

Autorità indipendenti di regolazione dei mercati e tutela giurisdizionale amministrativa

Tavola rotonda

Quali prospettive per le Autorità indipendenti?

15 febbraio 2019<sup>1</sup>

\*\*\* \*\*

### **Il caso del *capacity market*: riflessioni sulla politica comunitaria rispetto al modello di mercato italiano**

La sentenza del Tribunale dell'Unione europea (Terza Sezione) 15 novembre 2018 (causa T-793/14), Tempus Energy Ltd c./ Commissione europea fornisce alcuni spunti di riflessione sulla politica comunitaria in materia di aiuto di Stato, anche e soprattutto dal punto di vista procedurale, con specifico riguardo al caso del *capacity market* italiano, ovvero il meccanismo di approvvigionamento di energia elettrica a lungo termine.

In data 7 febbraio 2018, la Commissione europea<sup>2</sup> ha approvato i meccanismi di regolazione della capacità produttiva di energia elettrica di sei Stati membri: quello di Belgio e Germania basato sulle riserve strategiche<sup>3</sup>; quello di Francia e Germania, che interviene specificamente sulla gestione della domanda<sup>4</sup>; e quello dell'Italia<sup>5</sup> e della Polonia, che ha per oggetto l'intero mercato.

---

<sup>1</sup> Il presente lavoro è espressione di riflessioni personali dell'autrice e non vincola in nessun modo l'Amministrazione di appartenenza.

<sup>2</sup> Il comunicato stampa della Commissione europea è consultabile a tale indirizzo: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-18-682\\_it.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_it.htm). Quasi contemporaneamente alle procedure informali e formali di compatibilità degli aiuti di Stato, la Commissione ha avviato un'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione di capacità, conclusa nel 2016, con la "Relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità" COM(2016) 712 final. La versione pubblica è consultabile all'indirizzo: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/IT/COM-2016-752-F1-IT-MAIN.PDF>

<sup>3</sup> Le riserve strategiche sono tra le forme più comuni di meccanismo di capacità; le riserve strategiche sono costituite da centrali elettriche e altre capacità che non partecipano al mercato all'ingrosso, ma che vengono tenute da parte e utilizzate dal gestore di rete nelle situazioni di emergenza. Tale meccanismo tende a privilegiare le capacità esistenti rispetto alle nuove.

<sup>4</sup> I meccanismi che riguardano la gestione della domanda riconoscono delle compensazioni finanziarie ai consumatori per la riduzione del loro consumo nelle ore in cui vi è maggiore scarsità di energia elettrica.

<sup>5</sup> Per la decisione sul mercato della capacità italiano, cfr. la decisione della Commissione C(2018) 617 del 7.2.2018 nel procedimento SA.42011 (2017/N).

Il meccanismo di capacità produttiva del Regno Unito è stato il primo dichiarato compatibile dalla Commissione<sup>6</sup> ed è stato l'oggetto dell'annullamento della richiamata sentenza del Tribunale dell'Unione Europea del 15 novembre 2018 (di seguito anche sentenza Tempus).

La sentenza del Tribunale comunitario ha annullato la decisione in ragione del fatto che una serie di indizi obiettivi e concordanti vertenti, da un lato, sulla durata e sulle circostanze della fase di pre-notifica e, dall'altro, sul contenuto incompleto e insufficiente della decisione impugnata a causa della mancanza di un'opportuna istruttoria da parte della Commissione, in fase di esame preliminare, di alcuni aspetti del mercato della capacità, dimostrano che quest'ultima ha assunto la decisione malgrado l'esistenza di dubbi (punto 267). Come è stato evidenziato, la fase di pre-notifica, la quale comprende i contatti preliminari alla notifica che intervengono tra la Commissione e lo Stato membro, è stata notevolmente più lunga del periodo di due mesi previsto, in via generale, dal codice delle migliori pratiche ed è durato circa 18 mesi (punti 90-107 della sentenza Tempus). Per contro, l'indagine preliminare in seguito alla notifica della misura è durata solo un mese (punto 84 della sentenza Tempus), durante il quale non risulta che la Commissione abbia svolto un'indagine peculiare sul ruolo della gestione della domanda all'interno del mercato della capacità, aspetto che, secondo la sentenza, avrebbe dovuto indurre la Commissione a nutrire dubbi sulla compatibilità dell'aiuto, in esito all'esame preliminare della misura notificata (punto 108). Pertanto, *“Di conseguenza, per quanto attiene alla durata delle discussioni tra lo Stato membro e la Commissione e alle circostanze che hanno accompagnato l'adozione della decisione impugnata, risulta da tutto quanto precede che la misura notificata è significativa, complessa e nuova, e che essa ha dato luogo ad una lunga fase di pre-notifica, in occasione della quale la Commissione ha posto numerosi quesiti al Regno Unito al fine di ottenere chiarimenti importanti, in particolare per quanto riguarda la valutazione della suddetta misura in base alla disciplina. Se ne desume altresì che tale misura era contestata sotto tre aspetti dai vari operatori che dovevano beneficiarne.*

---

<sup>6</sup> Per la decisione sul mercato della capacità britannico cfr. la decisione della Commissione C(2014) 5083 final del 23.7.2014 nel procedimento SA.35980 (2014/N-2).

112 *Del pari, non emerge dal fascicolo che, in una situazione del genere, la Commissione abbia effettuato, nel corso dell'esame preliminare, un'istruttoria particolare riguardante le informazioni trasmesse dal Regno Unito per quanto riguarda il ruolo della gestione della domanda all'interno del mercato delle capacità.*"(punti 110-111).

La sentenza in commento reca una severa critica alla prassi seguita dalla Commissione per i meccanismi di *capacity market*, proprio a partire dal caso britannico, di procedere ad un lungo *iter* di contatti informali con lo Stato membro, nel corso del quale sono discussi gli aspetti più critici della misura, anche concordandone modifiche, per poi procedere ad un rapido esame in sede di notifica dell'aiuto, giudicandolo compatibile.

Anche lo Stato italiano, al pari di altri Stati membri, ha seguito la stessa prassi; al termine di contatti informali con la Commissione europea in fase di pre-notifica, in data 24 agosto 2017, ha notificato come aiuto di Stato il proprio meccanismo di mercato della capacità.

Eppure, se è lecito mettere in discussione la prassi seguita dalla Commissione in tali casi, come è stato fatto dalla sentenza *Tempus*, è altrettanto lecito allora indagare se la misura del *capacity market* italiano integrasse tutti i presupposti per potere configurare un aiuto di Stato e se, quindi, fosse davvero necessario – non si discute dell'*opportunità* – procedere alla notifica della misura per l'approvazione della Commissione.

La notifica di una misura, infatti, presuppone che lo Stato membro non sollevi alcuna obiezione in merito alla qualificazione della stessa come aiuto di Stato ai sensi dell'art. 107, paragrafo 1, del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea.<sup>7</sup>

Secondo una costante giurisprudenza della Corte di giustizia<sup>8</sup>, la qualifica di una misura nazionale come aiuto di Stato richiede che siano soddisfatte tutte le condizioni previste da tale disposizione e così individuate: deve trattarsi di un intervento imputabile allo Stato o finanziato mediante risorse Statali; deve concedere un vantaggio selettivo al suo

---

<sup>7</sup> L'articolo 107, paragrafo 1 del TFUE, dispone: "Salvo deroghe contemplate dai trattati, sono incompatibili con il mercato comune, nella misura in cui incidano sugli scambi tra Stati membri, gli aiuti concessi dagli Stati, ovvero mediante risorse statali, sotto qualsiasi forma che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza".

<sup>8</sup> Tra le tante, si veda Sentenza 17 luglio 2008, C-206/06, *Essent Netwerk Noord BV*, ECLI:EU:C:2008:413.

beneficiario; tale intervento deve poter incidere sugli scambi tra Stati membri; infine deve falsare o minacciare di falsare la concorrenza.

Il mercato italiano della capacità parrebbe non integrare almeno due dei quattro summenzionati requisiti: quello del vantaggio economico selettivo e quello della distorsione della concorrenza e dei mercati comunitari.

A questo punto, occorre procedere ad una breve descrizione della struttura, funzione e qualificazione giuridica del mercato italiano della capacità.

Il meccanismo per la remunerazione della capacità produttiva italiano è un meccanismo di mercato, tecnologicamente neutrale, aperto alla domanda, alla capacità produttiva, esistente e nuova, nazionale ed estera.

Nella sua struttura essenziale, definita dal regolatore italiano con la deliberazione ARG/elt 98/11<sup>9</sup>, il mercato della capacità a termine ha la funzione di assicurare al gestore della rete, Terna S.p.a., per il lungo termine, la disponibilità della capacità produttiva esistente e di nuova realizzazione.

Attraverso procedure concorsuali, il gestore della rete seleziona i contraenti, che hanno scelto di parteciparvi, per la stipulazione di contratti di approvvigionamento standard.

Per ovviare all'informazione incompleta e distribuita in modo asimmetrico tra gli operatori sulle scelte di investimento e orientare in maniera adeguata e ottimale lo sviluppo del parco produttivo<sup>10</sup>, il regolatore ha introdotto procedure concorsuali a partecipazione volontaria per l'acquisto di opzioni su capacità produttiva reale.

Attraverso tali procedure, si ristabilisce la simmetria informativa per quanto riguarda la domanda e l'offerta di capacità produttiva a lungo termine, in quanto il gestore deve

---

<sup>9</sup>La struttura essenziale del mercato è stata definita dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) con la delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (il cui testo è qui consultabile: <https://www.arera.it/it/docs/11/098-11arg.htm>), successivamente modificata, da ultimo, con la delibera 11 aprile 2018, 261/2018/R/eel (il cui testo è qui pubblicato: <https://www.arera.it/it/docs/18/261-18.htm>).

<sup>10</sup> Il presupposto, che ha reso necessario l'intervento del regolatore, è da rinvenirsi nella scarsità della capacità produttiva esistente e, quindi, nell'inadeguatezza strutturale del sistema a soddisfare la domanda, più la riserva di potenza, anche nelle situazioni critiche, derivante, principalmente, dall'inefficiente coordinamento delle scelte di investimento degli operatori in capacità di generazione e delle scelte di investimento di del gestore della rete elettrica in materia di capacità di trasporto. Questo deficit è attribuibile principalmente ad un fallimento del mercato elettrico, che non è stato in grado di realizzare quella asimmetria informativa tra tutti i partecipanti, attraverso gli opportuni segnali di prezzo, necessaria a orientare correttamente le scelte di investimento. In pratica, i difetti informativi del mercato hanno determinato un andamento ciclico degli investimenti, per cui i segnali di scarsità o di eccesso di offerta sono espressi con ritardo dal mercato rispetto all'evoluzione del parco elettrico, determinando una corrispondente alternanza di eccesso o scarsità di capacità di generazione non ottimale rispetto alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico.

effettuare e pubblicare in anticipo gli obiettivi di adeguatezza della capacità produttiva (art. 5 della deliberazione ARG/elt 98/11), in base ai quali definire le procedure di approvvigionamento della disponibilità produttiva.

La selezione tramite procedure concorsuali, secondo il criterio del merito economico, ai sensi dell'articolo 1, comma 2 del d.lgs. n. 379/03, garantisce il rispetto dei principi concorrenziali, in quanto:

- come noto, in presenza di perfetta informazione tra i partecipanti, l'esito delle procedure concorsuali sarebbe quello del mercato;
- è accessibile non solo ai produttori titolari di capacità produttiva esistente, ma anche a quelli titolari di capacità produttiva di nuova realizzazione.

All'esito delle procedure concorsuali, i soggetti selezionati stipulano con Terna dei contratti di approvvigionamento standard che prevedono i seguenti diritti e obblighi per i sottoscrittori<sup>11</sup>:

- l'obbligo di offrire la capacità oggetto del contratto sul mercato del giorno prima per ogni ora del periodo di consegna e nella zona eletta a luogo di consegna, nonché l'obbligo ad offrire sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) la capacità impegnata non accettata sul mercato del giorno prima (MGP);
- il diritto a ricevere da Terna un premio fisso annuo calcolato ai sensi dell'art. 10 della deliberazione ARG/elt 98/11;
- l'obbligo a restituire la differenza – se positiva - tra il prezzo di riferimento (definito dal prezzo su MGP o realizzatosi sull'MSD per i cd altri servizi) e il

---

<sup>11</sup>Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica si suddivide in due sottomercati che si succedono temporalmente: il mercato del giorno prima e il mercato infragiornaliero.

Nel mercato del giorno prima (MGP), che si svolge nelle prime ore della mattina precedente l'effettiva erogazione dell'energia, ciascun operatore ammesso al mercato può proporre le proprie offerte di vendita e di acquisto dell'energia per ciascuna ora del giorno successivo a quello di negoziazione.

Al termine della contrattazione, sempre nella mattina che precede il giorno di effettiva erogazione, si svolge il mercato infragiornaliero (MI) che è la sede delle negoziazioni delle offerte di acquisto e vendita per l'aggiustamento dei programmi di prelievo e immissioni risultanti dopo la chiusura del MGP.

Successivamente alla chiusura del mercato elettrico, si apre il mercato dei servizi del dispacciamento (MSD), che si svolge in tempo reale e nel quale i produttori abilitati offrono a Terna la propria disponibilità a variare le immissioni o i prelievi di elettricità rispetto ai quantitativi risultanti all'esito del MGP e del MA, presentando offerte a salire (aumentare l'immissione o diminuire il prelievo) o offerte a scendere (diminuire l'immissione o aumentare il prelievo). Il MSD, quindi, ha la funzione di consentire a Terna di reperire le risorse necessarie a compensare quella parte di domanda, in aggiunta alla riserva di potenza, non soddisfatta dal mercato all'ingrosso.

prezzo di esercizio, definito con riferimento ai costi variabili di un impianto di punta.

Con riferimento a tale ultimo aspetto, è da notare che l'impianto di punta è l'impianto che opera nei casi di picco di domanda di capacità produttiva rispetto all'offerta, quindi, nei casi di massimo carico del sistema, ove è maggiore la probabilità di inadeguatezza del sistema a soddisfare la domanda in condizioni di sicurezza. Tale impianto è caratterizzato dai più alti costi variabili e dai più bassi costi fissi.

La causa tipica di tale contratto è, quindi, quella di assicurare la propria prestazione della disponibilità della capacità produttiva in cambio di un premio certo annuo, a fronte della restituzione dell'incerto differenziale, se positivo, tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

Il differenziale positivo tra prezzo di riferimento e prezzo di esercizio indica che il sistema è inadeguato a soddisfare la domanda di potenza: un tale rischio, di regola in capo a Terna e ai consumatori, per effetto del contratto, è assunto, dietro corresponsione di un premio, dai produttori che si impegnano a garantire l'approvvigionamento.

Più nel dettaglio, gli operatori che hanno contrattualizzato la propria capacità produttiva, operano sul mercato dell'energia (e sul MSD) al pari di qualunque altro operatore.

In caso di offerta, ad esempio su MGP, tali operatori (anche quelli titolari di impianti diversi da quelli di punta) guadagneranno una rendita marginale/inframarginale se il prezzo di riferimento (il prezzo che si forma sull'MGP) è pari o superiore ai costi variabili dell'impianto.

Se il prezzo di riferimento è superiore a quello di esercizio, la suddetta rendita marginale/inframarginale, tuttavia, sarà decurtata per la quota parte pari alla differenza tra prezzo di riferimento e prezzo di esercizio.

Ciò si spiega con la natura assicurativa del contratto, che comporta un trasferimento del rischio dell'inadeguatezza del sistema dai consumatori (tramite Terna) ai produttori, a fronte di un premio annuo fisso.

L'alea insita in tali tipi di contratti è proprio quella propria dell'assicurazione: assumere un impegno di disponibilità produttiva, a fronte di un premio certo e dell'eventuale e incerta restituzione di una parte della suddetta rendita, qualora si verifichi l'evento del prezzo di riferimento maggiore del prezzo di esercizio.

Centrale, quindi, è la causa aleatoria nei contratti di approvvigionamento a lungo termine<sup>12</sup>: per effetto della sottoscrizione di tali contratti, il rischio di inadeguatezza del sistema è trasferito dai consumatori, per il tramite del gestore, in capo ai produttori.

Ciò è stato ben messo in evidenza dal TAR Lombardia, proprio in sede di scrutinio della deliberazione ARG/elt 98/11 “il contratto di approvvigionamento si struttura come un contratto aleatorio, perché il rischio di inefficienze del sistema entra nella causa contrattuale e la caratterizza. In tale assetto regolatorio complessivo il MGP e il MSD non vengono in considerazione come luoghi dedicati a differenti tipi di transazione, ma come elementi di un’operazione unitaria, diretta a far sì che l’operatore metta effettivamente a disposizione di Terna la capacità produttiva ed assuma il rischio di inadeguatezza della capacità produttiva complessiva.”. Infatti, l’operatore che stipula il contratto di approvvigionamento “ha la certezza di conseguire il premio da Terna, ma assume il rischio del differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio previsti dal contratto per ogni MW di capacità impegnata” (sentenza del Tar Lombardia, Sezione Terza, 8 aprile 2013, n. 862).

Nella decisione della Commissione europea del 7 febbraio 2018 di compatibilità del mercato italiano di capacità a termine, la causa aleatoria dell’intero meccanismo non viene in rilievo. Si parla però spesso dell’“obbligo di restituzione” del produttore, come si vedrà meglio in seguito, senza evidenziarne la sinallagmaticità rispetto all’assunzione del rischio di inadeguatezza del sistema.

Eppure, non è così facilmente deducibile dal meccanismo italiano del *capacity market* né un vantaggio economico selettivo certo, né un’idoneità a distorcere la concorrenza.

Secondo la giurisprudenza della Corte<sup>13</sup>, vengono considerati aiuti di Stato gli interventi che, sotto qualsiasi forma, sono atti a favorire direttamente o indirettamente determinate

---

<sup>12</sup>Nel sistema del gas, non esiste un mercato della capacità a termine. L’approvvigionamento a lungo termine è affidato ai contratti pluriennali *take or pay*. Con la deliberazione 447/2013/R/gas (<https://www.arera.it/it/docs/13/447-13.htm>), peraltro, l’Autorità di regolazione ha istituito un meccanismo transitorio di promozione della rinegoziazione dei contratti a lungo termine. Anche in tale caso, un meccanismo negoziale, ma rispondente a finalità regolatorie, ha come elemento causale caratterizzante il rischio, cioè l’incertezza dell’andamento del differenziale tra prezzi del mercato spot e costi dei mercati di importazione di lungo periodo, alternativamente assunto, nei modi indicati, a carico del sistema o degli operatori.

<sup>13</sup>Sentenza 6 marzo 2018, causa C-279/16, Commissione c. FHI Holding, ECLI:EU:C:2018:159, punto 44; sentenze del 2 settembre 2010, Commissione/Deutsche Post, C<sup>399</sup>/08 P, EU:C:2010:481, punto 40 e giurisprudenza ivi citata, nonché del 27 giugno 2017, Congregación de Escuelas Pías Provincia Betania, C<sup>74</sup>/16, EU:C:2017:496, punto 65 e giurisprudenza ivi citata.

imprese, o che devono essere considerati un vantaggio economico che l'impresa beneficiaria non avrebbe potuto ottenere in condizioni di mercato normali. Quando la situazione finanziaria di un'impresa migliori grazie all'intervento dello Stato, a condizioni diverse dalle normali condizioni di mercato, si è in presenza di un vantaggio. Ciò, tuttavia, non è sufficiente ad integrare un aiuto di Stato: occorre verificare la condizione di *selettività* del vantaggio economico, ovvero se, nell'ambito di un dato regime giuridico, la misura sia tale da favorire "talune imprese o produzioni", rispetto alle altre che si trovino in una situazione fattuale analoga, tenuto conto dell'obiettivo perseguito da detto regime e che sono quindi oggetto di un trattamento differenziato idoneo ad essere qualificato come discriminatori<sup>14</sup>.

Sulla base di tali principi, nella decisione del 7 febbraio 2018, la Commissione ha ritenuto integrata la condizione del vantaggio economico selettivo del mercato della capacità italiano, perché i fornitori di capacità che si aggiudicano l'asta non avrebbero ricevuto i compensi erogati dal meccanismo se avessero continuato ad operare nel mercato dell'energia a condizioni normali (par.118). La misura è oltretutto selettiva perché si applica solo a taluni operatori economici, ossia i fornitori di capacità ammesse a partecipare all'asta (par.119).

In realtà, la presenza dell'aleatorietà, inscindibilmente connaturata alla misura, consente di escludere che il premio percepito dai produttori possa essere attributivo, con certezza, di un vantaggio economico tale da migliorare la situazione finanziaria della società rispetto alle condizioni normali di mercato, ciò e soprattutto in considerazione della dimensione del rischio che il produttore, in cambio del premio, accetta di sopportare, il quale rischio potrebbe assumere anche dimensioni rilevanti e non preventivabili, in ragione dell'estensione dell'orizzonte temporale (pluriennale) dell'impegno assunto.

Il *capacity market* italiano, come visto sopra, persegue non solo l'interesse dell'adeguatezza della capacità produttiva, ma anche quello di minimizzare gli oneri per i consumatori finali, addossando il rischio economico che si presenta nelle ipotesi di scarsità della offerta, in capo al produttore che partecipa al mercato della capacità.

---

<sup>14</sup>Sentenza della Corte di Giustizia 21 dicembre 2016, causa C-20/15, Commissione c./ World Duty Free Group SA, ECLI:EU:C:2016:981, punto 54.



Se davvero bastasse il solo beneficio economico rappresentato dal premio a rappresentare un'alterazione migliorativa della posizione economica del produttore, senza tenere in alcun conto della sinallagmaticità delle prestazioni, allora l'intero mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) (per molti versi il più affine al mercato della capacità a termine), ove il gestore della rete si approvvigiona in tempo reale per la sicurezza del sistema, mercato, tra altro, cui partecipano solo produttori abilitati e i cui oneri sono finanziati attraverso un corrispettivo tariffario, sarebbe per ciò solo una misura sufficiente ad integrare un sistematico aiuto di Stato.

Anche la selettività della misura potrebbe discutersi. Le procedure di asta sono aperte a tutte le capacità produttive: la stessa Commissione ai par. 163-169 lo riconosce: tutti i produttori possono partecipare al meccanismo, indipendentemente dalla tecnologia utilizzata per produrre energia elettrica. In presenza di asimmetrie informative, la selezione tramite procedure concorsuali, secondo i criteri di merito economico, non ha una funzione escludente, ma di realizzare un meccanismo concorrenziale per il mercato. Ai sensi dell'art. 12 della deliberazione ARG/elt 98/11, il premio è determinato dalle procedure di gara, all'interno di un valore massimo e di un valore minimo fissati dall'Autorità. Il valore del premio, quindi, sarà determinato in relazione alle offerte dei partecipanti alle procedure concorsuali.

Occorre, infine, riflettere sul fatto che i produttori che aderiscono al mercato della capacità assumono il rischio di inadeguatezza del sistema ordinariamente posto a carico di Terna e dei consumatori, partecipando, in tal modo, del perseguimento di un interesse pubblico generale meritevole di tutela, quale è quello al mantenimento della sicurezza del sistema<sup>15</sup> (l'adeguatezza del sistema pure è definita dalla Commissione, nella decisione in esame, obiettivo di interesse comune, ai parr.129-138).

Secondo la giurisprudenza della Corte<sup>16</sup>, la sola fattispecie riconosciuta in cui la constatazione della concessione di un vantaggio economico non comporta la qualifica della misura in discussione di aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE è quello di un intervento statale che costituisce il corrispettivo delle prestazioni

---

<sup>15</sup>L'interesse alla sicurezza del sistema ad un costo ragionevole è stato definito interesse pubblico meritevole di tutela dalla Sentenza della Corte 21 dicembre 2011, causa C-242/10, Enel Produzione c./ Autorità per l'energia elettrica e il gas, ECLI:EU:C:2011:861.

<sup>16</sup>Sentenza 26 ottobre 2016, causa C-211/15, Orange c./ Commissione europea, ECLI:EU:C:2016:798, punto 44.

effettuate dalle imprese incaricate di un servizio di interesse economico generale per svolgere obblighi di servizio pubblico, secondo i criteri elaborati dalla sentenza del 24 luglio 2003, *Altmark Trans e Regierungspräsidium Magdeburg* (C-280/00, EU:C:2003:415). Orbene, nel caso di specie il premio previsto dal *capacity market* italiano rappresenta una compensazione per l'assunzione da parte dei produttori di un rischio, quello dell'inadeguatezza del sistema, che per portata e rilevanza pubblica generale è ordinariamente assunto dal gestore del servizio pubblico di trasmissione elettrica e, per il suo tramite, dalla collettività. Anche sotto tale aspetto, quindi, può discutersi che il premio possa davvero configurare un vantaggio economico selettivo, rilevanti ai fini della qualificazione della misura come aiuto.

Per quanto riguarda poi la distorsione della concorrenza, la decisione della Commissione sulla misura italiana afferma integrato tale presupposto, sulla base del fatto che creare un flusso di entrate separato e garantire un certo volume di investimenti sono due fattori che possono influenzare i prezzi dell'elettricità (parr. 121-122).

Secondo la giurisprudenza della Corte<sup>17</sup>, si ha pregiudizio della concorrenza quando una misura concessa dallo Stato è in grado di migliorare la posizione concorrenziale del beneficiario nei confronti delle imprese concorrenti. In particolare, allorché un aiuto concesso da uno Stato membro rafforza la posizione di alcune imprese rispetto a quelle di altre imprese concorrenti negli scambi tra gli Stati membri, tali scambi debbono ritenersi influenzati dall'aiuto e non è necessario che le imprese beneficiarie partecipino direttamente agli scambi tra gli Stati membri.

In verità, si può seriamente dubitare che i produttori che partecipano al mercato della capacità si trovino in una posizione migliorativa rispetto ai concorrenti, tale da influenzare gli scambi del mercato dell'energia.

Gli impegni assunti con tali contratti non interferiscono con gli esiti concorrenziali dei mercati all'ingrosso, in quanto lo stesso meccanismo del *capacity market* è improntato a logiche concorrenziali e i produttori contraenti operano sui mercati dell'energia (MGP e MSD) al pari di qualunque altro operatore. In tutte le ipotesi in cui il prezzo di esercizio

---

<sup>17</sup> Sentenza 26 aprile 2018, C-233/16, *Asociación Nacional de Grandes Empresas de Distribución (ANGED) c./ Generalitat de Catalunya*, ECLI:EU:C:2018:280, punto 65.

è superiore a quello di mercato, e sono quelle ordinarie, i produttori contraenti, infatti, soggiaceranno alle regole del mercato e guadagneranno la propria rendita se il prezzo che si forma è remunerativo per la propria offerta (secondo le regole dell'economia, si presuppone che l'operatore ragionevole presenti offerte pari o superiori ai propri costi variabili).

Nella sola ipotesi in cui si verifichi l'evento assicurato, in forza del vincolo liberamente contratto con Terna, la suddetta rendita sarà decurtata della quota parte pari alla differenza tra prezzo di riferimento e prezzo di esercizio.

Pertanto, non si vede come il prezzo di esercizio interferisca con l'andamento del mercato o con la presentazione delle offerte su MGP e su MSD, in quanto influisce esclusivamente nell'ambito del rapporto negoziale, di stampo assicurativo, tra Terna e i singoli operatori, al solo fine di determinare il verificarsi dell'evento assicurato.

Pertanto, il prezzo di esercizio non sarebbe neppure configurabile propriamente come *cap* efficace, essendo pari ai costi variabili più alti di tutto il parco produttivo (quelli dell'impianto di punta), al di sopra del quale il sistema è in VENT (valore unitario stimato dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati), cioè è in condizioni di inadeguatezza estrema, tanto da rendere necessari i distacchi di carico.

Quello che rileva, però, è che è la stessa Commissione che mette in evidenza tali aspetti per sostenere la compatibilità dell'aiuto con il mercato comunitario.

In primo luogo, la Commissione evidenzia come il meccanismo italiano remuneri con il premio la sola disponibilità e non l'elettricità effettivamente prodotta, in tal modo limitando le distorsioni del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica sul mercato (parr.159-161 della decisione del 7 febbraio 2018).

In secondo luogo, si mostra come l'obbligo di restituzione delle rendite riduce al minimo il rischio che i fornitori di capacità accrescano il loro potere di mercato combinando prezzi di scarsità dell'energia con la remunerazione della capacità (parr. 179-180 della decisione).

Ancora, ai parr.191-192, si sottolinea che la misura non altera gli incentivi dei beneficiari a presentare offerte sul mercato dell'energia e sul MSD: *“In primo luogo, l'obbligo di disponibilità consiste nel mero obbligo di fare un'offerta sul mercato dell'energia elettrica e del bilanciamento e non nell'obbligo di fare un'offerta a un dato*

*prezzo. Di conseguenza i fornitori di capacità saranno incentivati a fornire energia elettrica soltanto quando il prezzo di mercato è pari ad almeno i loro costi variabili. È degno di nota che l'Italia ha stabilito il prezzo di esercizio con riferimento alla tecnologia di produzione con i costi variabili più alti. Ciò consente a tutte le tecnologie che partecipano al meccanismo e sono soggette all'obbligo di restituzione di coprire almeno i costi variabili di energia mediante i proventi del mercato. (192) Inoltre la fissazione di un prezzo di esercizio non distorcere il funzionamento del mercato dell'elettricità introducendo implicitamente un massimale di prezzi, e ciò per una serie di motivi.”.*

Parrebbe, quindi, che le suesposte conclusioni cui la Commissione giunge per giustificare la compatibilità dell'aiuto, avrebbero ben potuto essere impiegate per escludere, a monte, che la misura fosse idonea a distorcere la concorrenza, non favorendo la posizione di mercato delle imprese beneficiarie.

In conclusione, non si discute dell'utilità e anche della proficuità del confronto con la Commissione, che ha probabilmente portato ad uno sviluppo più ampio del disegno originario del *capacity market* italiano, ma si discute che l'ambito di un tal confronto, ove fornire eventualmente indirizzi di carattere politico-amministrativo, debba avvenire nell'ambito di una procedura di pre-notifica di una misura come aiuto, quando forse neppure tale misura era configurabile come aiuto di Stato.

Angelina Silipo

Responsabile dell'Ufficio Contenzioso dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

Publicato 16 aprile 2019