebbero presentare offerte nel mercato del giorno prima che, se accettate in quanto competitive, entrerebbero nel mercato dei servizi di dispacciamento.

In questo modo l'interrompibilità sarebbe retribuita in base all'effettiva interruzione registrata, piuttosto che a priori. Vi sarebbe inoltre una spinta verso l'efficienza del mercato, con competizione sia tra i servizi interrompibili stessi, che tra questi e la generazione.

In Italia il carico interrompibile con preavviso (delibera AEEG 151/03) ammonta a 1.750 MW. Per il triennio 2004-2006 esso è remunerato su base annua, per 8 €/MWh che diviso 7.500 ore fa circa 60.000 €/MW. Questo valore suscita alcune perplessità:

- è superiore al riconoscimento previsto dal meccanismo transitorio del capacity payment per gli impianti di picco (8.500 €/MW);
- è di gran lunga superiore ai valori ottenibili attraverso una partecipazione, almeno parziale, al mercato del giorno prima; ad esempio, a New York i valori di mercato dei servizi di interrompibilità accettati sul mercato del giorno prima sono variati nel 2003 tra 2.000 e 15.000 \$/MW, peraltro erogati a fronte di un effettivo intervento.

## **5. Conclusioni**

In conclusione, si portano sul tavolo di discussione del capacity payment tre elementi ad esso strettamente collegati:

- la possibilità di partecipazione dei consumatori al meccanismo del capacity payment, prevista ma non estensivamente trattata nel D. Lgs. 379/03, da studiare nelle forme e nei metodi, dato il forte contributo all'adeguatezza del sistema elettrico che ne può discendere in condizioni di efficienza allocativa delle risorse;
- la possibilità di implementare appositi meccanismi di prezzo e/o di incentivi per stimolare la razionalizzazione dei prelievi di potenza elettrica, anche al di fuori dai meccanismi di mercato in senso stretto e in un quadro programmatico di riduzione dei picchi, senza penalizzazione per il livello dei consumi energetici;
- la possibilità che queste forme di riduzione dei picchi di domanda e quindi di riduzione della necessaria potenza elettrica disponibile siano più economiche, tenendo conto anche dell'effettivo risparmio ottenuto in termini di efficienza energetica, di semplici misure di capacity payment.