

MERCATO ELETTRICO

RIDUZIONE DELL'EXPORT FRANCESE: UN NUOVO EQUILIBRIO PER L'EUROPA?

Le indisponibilità del parco nucleare francese, preoccupanti per dimensione e variabilità negli ultimi mesi, hanno impatti importanti anche nei mercati vicini e altamente interconnessi, compreso quello italiano. Una riduzione strutturale di 12 GW della capacità nucleare francese implicherebbe un sostanziale ridisegno degli equilibri europei, che nel 2017 per l'Italia si concretizzerebbe in una riduzione di 15 TWh delle importazioni e quindi in una maggior domanda contendibile per il termoelettrico. Una situazione che potrebbe comunque riproporsi nel prossimo futuro: le ultime analisi di ENTSO-E evidenziano rischi di adeguatezza in Francia anche per il medio-lungo periodo, con probabili interruzioni già al 2020. Più che mai tempestiva potrebbe così rivelarsi l'approvazione, anche se condizionata ad alcune rilevanti modifiche, da parte della Commissione Europea del meccanismo francese di capacity obligation, che potrà quindi essere avviato come da programmi già dal prossimo anno.

Da oltre un mese i mercati europei devono fare i conti con gli effetti dell'inattesa fermata di numerosi impianti nucleari francesi. Per l'Italia la principale conseguenza è un improvviso aumento del prezzo in zona Nord e Centro Nord e delle opportunità di export verso la Francia. La situazione è resa più complessa dal fatto che le fermate si stanno prolungando anche in questi giorni di tardo autunno, caratterizzati dal consueto aumento della domanda che, per la forte diffusione del riscaldamento elettrico in questo paese, si distingue per un'elevata elasticità negativa alle temperature. La situazione attuale mostra che il margine di riserva francese è già a oggi molto stretto, soprattutto considerata la forte dipendenza da un'unica fonte. Ad aggravare questa situazione, anche in ottica futura, vi sono poi due incognite. La prima è che i rientri in esercizio sono già stati rimandati più volte, nonostante l'inizio della stagione durante la quale la domanda di energia sulla rete raggiunge storicamente il picco. La seconda incognita è che, anche al netto di queste indisponibilità, le condizioni di adeguatezza prospettiche in Francia non sembrano essere positive poiché secondo le stime più recenti il sistema sarebbe comunque corto già a partire dal 2020. Più che mai tempestiva potrebbe così rivelarsi l'intenzione delle autorità francesi di implementare fin dal prossimo anno il meccanismo di *capacity obligation*, da pochi giorni non più sotto esame presso la Commissione Europea per la verifica di compatibilità con la normativa europea in materia di aiuti di Stato. La Commissione Europea ha infatti recentemente comunicato la definitiva approvazione del meccanismo, condizionatamente all'implementazione di diverse modifiche del suo disegno, tenendo probabilmente conto anche delle mutate condizioni di adeguatezza in Francia, segnalate anche dalle ultime analisi di ENTSO-E. REF-E stima in circa 15 TWh la riduzione dell'import netto dall'estero e quindi l'aumento di domanda contendibile per il termoelettrico in caso di una prolungata indisponibilità dell'export francese.

GLI IMPATTI DI BREVE TERMINE DELLE INDISPONIBILITÀ DEL NUCLEARE

INATTESI PROBLEMI DI QUALITÀ NEL PARCO NUCLEARE FRANCESE

Con 19 centrali e 58 reattori, il parco nucleare francese contribuisce con circa 63 GW di capacità installata al *mix* nazionale di generazione elettrica. Per grande parte di essi la messa in servizio è avvenuta fra gli anni '80 e gli anni '90 e più obsoleto¹ diventa il parco nucleare, maggiore sarà la necessità di manutenzione ordinaria per garantire la sicurezza di esercizio delle centrali che inevitabilmente impatterà sulla disponibilità per il sistema elettrico.

Alla base della recente ondata di indisponibilità straordinaria da fine settembre 2016, però, si manifestano ben altri motivi. Il tutto è iniziato nel 2014 quando controlli presso il progetto innovativo Flamanville 3², tuttora ancora in costruzione in Francia, hanno rilevato aree eterogenee di eccessivi livelli di carbonio in alcuni elementi critici

¹ A oggi circa 41 GW della capacità nucleare ha più di 30 anni di vita utile, di cui poco più di 5 GW sono ormai prossimi ai 40 anni.

² Maggiori dettagli possono essere consultati sul sito dell'Agenzia della sicurezza nucleare (ASN) francese: <http://www.french-nuclear-safety.fr/Inspections/Supervision-of-the-epr-reactor/Anomaly-affecting-the-Flamanville-EPR-reactor-vessel>

ARTICOLI CORRELATI

- [Il meccanismo di capacità francese sotto la lente europea](#) (Newsletter 196)
- [Capacity market al via in Italia e Francia](#) (Newsletter 186)
- [Aiuti di Stato per energia e ambiente: più mercato](#) (Newsletter 177)

TAG

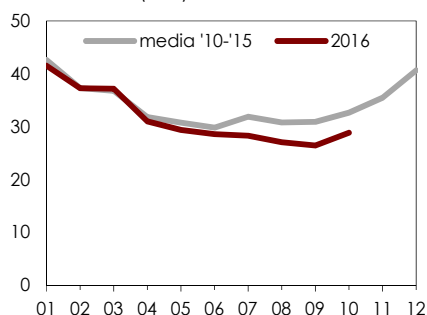
electricity, capacity market

TABELLA 1. CAPACITÀ NUCLEARE SOTTO VERIFICA PER ANOMALO CONTENUTO DI CARBONIO (MW)

Reattore nucleare	Stato (21-nov-2016)	Pmax
Blayais-1	in funzione	910
Bugey-4	fermo	880
Chinon-B1	in funzione	905
Chinon-B2	in funzione	905
Civaux-1	da fermare	1 495
Civaux-2	fermo	1 495
Dampierre-2	in funzione	890
Dampierre-3	fermo	890
Dampierre-4	in funzione	890
Fessenheim-1	da fermare	880
Gravelines-2	fermo	910
Gravelines-4	fermo	910
St. Laurent-des-Eaux B1	da fermare	915
St. Laurent-des-Eaux B2	fermo	915
Tricastin-1	fermo	915
Tricastin-2	da fermare	915
Tricastin-3	fermo	915
Tricastin-4	da fermare	915
TOTALE		17 450

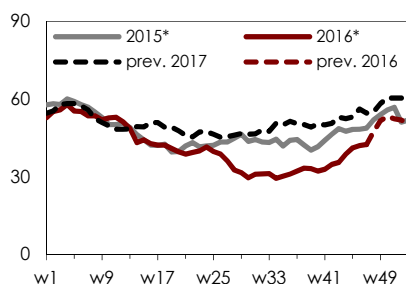
Fonte: ASN, RTE

FIGURA 1. FRANCIA: PRODUZIONE MENSILE DEL NUCLEARE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati RTE

FIGURA 2. FRANCIA: DISPONIBILITÀ DI POTENZA NUCLEARE (GW)



*Stime su dati storici di produzione oraria

Fonte: stime REF-E su dati RTE del 20/11/16

(i gusci che contengono il reattore) del nuovo reattore, prodotti o forniti per EDF da AREVA SA³. La presenza del carbonio in alte concentrazioni rende gli elementi in acciaio molto fragili e soggetti a improvvise fratture e spaccature in condizioni di alte pressioni che può compromettere il sicuro funzionamento dell'impianto. Le verifiche successive hanno indicato la presenza di ulteriori numerose anomalie presso Flamanville 3 e hanno condotto le ricerche alla fucina di *Le Creusot* dove sono state prodotte molte delle parti che manifestano anomalie. I risultati di ulteriori indagini hanno suggerito problematiche di più ampia portata, coinvolgendo anche la fucina *Japan Casting & Forging Corp.* (JCFC) che fa parte della *supply chain* di AREVA SA. Dai vari controlli effettuati fin ora emergono due tematiche principali, fonte di preoccupazione per la sicurezza nucleare e con impatto diretto sulla disponibilità del parco francese esistente.

In primo luogo, sono stati registrati alcuni casi di contraffazione, frode ed elementi declassati che riguardano componenti della catena di produzione nucleare⁴ e che mettono in dubbio la credibilità delle garanzie di qualità date da AREVA SA.

In secondo luogo, i sospetti di anomalo contenuto di carbonio in alcuni componenti e di compromessa sicurezza di funzionamento, si sono estesi anche ai reattori esistenti in Francia e alla fine del 2015 l'ASN ha richiesto l'implementazione di *test* specifici su 18 reattori segnati a rischio (**Tabella 1**) per eliminare i dubbi sulla potenziale probabilità di malfunzionamento.

In risposta all'agenzia, EDF, l'operatore del parco nucleare in Francia, ha pianificato i controlli domandati durante le ordinarie fermate di manutenzione programmate per il 2016.

Dall'inizio del 2016 a oggi 13 di questi reattori sono entrati in manutenzione e Blayais-1, Chinon-B1, Chinon-B2, Dampierre-2, Dampierre-4 e St. Laurent-des-Eaux B1 hanno avuto il via libera dall'ASN per riprendere l'operazione a pieno regime, superando con successo le verifiche richieste. Gli altri 7 reattori sono tuttora in stato di fermo, oltre il termine previsto con i controlli in corso. Ed è proprio la loro indisponibilità estesa, sommata alle ordinarie manutenzioni programmate per il resto del parco, che ha scatenato le dinamiche turbolenti sul mercato europeo, causando una scarsità accentuata di generazione nucleare in Francia e riducendo l'*output* nucleare ai minimi storici per gli ultimi 6 anni (circa 26 TWh) (**Figura 1**). Inoltre, preoccupata per la gravità della situazione, l'ASN francese ha imposto una scadenza imminente per i controlli dei 5 reattori rimanenti, richiedendo a EDF di effettuare i *test* entro gennaio 2017.

La chiusura di altri 3 reattori (Paluel 2, Bugey 5 e Graveline 5) in tutto il periodo invernale 2016/2017, per motivi diversi da quelli indicati, andrebbe a prolungare l'indisponibilità eccezionale fino al primo trimestre 2017 (**Figura 2**).

RTE CONFERMA IL RUOLO FONDAMENTALE DELLA DISPONIBILITÀ NUCLEARE NEL BREVE TERMINE

Con l'ultimo aggiornamento del rapporto su *L'équilibre offre-demand d'électricité pour l'hiver 2016-2017* il TSO francese ha confermato le condizioni più delicate rispetto agli anni precedenti dell'approvvigionamento nazionale, definite sia dalla disponibilità del parco di generazione storicamente bassa, sia dalla forte dipendenza del consumo francese dalle variazioni delle temperature.

Rispetto alla potenza storicamente disponibile del parco francese nel mese di dicembre (92-100 GW), per dicembre 2016 RTE dichiara circa 11 GW di capacità disponibile in meno, principalmente a causa del fermo del nucleare (-10 GW), ma anche di altre tecnologie fossili (-1.7 GW) e altre fonti (-0.7 GW). La crescita del parco eolico e solare compensano soltanto in minima parte (+0.6 GW) il *gap* apertosi per il fuori servizio straordinario degli impianti nucleari. Nonostante ciò, le importazioni e gli strumenti di efficienza energetica a disposizione del gestore di sistema dovrebbero annullare il rischio di interruzione delle forniture e garantire la sicurezza nell'esercizio del sistema in condizioni meteorologiche in linea con le medie stagionali poiché:

³ AREVA SA è la società francese, proprietà dello Stato, specializzata in ingegneria nucleare e uno dei *leader* mondiali nella produzione e la fornitura di reattori nucleari.

⁴ Si veda Nota 2.

- dopo l'entrata in esercizio del nuovo collegamento *Baxias - Santa Llogaia* di 2 GW nelle due direzioni con il mercato spagnolo nell'ottobre 2015, il sistema elettrico francese può contare su circa 12 GW complessivi di capacità estera⁵
- con il *demand-side management* RTE dispone di circa 3 GW di capacità, prevalentemente siti industriali, che potrebbero ridurre o differire nel tempo il proprio consumo (a fronte di una domanda di punta per dicembre 2016 attesa leggermente al di sotto di 85 GW).

In caso di improvviso e prolungato calo delle temperature, che potrebbe portare a picchi eccezionali del consumo domestico⁶ in Francia, RTE sta provvedendo all'implementazione di misure eccezionali per preservare l'approvvigionamento di energia elettrica nelle ore critiche⁷. In primo luogo, l'interrompibilità di 21 siti energivori potrebbe assicurare la riduzione della richiesta elettrica di 1.5 GW. Inoltre, RTE può applicare una riduzione del 5% sulla tensione abbassando il consumo di energia elettrica di 4 GW senza compromettere la continuità del servizio di trasmissione. Il distacco di carico rimane la risorsa di ultima istanza in casi estremi di forti sbilanciamenti domanda-offerta.

RTE cercherà di coinvolgere anche il consumo finale nel contribuire alla sicurezza elettrica e nel minimizzare il rischio di interruzioni nei casi di temperature molto basse o indisponibilità eccezionale della generazione nazionale, stimolando la riduzione dei consumi finali. Dal 5 dicembre 2016 parte l'iniziativa di RTE rivolta ai cittadini, che verranno avvertiti e incoraggiati ad abbassare il loro consumo nelle ore critiche tramite semplici azioni: abbassare la temperatura dei locali prima di uscire, accensione dei lavatrici nelle ore di basso carico, utilizzo delle luci soltanto nei locali utilizzati, etc.

QUALI LE CONSEGUENZE PER IL MERCATO ELETTRICO EUROPEO?

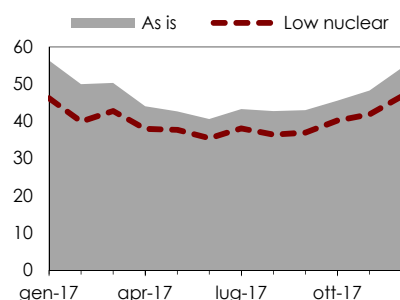
Le riduzione straordinaria della disponibilità nucleare dovrebbe terminare con il rientro in esercizio entro il primo trimestre 2017 degli impianti interessati. Esiste, tuttavia, il rischio di un ulteriore prolungamento della durata delle condizioni critiche nel parco francese.

Per esaminare il possibile impatto di una riduzione strutturale di ridotta disponibilità di energia nucleare sugli esiti dei mercati europei, REF-E ha condotto un'analisi "*what if*" con il modello Elfo++ Europe⁸, simulando e confrontando due scenari elettrici al 2017, alternativi per l'Europa continentale e in particolare:

- **un caso "As is"** che riflette lo scenario di riferimento per il 2017 e comprende tassi di disponibilità e produzioni degli impianti nucleari europei in linea con le medie storiche
- **un caso "Low nuclear"** in cui si ipotizza l'indisponibilità per l'intero anno 2017 dei 12 impianti nucleari francesi con potenziali problemi di qualità, dovuti all'eccessivo contenuto di carbonio, e verifiche non ancora completate (in attuale stato di fermo o da fermare, circa 12 GW). A tale indisponibilità si somma la manutenzione del reattore *Leibstadt* (1200 MW) in Svizzera nei primi due mesi del 2017, e la riprogrammazione del *refueling* del parco nucleare tedesco per il primo trimestre 2017 (**Figura 3**). Si ipotizza che la ridotta disponibilità nel 2017 sia circa 481 TWh di produzione, 80 TWh in meno rispetto allo scenario di riferimento.

Ai fini delle analisi, le simulazioni deterministiche ipotizzano una competizione perfetta fra gli operatori di mercato per isolare l'impatto del solo *driver* strutturale rappresentato dalla ridotta quota nucleare, a parità di altre condizioni. L'ordine di merito dell'offerta è costruito sulla base dei costi marginali di generazione.

FIGURA 3. PRODUZIONE EUROPEA DI ENERGIA NUCLEARE 2017 (TWh)



Fonte: REF-E - scenario Elfo++ Europe

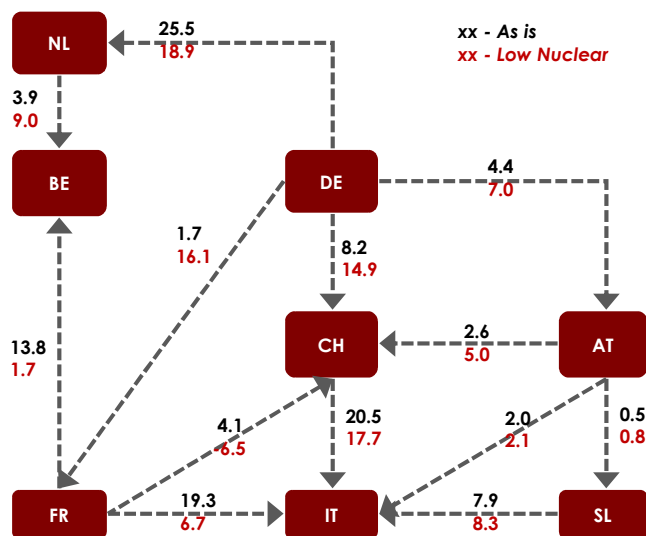
⁵ A condizione che tale generazione sia disponibile.

⁶ La domanda francese è particolarmente sensibile alle variazioni delle temperature: le stime di RTE indicano che per ogni °C in meno il consumo nazionale aumenta di 2.4 GW.

⁷ Le ore 8-13 e 18-20 dei giorni lavorativi.

⁸ Elfo++ Europe è il modello deterministico di REF-E dedicato alla simulazione del *market coupling* europeo. Attualmente rappresenta quasi la totalità dei mercati elettrici europei e comprende una dettagliata descrizione delle zone europee che più influenzano il mercato italiano: *Continental Central South Europe* più Belgio e Olanda. Gli Stati confinanti sono descritti attraverso i loro scambi con la zona di riferimento. Per maggiori informazioni sul modello si rinvia al sito web dedicato: <http://www.ref-e.com/it/what-we-offer/what-we-offer/elfo-electricity-forecasting#Europe>.

FIGURA 4. FLUSSI FISICI CROSS-BORDER 2017 (TWh) flussi netti



Fonte: simulazioni Elfo++ Europe

L'IMPORT DALLA FRANCIA VERSO L'ITALIA SI RIDUCE DI QUASI TRE VOLTE

Con circa 12 GW di nucleare fuori servizio per tutto il 2017, l'export francese si riduce di circa 50 TWh sui confini con Belgio, Germania, Svizzera e Italia rispetto allo scenario di riferimento (**Figura 4**)⁹.

Si mantengono le direzioni originali dei flussi netti su tutte le frontiere modellate tranne sulla frontiera svizzera, dove si registra un'inversione del flusso.

La variazione maggiore si registra fra Francia e Germania (+14.5 TWh circa verso la Francia), a causa dell'elevato *surplus* di energia meno costosa (rinnovabili e lignite) nel *mix* elettrico tedesco.

Per l'Italia l'effetto netto del basso nucleare si traduce in un aumento della domanda contendibile di circa 15 TWh già nel 2017, interamente attribuibile alla contrazione dell'import netto dalla Francia, compensato soltanto parzialmente da un aumento sul confine sloveno.

I PROBLEMI DI ADEGUATEZZA NELLE ULTIME ANALISI DI ENTSO-E

NESSUN PROBLEMA DI ADEGUATEZZA DALLE STIME DEL 2014

Nell'ambito della prima valutazione del meccanismo di *capacity obligation* francese rispetto alla normativa europea in materia di aiuti di stato, la Commissione Europea aveva messo in dubbio la possibilità di futuri problemi di adeguatezza in Francia e dunque la necessità di avviare fin dal 2017 il meccanismo stesso. La Commissione Europea aveva sottolineato, in particolare, l'incoerenza tra le analisi di adeguatezza di RTE e quelle contenute nello *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E da cui emergeva la sostanziale adeguatezza del sistema francese non soltanto al 2016, ma anche al 2020, anche se con margini ridotti a causa della forte elasticità del carico di punta francese alle temperature. Nel *Generation Adequacy Report 2014* di RTE veniva evidenziato invece il rischio di problemi di adeguatezza per il sistema francese già dall'inverno 2015-2016. Solo al 2025 le importazioni dall'estero erano indicate da ENTSO-E come necessarie al sistema francese ai fini dell'adeguatezza. Alla luce delle analisi di ENTSO-E, la Commissione Europea, aveva così segnalato come un maggiore periodo di aggiustamento avrebbe potuto essere sufficiente per la formazione sul mercato dell'energia francese di segnali di prezzo tali da incentivare gli investimenti in capacità necessari ai fini dell'adeguatezza, in luogo dell'immediato avvio del meccanismo di *capacity obligation*.

NUOVI SCENARI ENTSO-E IN LINEA CON QUELLI 2015 DI RTE

Nel recente *Mid-Term Adequacy Forecast 2016* di ENTSO-E la Francia è tra i pochi paesi europei per i quali sono attesi problemi di adeguatezza sia al 2020, sia al 2025. Per questo paese, le analisi di adeguatezza di ENTSO-E incorporano in particolare un livello di domanda/consumo di circa 484 TWh al 2020 in linea con lo scenario base del *Generation Adequacy Report 2015* di RTE e di circa 487 TWh al 2025 ipotizzando una prosecuzione della medesima traiettoria al 2020, considerato che l'orizzonte massimo delle valutazioni di adeguatezza di RTE è quinquennale. Con riferimento alla capacità di generazione netta attesa, sempre in linea con il *Generation Adequacy Report 2015* di RTE, ENTSO-E assume ottimisticamente come disponibili tutti gli impianti francesi indicati come in conservazione da RTE. In particolare, al 2020 la capacità nucleare è prevista sostanzialmente stabile per via dell'entrata in esercizio a fine 2018 dell'impianto di Flamanville da 1650 MW, a fronte della chiusura dell'impianto di Fessenheim da 1800 MW. Al 2025 ENTSO-E assume invece la dismissione di circa 10 GW di capacità nucleare francese, coerentemente con la traiettoria dello scenario di più lungo termine incluso nel *Generation Adequacy Report 2014* di RTE.

⁹ Gli scambi Francia-Spagna e Francia-Regno Unito rimangono invariati nei due casi esaminati.

DALLE STIME DEL 2015 EMERGONO PROBLEMI DI ADEGUATEZZA GIÀ AL 2020

Coerentemente con queste assunzioni, ENTSO-E stima al 2020 un livello medio di *Lost of Load Expectation* (LOLE) di circa 2.6 ore e un livello medio di *Energy Not Supplied* (ENS) di circa 3.4 GWh in caso di adeguatezza *day-ahead* senza contributo delle riserve operative. In caso di adeguatezza nel tempo reale (ovvero di adeguatezza *day-ahead* con contributo delle riserve operative) la stima del livello medio di LOLE si riduce a circa 0.8 ore, mentre il livello medio di ENS si riduce a circa 1.1 GWh. In caso di adeguatezza nel tempo reale, ma con interruzione forzata delle interconnessioni *High Voltage Direct Current* (HVDC), il livello medio di LOLE e il livello medio di ENS sono infine stimati pari rispettivamente a circa 0.8 ore e circa 1.2 GWh. Al 2020 la stima del LOLE per la Francia riportata da ENTSO-E risulta dunque significativa e, nel caso di adeguatezza *day-ahead* senza contributo delle riserve operative, appena inferiore rispetto all'obiettivo esplicito francese di adeguatezza rappresentato da un LOLE di 3 ore. Questi risultati sono peraltro legati all'ipotesi di avvio fin dal 2017 del meccanismo francese di *capacity obligation*. Per il 2025 il *Mid-Term Adequacy Forecast 2016* di ENTSO-E riporta invece per la Francia, in caso di adeguatezza *day-ahead* senza contributo delle riserve operative, una stima del livello medio di ENS compreso tra 60.8 GWh e 150.4 GWh a seconda delle scelte modellistiche effettuate, e in particolare a seconda che nelle simulazioni venga ottimizzato il profilo di produzione delle unità idroelettriche ipotizzando, o meno, una conoscenza perfetta delle interruzioni forzate delle unità termoelettriche. ENTSO-E nota in ogni caso che i risultati al 2025 dipendono principalmente dall'ipotesi di dismissione di circa 10 GW di capacità nucleare francese.

L'AFFINAMENTO DEL MECCANISMO DI CAPACITY OBLIGATION

UNA CONDIZIONE PER OTTENERE IL VIA LIBERA EUROPEO

Considerate le problematiche di adeguatezza della generazione francese sia di breve, sia di medio-lungo termine, più che mai tempestiva potrebbe rivelarsi la recente approvazione da parte della Commissione Europea del meccanismo francese di *capacity obligation*, che potrà quindi essere avviato come da programmi già dal 2017. Diverse sono però le modifiche delle iniziali regole di funzionamento (*Newsletter 186*) proposte da RTE al fine di ottenere il via libera all'implementazione dato che la Commissione Europea aveva rilevato in prima battuta diversi elementi di incompatibilità con la normativa europea in materia di aiuti di Stato (*Newsletter 177 e 196*). Gran parte di queste modifiche sono di fatto finalizzate a evitare eventuali manipolazioni del mercato dei certificati di capacità, data la posizione ampiamente dominante di EDF sia nel settore della generazione, sia nel mercato *retail*.

INTRODUZIONE DI UN INTERVALLO DI CAPACITÀ CERTIFICATA

RTE ha innanzitutto proposto un aggiornamento sia delle procedure di certificazione della capacità, sia di quelle di definizione degli obblighi di capacità al fine di evitare i possibili rischi di distorsione dei segnali di prezzo del valore della capacità evidenziati dalla Commissione Europea. Questo aggiornamento dovrebbe consentire di fatto a RTE un maggiore controllo sulla certificazione della capacità, così come sulla sua effettiva disponibilità, garantendo comunque un certo livello di flessibilità ai gestori di capacità (produttori e *demand-response*). In particolare, RTE ha proposto l'introduzione di un intervallo di certificazione, da applicarsi fino all'inizio del periodo di *delivery* e calcolato come percentuale (specifica per tecnologia) della capacità certificata, ai fini della definizione del livello accettabile di capacità disponibile, rispetto alla capacità certificata. I gestori di capacità dovranno così notificare e chiedere un'esenzione a RTE e al regolatore nel caso in cui la loro capacità disponibile dovesse portarsi al di là dei limiti, superiore e inferiore, di questo intervallo.

RIBILANCIAMENTO DI CAPACITÀ GRATUITO FINO A 1 GW

In secondo luogo, RTE ha proposto l'introduzione di una soglia pari a 1 GW calcolata a livello di *capacity portfolio manager* al di sopra della quale il ribilanciamento¹⁰ della capacità certificata non potrà più essere effettuata gratuitamente, a meno di eventi imprevisti. La Commissione Europea teme infatti che i gestori di capacità possano, attraverso azioni di ribilanciamento interamente gratuite, inviare segnali scorretti e distorti circa l'effettivo livello di capacità disponibile e in particolare trattenere capacità fino a poco prima del periodo di *delivery*, con la conseguenza di prezzi della capacità artificialmente elevati per i soggetti (ovvero i fornitori) sui cui ricade l'obbligo di capacità.

MAGGIORE PENALIZZAZIONE DEGLI SBILANCIAMENTI DI CAPACITÀ NEGATIVI

RTE ha proposto anche una revisione delle regole di *settlement* degli eventuali sbilanciamenti di capacità (ovvero delle differenze tra capacità certificata ex ante e capacità disponibile ex post durante il periodo di *delivery*). In particolare, entro la soglia di 1 GW di sbilanciamento di capacità verrebbero confermate le regole di *settlement* inizialmente proposte che prevedono di fatto prezzi simmetrici per gli sbilanciamenti di capacità positivi e negativi. Oltre la soglia di 1 GW di sbilanciamento di capacità il *settlement* verrebbe effettuato invece con prezzi asimmetrici, più elevati per gli sbilanciamenti di capacità negativi rispetto a quelli positivi e con un *cap* per il *settlement* degli sbilanciamenti di capacità positivi superiori a 1 GW. Anche alla base di questa revisione vi è il timore della Commissione Europea che regole di *settlement* degli sbilanciamenti di capacità con prezzi simmetrici possano favorire eventuali trattenimenti di capacità e successive sovra-remunerazioni nel momento in cui la capacità viene resa di fatto disponibile attraverso lo sbilanciamento.

PIÙ TRASPARENZA SUGLI SCAMBI OTC DEI CERTIFICATI DI CAPACITÀ

Sempre per evitare possibili manipolazioni dello scambio di certificati di capacità, accogliendo le indicazioni della Commissione Europea in tema di rafforzamento del ruolo del mercato organizzato rispetto a quello *over-the-counter* (OTC) come luogo principale di scambio dei certificati di capacità, RTE ha proposto per il breve periodo la pubblicazione di tutte le informazioni disaggregate sulle transazioni OTC (ad esempio, prezzi e volumi, ma non i nomi degli operatori) e un più attento monitoraggio degli scambi di certificati interni alle società integrate. Per il lungo periodo, RTE ha inoltre proposto di incrementare il numero di aste per lo scambio dei certificati di capacità prima del periodo di *delivery*. Nell'ambito di queste aste ai fornitori su cui ricade l'obbligo di capacità verrebbe lasciata assoluta libertà in termini di certificati da acquistare, mentre ai gestori di capacità sarebbero imposti specifici vincoli in termini di volumi di certificati da offrire in vendita. In alternativa, RTE propone per il lungo periodo di incentivare o addirittura imporre la partecipazione sia dei fornitori su cui ricade l'obbligo di capacità, sia dei gestori di capacità alle aste che si svolgono nel periodo immediatamente precedente il periodo di *delivery*.

UNA PARTECIPAZIONE ESPlicita DELLE RISORSE ESTERE

Diversamente dagli orientamenti iniziali delle autorità francesi e di RTE, il meccanismo di *capacity obligation* francese sarà già dal prossimo anno aperto alla partecipazione esplicita delle risorse estere, condizionatamente tuttavia alla capacità di interconnessione attesa nelle ore di picco di domanda stimata da RTE pari a circa 7 GW

DURATA DEI CERTIFICATI PIÙ LUNGA PER LA NUOVA CAPACITÀ

L'ultima modifica rispetto al disegno originario è infine la possibilità per la nuova capacità di ottenere certificati di durata più lunga (7 anni) rispetto a quella standard di 1 anno, se viene dimostrata maggiore competitività rispetto alla capacità esistente, in modo tale da incentivare sufficientemente l'entrata di nuovi operatori nel settore della generazione o della *demand-response*.

¹⁰ Ovvero l'adeguamento del livello di capacità certificata prima o durante il periodo di *delivery* nel caso di nuove e più precise informazioni sulla effettiva disponibilità di capacità durante il periodo di *delivery*.