

# Le opzioni di riforma del mercato per un sistema italiano dell'energia affidabile, redditizio e decarbonizzato

di Christos Kolokhatis e Michael Hogan



## ABSTRACT

Nella sua recente proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, l'Italia si è posta obiettivi ambiziosi per l'aumento della quota di varie tipologie di fonti energetiche rinnovabili e la chiusura di tutte le centrali a carbone entro il 2025. Tali sviluppi, uniti a preoccupazioni sulla sostenibilità economica e sulla sicurezza del sistema elettrico, hanno spinto il governo a introdurre un meccanismo di remunerazione della capacità. Questo studio prende in esame le prospettive di adeguatezza delle risorse per l'Italia e del capacity market, delineando un percorso per arrivare a un sistema italiano dell'energia affidabile, redditizio e decarbonizzato.

*Italia | Approvvigionamento d'energia | Infrastrutture | Prezzi | Sviluppo sostenibile*

**keywords**

## Le opzioni di riforma del mercato per un sistema italiano dell'energia affidabile, redditizio e decarbonizzato

di Christos Kolokhatis e Michael Hogan\*

### Executive summary

Nella recente proposta del proprio Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), l'Italia si è posta obiettivi ambiziosi per la creazione di varie tipologie di fonti energetiche rinnovabili per il Paese, sancendo al tempo stesso il proprio impegno a chiudere tutte le proprie centrali a carbone entro il 2025. A seguito di tali sviluppi, e per via delle preoccupazioni sulla sostenibilità economica delle centrali elettriche in un mercato *energy-only* e della capacità del sistema energetico di "tenere accesa la luce", il governo ha deciso di introdurre un meccanismo di remunerazione della capacità (*Capacity Remuneration Mechanism*, CRM) per garantire in maggior misura la sicurezza degli approvvigionamenti. Al tempo stesso, le istituzioni europee hanno recentemente adottato il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy for All Europeans*, CE4All), il quale delinea anche le regole atte a presiedere il mercato all'ingrosso tra gli Stati membri e l'Europa.

Questa analisi prende in esame le prospettive di adeguatezza delle risorse per l'Italia e del CRM così com'è stato proposto, e avanza suggerimenti in merito alle strategie grazie alle quali il Paese possa conseguire i livelli di affidabilità desiderati al minor costo possibile, di pari passo con l'aumento dei livelli di risorse rinnovabili nell'ambito del proprio sistema.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Questo studio è stato definito prima della prima asta del CRM recentemente introdotto, la quale ha avuto luogo il 6 novembre 2019; non si è potuto pertanto tenere conto dei suoi esiti. I risultati preliminari della prima procedura d'asta sono disponibili sul sito di Terna: <https://www.terna.it/en>.

\* Christos Kolokhatis e Michael Hogan sono rispettivamente Senior Associate e Senior Advisor presso il Regulatory Assistance Project (RAP). Gli autori colgono l'occasione per ringraziare quanti hanno fornito utili informazioni e analisi ai fini di questo paper: Luca Bergamaschi e Nicolò Sartori dell'Istituto Affari Internazionali (IAI), Mariagrazia Midulla di WWF Italia e Matteo Leonardi (consulente indipendente, associato a ref.e).

Traduzione a cura dell'Istituto Affari Internazionali (IAI) di: *Market reform options for a reliable, cost-efficient and decarbonised Italian power system*, Bruxelles, The Regulatory Assistance Project (RAP), 10 dicembre 2019, <https://www.raponline.org/?p=24020>.

Le nostre principali conclusioni sono le seguenti:

- Per quanto concerne l'adeguatezza d'insieme delle risorse nel breve termine di cui l'Italia dispone, appare chiaro come il mercato soffra di un eccesso di offerta e come i problemi relativi alla sicurezza degli approvvigionamenti siano in linea generale di poco conto. Non si è sinora palesata la necessità di far fronte a nuovi investimenti; non sorprende pertanto che nessuno si sia fatto avanti. Nonostante il timore che i problemi per la sicurezza delle forniture possano aumentare nel medio termine, per il 2025 essi dovrebbero comunque rientrare ancora nei parametri prestabiliti.
- Ciò che sembra alimentare in Italia preoccupazioni e spingere verso la definizione di un CRM sono gli alti costi legati alla realizzazione del meccanismo a fronte dei benefici apportati al sistema. È impensabile che i consumatori italiani possano spendere coscientemente centinaia di migliaia di euro per megawatt ora (MWh) per una produttività marginale allo scopo di far fronte a tali improbabili prospettive quando si dispone di alternative di meno onerose al fine di mantenere i livelli desiderati di sicurezza degli approvvigionamenti.
- Appare quanto mai discutibile che l'Italia debba far fronte ad un problema di affidabilità che renda necessaria l'implementazione del meccanismo di remunerazione della capacità.
- La struttura stessa del *capacity market* contiene diversi elementi che condurranno probabilmente a un sovra-approvvigionamento delle risorse, costi eccessivi per i consumatori e un *lock-in* di risorse inquinanti. Tali fenomeni si pongono altresì come vere e proprie barriere di mercato all'utilizzo di risorse più efficienti quali il *demand response* e gli accumuli.
- È a nostro avviso ipotizzabile che il *capacity market* acquisisca un valore considerevole al di fuori del mercato energetico, rendendo così quest'ultimo inferiore agli obiettivi che dovrebbe teoricamente servire e contrario alla legislazione europea adottata di recente. Il CRM discrimina intrinsecamente tra risorse in grado di salvaguardare la sicurezza nelle forniture, quali il *demand response*, poiché sono precluse alla compensazione disponibile.
- La struttura del CRM dà la priorità alla produzione di risorse sul versante della domanda. Il contributo dei meccanismi di *demand response* viene di fatto considerato inferiore, quando invece rappresenta una risorsa di valore altrettanto, se non addirittura più cospicuo.

Raccomandiamo pertanto che le autorità italiane:

- Intraprendano un approfondito e bilanciato esercizio di adeguamento delle risorse al fine di valutare accuratamente i rischi alla sicurezza degli approvvigionamenti e di determinare qualora un intervento di mercato nella forma di un CRM sia da reputarsi necessario. Il governo può inoltre valutare se una riserva strategica

possa costituire una forma più efficace di perseguire un'affidabilità man mano che il sistema affronta la transizione e l'eliminazione della produzione di carbone, percorso maggiormente in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione del paese.

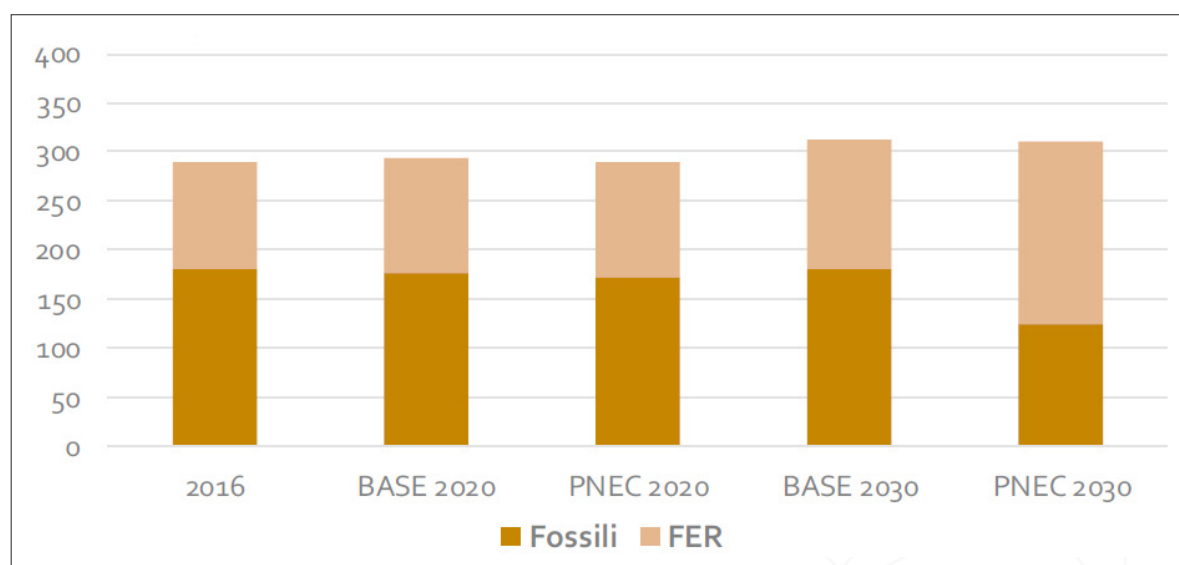
- Affinino il meccanismo del *capacity market*, nel caso, per garantire che questo non mini il funzionamento del mercato energetico e faccia sì che entrambe le opzioni siano adeguatamente allineate. Un *capacity market* si dovrebbe basare sugli stessi principi di un mercato energetico chiaramente definito: viene pagata una remunerazione non per una disponibilità annuale, bensì per una disponibilità durante le fasce orarie di scarsità, con rischi di mancato pagamento qualora le risorse non siano disponibili per qualsivoglia ragione durante tali momenti. Ciò rappresenterebbe una *best practice* desunta dall'esperienza in campo internazionale.
- Garantiscano che il *capacity market* crei una parità di condizioni tra la produzione e le risorse sul versante della domanda e considerino queste ultime su base comparabile con le risorse dal lato dell'offerta, al fine di minimizzare i costi per i consumatori. Il *capacity market* non dovrebbe minare la transizione energetica creando incentivi più forti per produttori di combustibili fossili, i quali risultano non necessari e potenzialmente più dispendiosi di altre soluzioni.
- Svilupmino strumenti di salvaguardia per eliminare il rischio di sovrapproduzione di risorse che si origina dall'intrinseca propensione da parte degli operatori del sistema a produrre più di quanto sia necessario o economicamente giustificato. Urge rivedere la definizione dei processi decisionali da parte degli operatori di trasmissione del sistema tanto in termini di trasparenza (quali la disponibilità di dati) quanto in termini di *accountability* (ad esempio, se gli obiettivi e le soluzioni degli operatori del sistema siano nell'interesse pubblico).
- Diano priorità alla definizione di riforme del mercato e ad altre misure di simile tenore: porre in essere una strategia amministrativa di prezzi che riflettano la scarsità dell'offerta, che possa affrontare il "problema dei fondi mancanti"; approfondire ulteriormente l'integrazione del mercato italiano nel mercato elettrico unico europeo, specialmente nelle fasce infragiornaliere e nei mercati di bilanciamento; ampliare il numero di interconnessioni rese disponibili per il mercato e perseguire lo sviluppo della rete di distribuzione interna; e consentire l'accesso a tutti i segmenti di mercato per il *demand response* e per altre risorse che allo stato attuale vedono precluse le proprie possibilità di posizionamento.

## Introduzione

### Contesto

A seguito dell'accordo sul pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (*Clean Energy for All Europeans*, CE4All), e più specificamente del Regolamento sulla governance, l'Italia ha sottoposto la propria proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) alla Commissione europea alla fine del 2018<sup>2</sup>. Tale documento definisce gli obiettivi del Paese, tra gli altri, nel settore energetico, ivi compresa la quota di energie rinnovabili e di sicurezza energetica, così come le misure atte a conseguire tali obiettivi.

**Figura 1** | Quote di produzione da fonti rinnovabili e geotermiche nella bozza PNIEC del governo italiano



Fonte: Terna, *Piano di sviluppo 2019*, aprile 2019, p. 116, <http://download.terna.it/terna/0000/1188/36.PDF>.

Secondo la bozza del piano, l'Italia punta a raggiungere una quota di produzione da energie rinnovabili pari al 55,4 per cento (o 187 terawatt/ora – TWh – su 337,3 TWh di produzione interna lorda) entro il 2030, paragonato alla quota pari al 34,1 per cento di energie rinnovabili raggiunta nel 2017 (o 113,1 TWh su 331,8 TWh). Si stima che le tecnologie che contribuiranno principalmente a tale aumento siano essenzialmente il solare e in seconda battuta l'eolico. Si considera inoltre

<sup>2</sup> La proposta di Piano nazionale per l'energia e il clima (PNEC) è disponibile sia in lingua originale che nella traduzione in inglese, assieme all'esame di questa da parte della Commissione europea, ivi comprese le raccomandazioni circa i miglioramenti da introdurre. Si veda il sito della Commissione: *National Energy and Climate Plans (NECPs)*, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/national-energy-climate-plans>. L'Italia, al pari degli altri Stati membri, deve consegnare il PNIEC finale entro la fine del 2019.



come altre tecnologie per la produzione di energia rinnovabile contribuiranno in misura minore all'aumento della quota. Allo stesso tempo, l'Italia si è impegnata a eliminare gradualmente la propria produzione di carbone entro il 2025 e ridurre la quota della produzione geotermica. La figura 1 presenta le quote pianificate di produzione rinnovabile e termoelettrica nel mix elettrico basato sulla proposta PNIEC del governo.

In tale scenario, il governo ha già introdotto o è pronto a introdurre misure atte a consolidare i livelli di sicurezza degli approvvigionamenti per il futuro.

In breve, queste includono il rafforzamento della rete interna e ulteriori sviluppi delle capacità di interconnessione, l'implementazione del *capacity market* e il dispiegamento di modalità di accumulo aggiuntiva, su larga o piccola scala.

### *Ambito del documento*

Questa analisi mira ad affrontare la questione di come l'Italia possa raggiungere i propri obiettivi in termini di affidabilità energetica in maniera economicamente vantaggiosa, integrando allo stesso tempo le quantità in aumento delle varie fonti rinnovabili. Forniremo *in primis* una breve panoramica del quadro legislativo europeo di rilevanza in materia. Successivamente, passeremo in rassegna le prospettive di adeguatezza delle risorse in Italia, con l'obiettivo di rispondere al quesito se sussista o meno la necessità di introdurre un meccanismo di remunerazione della capacità (CRM) nella forma di un *capacity market* (CM). Forniremo quindi raccomandazioni su come migliorare il piano del CM italiano. Infine, forniremo raccomandazioni sulle riforme di mercato che le autorità italiane potrebbero prendere in considerazione al fine di integrare quantitativi sempre maggiori di risorse provenienti da fonti rinnovabili nel sistema e "mantenere le luci accese" al minor costo.

### *Il quadro europeo per la tutela degli approvvigionamenti*

Le istituzioni europee hanno recentemente adottato il pacchetto CE4All che, tra le varie proposte, definisce una serie di regole atte a governare il mercato energetico all'ingrosso in Europa<sup>3</sup>. Più nello specifico, il Regolamento europeo sul mercato interno dell'energia elettrica definisce una serie di regole comuni che si applicano direttamente in tutti gli Stati membri dell'Unione europea allo scopo di creare un mercato unico dell'energia<sup>4</sup>. Il regolamento entrerà in vigore a partire da gennaio 2020.

<sup>3</sup> L'ultimo passo verso la conclusione del pacchetto CE4All è stato completato nel maggio 2019, con l'adozione del pacchetto. Consiglio dell'Unione Europea, *Clean energy for all: Council adopts remaining files on electricity market and Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, 22 maggio 2019, <https://europa.eu/!Hr76bb>.

<sup>4</sup> I regolamenti europei non richiedono adattamento alle legislazioni nazionali, al pari delle direttive europee. Tali strumenti legislativi si applicano direttamente negli Stati membri dell'UE a seguito della loro entrata in vigore.

Il principio generale che sottende il regolamento verte sulla creazione di un mercato con maggior efficienza, competitività e rapidità, il quale rifletta il vero valore dei servizi energetici e di bilanciamento<sup>5</sup>. Tale misura legislativa mira a eliminare le distorsioni regolamentari o di altra natura – elemento questo comune in molteplici mercati europei – quali l'imposizione di prezzi massimali che impediscono ai prezzi dell'energia di salire al di sopra di determinati livelli. In definitiva, il regolamento è inteso a stabilire regole comuni tra tutti gli Stati membri che consentano alle risorse di competere le une con le altre in termini di uguaglianza e consentire all'energia di circolare liberamente tra i Paesi UE secondo i principi dell'economia di mercato.

In tale spirito, il regolamento sancisce che gli Stati membri con problemi ben definiti per la sicurezza dei propri approvvigionamenti energetici debbano assicurare che i propri mercati all'ingrosso non presentino distorsioni od ostacoli. Le nazioni facenti parte di tale categoria dovranno in primis identificare tali vincoli normativi e le carenze insite nel mercato – quali ad esempio l'imposizione di prezzi massimali – all'origine di tali rischi. I legislatori nazionali dovranno definire un piano di riforma del mercato, il quale delinei nel dettaglio come essi pianifichino di rimuovere gli ostacoli individuati e sottoporlo quindi all'esame alla Commissione europea. Gli Stati europei con CRM in vigore e quelli che stiano prendendo in esame la loro introduzione sono altresì soggetti a tali obblighi<sup>6</sup>.

In aggiunta, il regolamento elenca una serie di misure che uno Stato membro dovrà prendere in considerazione all'atto di affrontare le cause alla base dei rischi di affidabilità. Queste comprendono, ma non si limitano a: (i) definizione di prezzi che riflettono la scarsità dell'offerta nei mercati di bilanciamento; (ii) ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, ivi compresi gli interconnettori; (iii) la rimozione di qualsiasi ostacolo che rende impossibile per il versante della domanda la partecipazione al mercato energetico; e (iv) la definizione di forme di approvvigionamento basate sulle leggi del mercato per i servizi di bilanciamento o ancillari.

I Paesi UE potranno applicare i CRM solo qualora si palesino problemi residuali, nonostante stiano portando avanti o pianifichino di introdurre un piano di riforma del mercato energetico (un piano di questo tipo e un CRM possono essere posti

<sup>5</sup> Ad esempio, il pacchetto CE4All definisce l'uso di forniture basate su meccanismi di mercato nel mercato di bilanciamento e dei servizi ancillari – in cui tutti i tipi di risorse, comprese quelle sul versante della domanda, possono partecipare – e promuove l'introduzione di periodi più brevi di 15 minuti di assestamento degli squilibri.

<sup>6</sup> A seguito della richiesta dello Stato membro, la Commissione europea ha il compito di pronunciarsi se il piano possa essere completato entro quattro mesi dalla ricezione. Può suggerire emendamenti allo Stato membro. I Paesi UE che hanno già messo in pratica un CRM non possono siglare contratti sino a quando non avranno ricevuto il parere della Commissione circa i loro piani di implementazione di riforme energetiche. Per gli Stati membri che contemplano l'introduzione di un CRM, il piano di implementazione di riforme energetiche costituisce parte della presentazione di aiuti di Stato alla Commissione europea. Il Regolamento 2019/943 stabilisce altresì i prerequisiti per il monitoraggio annuale e gli aggiornamenti sull'applicazione del piano.

in essere simultaneamente). Il pacchetto CE4All sancisce altresì che uno Stato membro debba verificare se gli eccezionali problemi di affidabilità di una certa importanza possano inizialmente essere affrontati mediante una riserva strategica, dato che ciò risulta maggiormente in linea con lo spirito del regolamento<sup>7</sup>. Uno Stato membro può solamente applicare un CRM generalizzato come risorsa di ultima istanza<sup>8</sup>.

Il Network europeo dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E) è l'organismo deputato ad intraprendere una valutazione pan-europea di adeguatezza delle risorse al fine di monitorare i rischi per la sicurezza degli approvvigionamenti energetici. In aggiunta, gli Stati membri possono condurre valutazioni a livello nazionale più dettagliate che si basino su valutazioni a livello UE (ossia utilizzando gli stessi scenari di riferimento), ma possono altresì svolgere analisi di sensibilità su ulteriori scenari che possono verificarsi. Il regolamento 2019/943 stabilisce che le valutazioni a livello nazionale debbano applicare una metodologia e un insieme di dati coerenti con le valutazioni a livello UE. Essi devono abbracciare un ambito regionale e impiegare una metodologia comune (da stabilirsi) al fine di valutare il contributo degli interconnettori alla sicurezza degli approvvigionamenti. Qualora le valutazioni di adeguatezza delle risorse dovessero riscontrare livelli accettabili di sicurezza negli approvvigionamenti così come definito dagli standard di affidabilità dello Stato membro, al Paese in questione non verrebbe consentito di porre in essere un mercato delle capacità.

## 1. L'adeguatezza di risorse in Italia

Nel corso dell'ultimo decennio circa, il mercato italiano ha sofferto di un acuto problema di sovraccapacità. A seguito di un previsto aumento della domanda e dell'implementazione di metodi di pagamento diretto della capacità per i produttori, il Paese ha visto un significativo aumento nelle proprie capacità di produzione di gas, principalmente di centrali termoelettriche a ciclo combinato (CCGT). In aggiunta, a partire dalla fine dello scorso decennio, la capacità installata di energia prodotta da fonti rinnovabili variabili ha conosciuto un aumento considerevole, in special modo per quanto riguarda le fonti solare ed eolica, per via di un regime

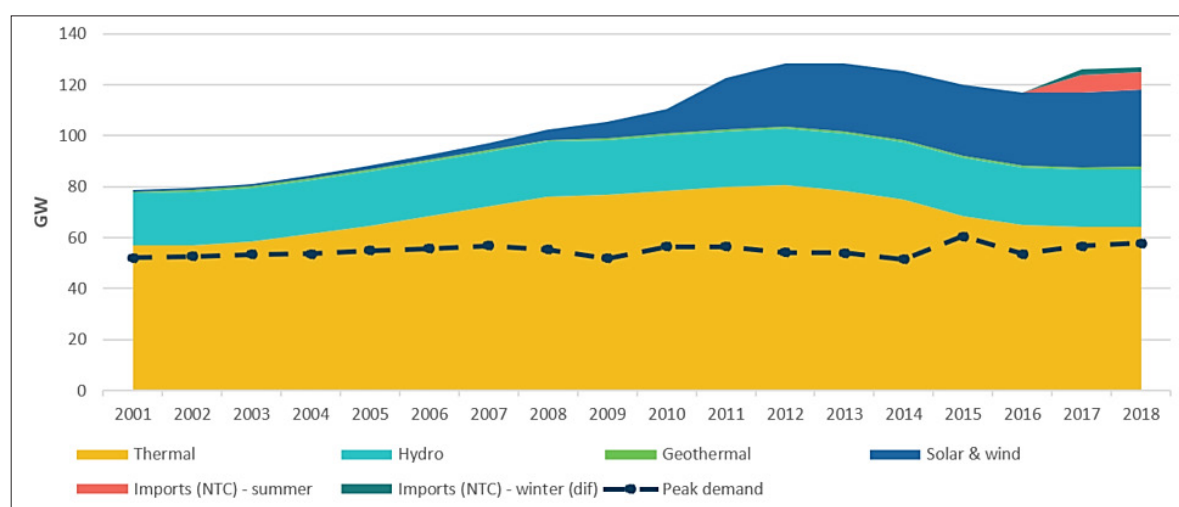
<sup>7</sup> Una riserva strategica è uno strumento che si colloca al di fuori del mercato e non interviene nel mercato energetico. Esso costituisce pertanto una soluzione più coerente rispetto alla visione di mercati all'ingrosso ben funzionanti. Risulta altresì molto più facile abolire una riserva strategica, mentre il contrario è vero per i CRM generalizzati del mercato, dato che i soggetti del mercato tendono ad affidarsi in modo cospicuo ad essi per la loro fattibilità economica. Infine, le riserve strategiche sono generalmente limitate in entità e, a causa di ciò, tendono a costare solo una frazione dei CRM di mercato. Ad esempio i costi di produzione per le riserve strategiche nel Regno Unito per l'inverno 2016/2017 ammontavano a un terzo del costo del CM che lo ha sostituito l'anno seguente. Phil Baker, "Britain's capacity market for electricity: Lessons for Europe", in *Euractiv*, 30 ottobre 2018, <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/britains-capacity-market-for-electricity-lessons-for-europe>.

<sup>8</sup> Un CRM è pensato per essere una misura temporanea, può essere approvato solo per un massimo di dieci anni, e potrebbe dover essere ritirato anche prima della fine del periodo di approvazione a determinate condizioni (ad esempio qualora nessun nuovo contratto venisse siglato per tre anni consecutivi).



di sostegno alle rinnovabili. Allo stesso tempo, il picco della domanda si è attestato su livelli piatti dai primi anni 2000 sino al periodo recente per via di una crescita economica meno sostenuta del previsto, a seguito degli effetti della crisi finanziaria globale e della tendenza verso una produttività a minor dispendio energetico nelle economie sviluppate a livello globale, Italia compresa. L'evoluzione del mix di produzione energetica e del picco di domanda verificatosi tra il 2001 e il 2018 sono rappresentati nella figura 2.

**Figura 2** | Evoluzione della capacità installata e del picco della domanda in Italia



Fonte: Elaborazione degli autori su dati (fino al 2017) di Paolo Mastropietro et al., "The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions", in *Energy Policy*, Vol. 123 (December 2018), p. 659-669, e dati Terna<sup>9</sup>.

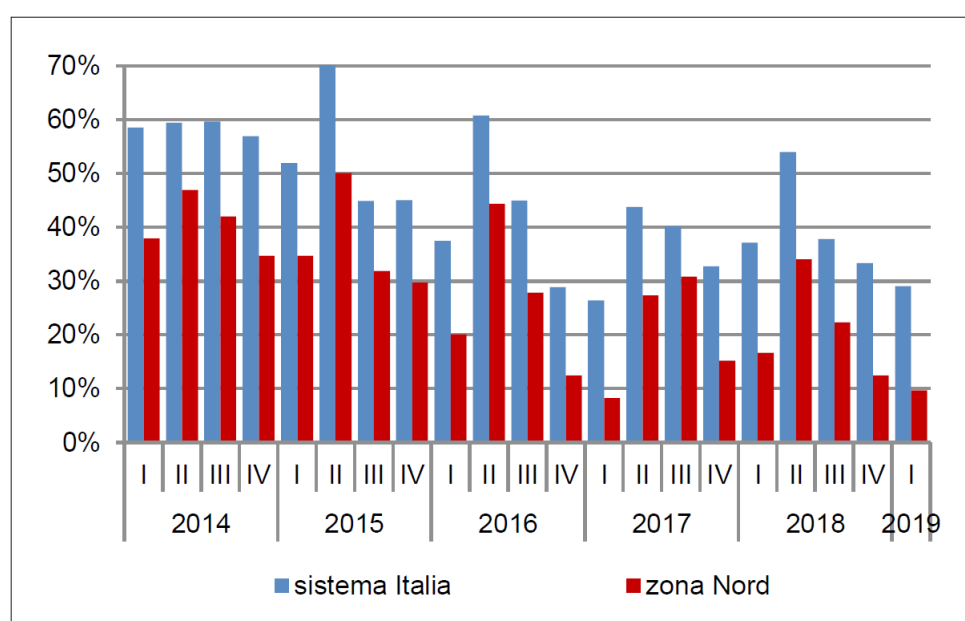
Quantunque il problema di eccesso di capacità abbia conosciuto un'attenuazione negli ultimi anni, il Paese gode ancora di un significativo surplus di capacità relative al picco di domanda. La capacità installata di produzione termica è diminuita a seguito di condizioni economiche sfavorevoli, in special modo per i produttori<sup>10</sup>, così come dell'implementazione di una legislazione ambientale a livello europeo che ha comportato la chiusura delle centrali più vecchie. Nonostante tali cambiamenti, nel 2018 la capacità installata di produzione

<sup>9</sup> Si veda il sito di Terna: *Statistiche*, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche>. I dati NTC della Commissione europea solo per il biennio 2017/2018 si basano su dati concretizzati nel 2016 (Commissione europea, *Lettera allo Stato membro: Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) - Italia - Meccanismo di regolazione della capacità (C/2018/617)*, 7 febbraio 2018, [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/270875/270875\\_1979507\\_217\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/270875/270875_1979507_217_2.pdf)). Non è chiaro se il gestore dei sistemi di trasmissione italiani (GST) pubblici anche informazioni – corrette a seconda degli andamenti meteorologici – sul picco di domanda. Riteniamo che il GST dovrebbe valutare e riportare tutto ciò, considerato che un picco di domanda di questo tipo fornisce maggiori informazioni sull'evoluzione della domanda connessa.

<sup>10</sup> Secondo alcuni autori il fattore di carico per i produttori di gas si è quasi dimezzato tra il 2010 e il 2014 dal 44 per cento circa al 26 per cento. Il fattore di carico per i produttori di gas è aumentato tra il 2014 e il 2016, quale risultato della chiusura di centrali o la loro messa in disuso. Vedi Paolo Mastropietro et al., "The Italian capacity remuneration mechanism", cit.

tradizionale elettrotermica da sola si è attestata sui 64 GW, paragonata ai circa 58 GW di picco di domanda realizzata nell'anno. Oltretutto, la capacità idroelettrica ha contribuito per circa 23 GW, mentre solo circa 30 GW di capacità rinnovabile variabile è stata installata nel Paese<sup>11</sup>. L'Italia risulta ben interconnessa con i propri vicini, in special modo nel nord del Paese. La capacità resa disponibile al mercato per le importazioni è variata, rispettivamente, tra i 7 e i 9 GW nel periodo estivo non di picco e il picco di domanda invernale del 2016<sup>12</sup>. Il significativo eccesso di capacità sul picco di domanda è rappresentato nella figura 3.

**Figura 3** | Eccesso di capacità di produzione energetica relativa al picco di domanda



Nota: il picco di domanda è uguale all'1 per cento delle ore più critiche.

Fonte: ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano. I trimestre 2019*, n. 2/2019, p. 41, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/02-bollettino-trimestrale-2019.pdf>.

Malgrado la riduzione di surplus, questo si attestava comunque attorno al 30 per cento per l'intero Paese e al 10 per cento per l'Italia settentrionale nel primo trimestre del 2019, e che risulta significativamente più alto del margine obiettivo depotenziato utilizzato in altri mercati<sup>13</sup>.

<sup>11</sup> La capacità installata di produzione idroelettrica include circa 7,5 GW di capacità idroelettrica ad accumulo pompato e 5,5 GW di capacità idroelettrica ad acqua fluente. La capacità installata di risorse energie rinnovabili variabili è divisa in 20 GW di capacità solare e 10 GW di capacità eolica.

<sup>12</sup> Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>13</sup> Ad esempio, gli standard di affidabilità definiti dal Regno Unito sono uguali ad un obiettivo marginale depotenziato di circa il 3,5 per cento. Il Regno Unito e l'Italia hanno gli stessi obiettivi per il livello di rischio per la sicurezza degli approvvigionamenti, dato che questo è definito dallo standard di affidabilità. Un margine depotenziato tiene in considerazione una visione realistica della disponibilità di diverse risorse nel momento di picco.

Si prevede che il surplus di capacità persista nel breve periodo, come indicato dalla valutazione dell'adeguatezza delle risorse, il *Mid-Term Adequacy Forecast* (MAF), redatto da ENTSO-E<sup>14</sup>. Più nello specifico, l'ultimo MAF mostra come le previsioni per l'Italia definiscano rischi limitati nello scenario base per il 2020, eccetto per la Sicilia, la quale presenta una previsione di perdita di carico (*Loss of Load Expectation*, LOLE) leggermente al di sopra dello standard di affidabilità definito dal governo italiano. Secondo il rapporto ENTSO-E, il rischio dipende dall'indisponibilità relativamente alta della produzione elettrotermica ormai datata installata in Sicilia.

Lo scenario base delineato dal MAF per il 2025 prevede un livello di sicurezza negli approvvigionamenti coerente con gli obiettivi. Il LOLE appare al di sotto degli standard di affidabilità definiti per ognuna delle sei zone in Italia, Sicilia compresa; i risultati indicano come i rischi per quest'ultima regione siano essenzialmente di breve termine<sup>15</sup>. Terna, il principale operatore dei sistemi di trasmissione (*Transmission System Operator*, TSO), ha condotto una valutazione di adeguatezza delle risorse quale base per il CM, ma sfortunatamente tali informazioni non sono disponibili al pubblico.

**Box 1 | Mancanza di trasparenza: il caso delle valutazioni pubbliche di adeguatezza delle risorse**

La nostra analisi degli scenari di adeguatezza delle risorse per l'Italia si basa sul MAF redatto da ENTSO-E. Sino al momento in cui il governo ha preso la decisione di introdurre un CRM, l'operatore italiano dei sistemi di trasmissione, Terna, non aveva mai pubblicato una valutazione di adeguatezza delle risorse per il Paese. Malgrado la mancanza di documentazione pubblica, appare chiaro come Terna avesse in realtà già intrapreso un'analisi a livello nazionale, come indicato dalla decisione della Commissione europea sul piano nel febbraio 2018<sup>16</sup>. Sebbene la Commissione europea faccia riferimento esplicito a tale analisi, ha deciso di mantenere tali informazioni confidenziali per ragioni a noi sconosciute.

<sup>14</sup> ENTSO-E, *Mid-term adequacy forecast 2019*, novembre 2019, <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm>.

<sup>15</sup> ENTSO-E presenta altresì i rischi in un'analisi di un tipo di inverno 1 su 10 (il 95° percentile di inverni, così come viene definito nel rapporto MAF), il quale presenta risultati molto pessimistici e, come argomentiamo qui di seguito, irrilevanti se si considera l'introduzione del CRM, dato che lo standard di affidabilità non viene inteso come un limite per il peggiore degli scenari possibili. Il LOLE eccede leggermente lo standard di affidabilità in questo caso: i rischi risultano comunque molto bassi, con la quota di energia non fornita a rappresentare all'incirca lo 0,002 per cento dell'energia totale annuale (o 8,6 GWh di energia non fornita, paragonata ai 338.000 GWh di energia totale annua). Vale la pena notare come tale tipo di inverno estremo sia già considerato nei calcoli medi LOLE. Il MAF presenta solo risultati extra in prospettiva pessimistica, ad esempio quali potrebbero essere i rischi se si dovesse profilare una stagione invernale con condizioni simili. Non delinea una previsione ottimistica, ad esempio, quali potrebbero essere i rischi nell'eventualità di una stagione invernale mite. Ciò determina una rappresentazione parziale dei rischi.

<sup>16</sup> Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

Va notato come l'operatore dei sistemi di trasmissione non abbia mai pubblicato una valutazione di adeguatezza delle risorse per l'Italia allo scopo di informare il mercato e gli altri *stakeholder* circa i rischi alla sicurezza degli approvvigionamenti, così come allo scopo di sollecitare un riscontro per rendere nota e migliorare la propria valutazione. Sfortunatamente, ciò costituisce una pratica diffusa nei mercati organizzati<sup>17</sup>. Ed è ancor più rilevante come la Commissione abbia approvato la richiesta di CM da parte di uno Stato membro che non ha intrapreso una consultazione pubblica per la valutazione di adeguatezza delle risorse, la quale potesse essere poi utilizzata per corroborare la necessità di un CM. La Commissione ha incaricato un revisore esterno di prendere in esame e valutare la coerenza della valutazione nazionale di adeguatezza delle risorse. In ogni caso, tutto ciò non può essere considerato come un surrogato di una consultazione pubblica. La Commissione non ha reso pubblica la valutazione degli ispettori indipendenti. Tale decisione appare in contrasto con l'obiettivo generale di – e frena lo slancio verso – una maggiore trasparenza nel mercato energetico, una necessità considerata imperativa da tutti gli *stakeholder* del settore<sup>18</sup>.

Il MAF 2018 considera altresì la sensibilità a bassa emissione di carbonio per il 2025, la quale presuppone la chiusura di 23,4 GW in Europa come risultato di politiche ambientali, compresa la chiusura di 3,6 GW di centrali ad alto quantitativo di emissioni in Italia, appartenenti presumibilmente alla generazione del carbone (lo scenario base assume 5,8 GW di capacità carbonifera installata nel 2025 in Italia). Tale sensibilità rappresenta una prospettiva estremamente pessimistica del futuro – una visione irrealistica. Un problema centrale nel fare ricorso a tale sensibilità risiede nel fatto che questa prospettiva presuppone che il mercato non esista<sup>19</sup>. ENTSO-E e gli operatori nazionali dei sistemi di trasmissione non hanno considerato l'impatto di tali chiusure sui prezzi di mercato e sulla redditività delle risorse. Di conseguenza, ci si attenderebbero prezzi energetici all'ingrosso più alti come risultato di una situazione più difficile dal punto di vista degli approvvigionamenti. Questi, a loro volta, rallenterebbero il ritmo di ritiro (al di

<sup>17</sup> Ad esempio, dal 2005 lo RTE, il TSO francese, pubblica, assieme a quelle in lingua francese, versioni in lingua inglese delle proprie valutazioni. Vedi il sito RTE: *Forecast assessment of electricity supply-demand balance*, <https://www.rte-france.com/en/article/forecast-assessment-electricity-supply-demand-balance>.

<sup>18</sup> Ad esempio, mentre approvava la richiesta italiana per un CRM, la Commissione intraprendeva altresì uno studio sulla qualità del mercato energetico che identificava, tra gli altri, vari limiti in termini di completezza e accuratezza dei dati disponibili. Vedi Commissione europea, *Study on the quality of electricity market data of transmission system operators, electricity supply disruptions, and their impact on the European electricity markets*, marzo 2018, <https://ec.europa.eu/energy/en/node/134520>.

<sup>19</sup> Il MAF afferma che: "Si considera ciò uno stress test, dato che le produzioni ad alto contenuto di carbonio dismesse non sono state sostituite da altre risorse". In ogni caso, appare altamente discutibile se la chiusura di 24 GW di produzione possa essere considerata una sensibilità, data la ristretta quantità di chiusure in questione. A nostro avviso, uno scenario simile avrebbe dovuto essere definito separatamente, comprendendo l'impatto di tali chiusure sui prezzi energetici e la redditività delle centrali in questione.



fuori di ogni chiusura identificata come necessaria per il raggiungimento degli obiettivi nazionali sul clima), migliorerebbero l'attrattività dei nuovi investimenti e incentiverebbero la riattivazione delle centrali elettriche messe fuori servizio e lo sviluppo del *demand response* (DR) e di altre risorse<sup>20</sup>. Inoltre, il MAF costituisce generalmente una valutazione conservatrice dei rischi alla sicurezza degli approvvigionamenti che sviluppa una serie di presupposti a bassa probabilità. Per giunta, il MAF più recente non riflette il pacchetto CE4All di recente definizione, in quanto pubblicato prima dell'adozione di tale strumento legislativo. Ciò significa che i risultati del MAF appaiono maggiormente cauti rispetto agli scenari reali che sono stati sviluppati dopo l'adozione del pacchetto. Alcune di queste ragioni di cautela verranno esaminate in maggior dettaglio in seguito.

L'ipotesi di interventi di mercato straordinari sembra poggiare interamente su queste sensibilità altamente improbabili. In tale caso estremo, si prevede come i rischi per l'Italia settentrionale in particolare (regioni settentrionali e centro-settentrionali) possano aumentare considerevolmente. In maniera simile, si prevede che la quantità di energia non fornita possa aumentare sino allo 0,01 per cento dell'energia totale. Quantunque tali risultati – secondo la nostra analisi – siano poco probabili in normali condizioni di mercato, la prospettiva di un intervento fuori mercato, come proposto qui, li renderebbe più probabili. Essi si tramuterebbero, a tutti gli effetti, in profezie auto-avverantisi, che verrebbero poi utilizzate per giustificare la misura che le rende più probabili. Si dovrebbe evidenziare come tali dati non riflettano alcuna azione d'emergenza che un TSO possa intraprendere, quali ad esempio ridurre i livelli di voltaggio o massimizzare la produzione delle centrali al di sopra di loro livelli giudicati come massimi di capacità. Di qui le cifre rilevanti che potrebbero avere conseguenze sui consumatori, che sono effettivamente più basse (il LOLE/energia non fornita sono aspettative di ciò che potrebbe accadere). I risultati nel caso di uno scenario base e di uno di sensibilità a basse emissioni di carbone per il 2025 sono illustrati nella figura 4.

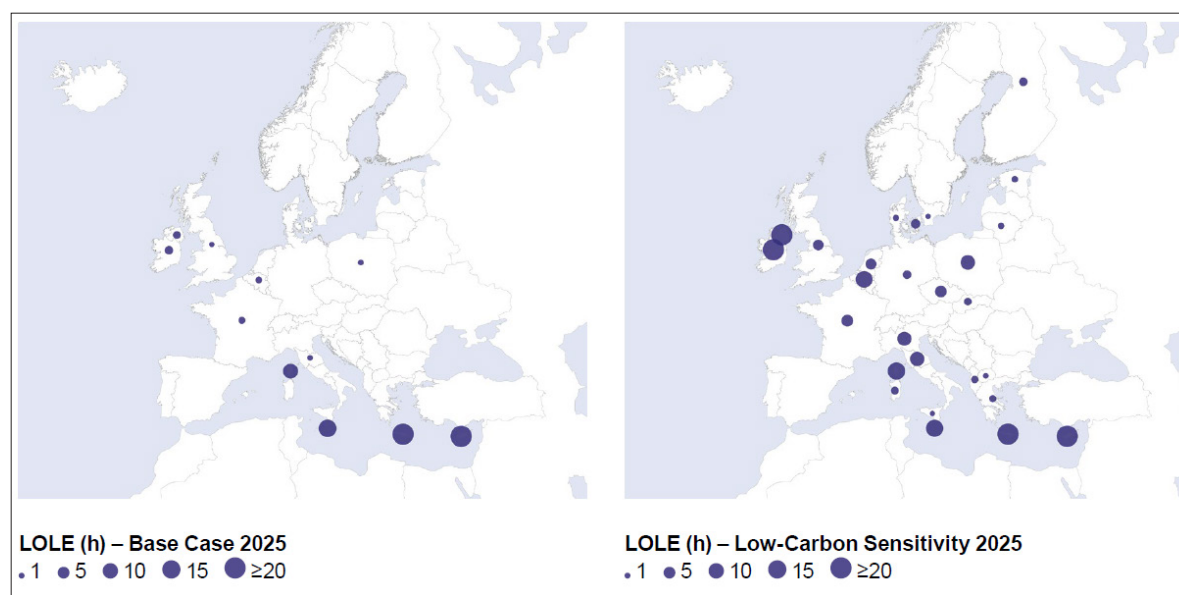
La decisione di introdurre un CRM in Italia risulta basata su considerazioni di risultati come questi. Il problema di tale approccio è dato dal fatto che esso applica in maniera discutibile lo standard di affidabilità. Secondo le *best practices* delle imprese, lo standard di affidabilità non costituisce un limite per lo scenario peggiore, come la sensibilità a basse emissioni di carbonio di ENTSO-E; ma definisce piuttosto una media annuale statisticamente soppesata, basata sul valore che i consumatori attribuiscono al "carico perso" o alla perdita di approvvigionamento energetico. Automaticamente, un sistema pensato per applicare uno standard di prestazioni medie annuali – stabilito basandosi sul valore attribuito al carico perso ai consumatori come il peggiore limite e posto in essere da un mercato di capacità obbligatorio – si tradurrà in un mercato con un eccesso di fornitura. I prezzi

<sup>20</sup> Ad esempio, se si prendono in esame i prezzi che considerano la scarsità dell'offerta come in atto, come da pacchetto CE4All e dai codici di rete, la perdita stimata di ore di carico implicherebbe prezzi a livello di valore (o più alti) di carico perso, la qual cosa rappresenterebbe un segnale significativo per le risorse che volessero entrare o rimanere nel mercato, e per i produttori di cautelarsi contro tali rischi.



verranno sistematicamente erosi e i consumatori si troveranno a dover pagare parecchie volte in più – nell'ordine di decine o centinaia di volte in più – per le risorse aggiuntive di approvvigionamento rispetto al valore che attribuiscono al poter disporre di tali risorse per gli approvvigionamenti disponibili.

**Figura 4** | Aspettativa di perdita di carico nello scenario di base e sensibilità a bassa emissione di carbonio



Fonte: ENTSO-E, *Mid-term Adequacy Forecast 2018*, ottobre 2018, p. 14, <https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/2018/MAF%202018%20Executive%20Report.pdf>.

Fornire risorse dal versante dell'offerta al fine di soddisfare tutta la domanda in condizioni normali nel peggiore dei casi implica che i consumatori siano disponibili a pagare un prezzo molto alto al margine per poter essere in grado di andare avanti in condizioni straordinariamente avverse, come se ciò rientrasse nell'ordinario. Tali condizioni obbligano i consumatori a pagare un multiplo del valore del carico perso (*Value of Lost Load*, VoLL) sul quale lo standard era stato inizialmente stabilito<sup>21</sup>, che per l'Italia sembra essere stato fissato a circa 18.500 euro per MWh<sup>22</sup>. Piuttosto di applicare lo standard basato sul VoLL assunto, esso applica lo standard in un modo da implicare un VoLL di decine di centinaia

<sup>21</sup> Nel CE4All, il VoLL è definito quale il prezzo massimo che i consumatori sono disposti a pagare per scongiurare un'interruzione degli approvvigionamenti.

<sup>22</sup> Non risulta chiaro se le autorità italiane abbiano intrapreso uno studio sugli standard di affidabilità e, qualora lo avessero fatto, se questo includa una determinazione del VoLL per i consumatori. Gli autori di questo studio non sono stati in grado di rinvenire documentazione rilevante al riguardo. Secondo il CE4All, tutti gli Stati membri con un CRM devono definire i suoi standard di affidabilità sulla base di una metodologia che verrà sviluppata da ENTSO-E. Basato su uno standard di affidabilità di 3 ore LOLE/anno e un costo di nuova entrata di 55.000 euro/MW/anno. Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), *Mercato italiano della capacità. Ultimi parametri tecnico-economici*, 3 agosto 2017, <https://www.arera.it/it/docs/17/592-17.htm>.

di euro<sup>23</sup>. Per una piccola frazione di tale costo, una quota significativa di consumatori preferirebbero spostare le tempistiche della propria domanda quale soluzione alternativa per mantenere l'affidabilità. Sarebbero per lo più consumatori industriali e commerciali nel breve periodo, ma anche consumatori residenziali, in particolare man mano che le tecnologie smart diventino sempre più diffuse<sup>24</sup>.

Incentivando questa gestione della domanda, si potrebbe determinare un sistema con lo stesso livello di sicurezza di approvvigionamenti a costi significativamente più bassi, evitando di creare strutture di produzione e rete e di altri asset richiesti solamente in situazioni molto estreme.

### *Box 2 | Un esempio illustrativo dei costi per i consumatori*

A scopi illustrativi, supponiamo che un consumatore paghi un prezzo di 2.000 euro/MWh (o 2 euro/kWh). Se il consumatore usa un asciugacapelli da 2 KW e ha bisogno di 15 minuti per asciugarsi i capelli, il costo associato sarebbe un euro. Se il prezzo dell'energia fosse al limite implicito di 185.000 euro/MWh, il costo equivalente sarebbe di 92,5 euro. Sicuramente per qualcosa di meno di questa cifra, molte persone sarebbero felici di ritardare la doccia di un'ora o due finché la domanda cala e i prezzi dell'energia tornino a livelli normali. In pratica, vi è un'ampia serie di servizi energetici che sarebbero prontamente flessibili in risposta a prezzi che riflettessero il vero valore di tale flessibilità, per differenti periodi di tempo, senza costi o inconvenienti reali per l'utente finale.

Appare altresì di interesse comparare i rischi attesi alla sicurezza degli approvvigionamenti per via dell'adeguatezza delle risorse con le reali perdite negli approvvigionamenti a causa della non disponibilità della rete<sup>25</sup>. Nel 2016, la reale durata della perdita di energia a causa dell'indisponibilità della rete, a livello tanto di trasmissione quanto di distribuzione, era di 144 minuti a consumatore (Indice di durata media dell'interruzione del sistema, *System Average Interruption Duration Index* – SAIDI), il quale rappresenta approssimativamente l'esperienza media storica dei consumatori in termini di interruzione di servizio così come

<sup>23</sup> Ad esempio se il LOLE per lo scenario base scendesse a 0,1 il prezzo marginale equivalente che i consumatori sarebbero disposti a pagare per evitare disconnessioni (o VoLL) sarebbe di 185.000 euro/MWh (o 185 euro/kWh). Come riferimento, il prezzo medio all'ingrosso dell'energia per il nucleo abitativo maggiormente rappresentativo nel 2018 in Italia è stato di 0,9 euro/kWh, quindi circa 1/200 del VoLL. Commissione europea, *Energy prices and costs in Europe*, 2019, <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-prices-and-costs>.

<sup>24</sup> Tale sviluppo, assieme alla disponibilità di misuratori intelligenti, potrebbe offrire opportunità significative per i consumatori domestici di poter partecipare più attivamente al mercato. I consumatori italiani sono dotati di contatori intelligenti sin dall'inizio degli anni 2000, mentre si prevede che una seconda generazione di strumenti più avanzati verrà introdotta dal 2030.

<sup>25</sup> Dal punto di vista del consumatore, la ragione della mancanza di energia non è importante. Sia per via di risorse inadeguate o per un collasso del sistema, il risultato è lo stesso – una perdita di energia.

è stato misurato dal SAIDI<sup>26</sup>. Il peggior scenario in termini di perdita di carico relativamente agli approvvigionamenti sotto la sensibilità a basse emissioni di carbonio è significativamente più bassa, circa 53 minuti per consumatore<sup>27</sup> e, come summenzionato, rappresenta una sovrastima di ciò che i consumatori in realtà proverebbero, dato che si determinerebbe prima di qualsiasi azione di emergenza che possa essere iniziata dal TSO. Cosa ancor più importante, applicando lo standard come un limite nel caso dello scenario peggiore, la perdita media annuale di carico risulterebbe effettivamente trascurabile – nell'ottica di un minuto all'anno a consumatore o meno – se paragonata ai 144 minuti per anno a consumatore dovuta a interruzioni relative ai sistemi di trasmissione e distribuzione. Tale discrepanza suggerisce chiaramente che i soldi dei consumatori sarebbero meglio spesi nel miglioramento delle infrastrutture di rete invece che nella costruzione di nuove centrali, la qual cosa migliorerebbe la loro esperienza di affidabilità di servizio per molto meno.

*Box 3 | La valutazione di adeguatezza delle risorse effettuata da ENTSO-E è conservativa*

Il MAF 2018 delinea una serie di presupposti conservativi. Ad esempio:

- (i) Presuppone che il picco di domanda solo in Italia aumenterà di circa 4 GW dal 2020 al 2025<sup>28</sup>. Dal momento che la domanda è rimasta decisamente piatta negli ultimi due decenni e che le prospettive economiche per il paese appaiono alquanto modeste<sup>29</sup>, rimane incerto quale circostanza potrebbe generare a tale aumento del picco di domanda. Il MAF non fornisce spiegazioni circa la crescita prevista.
- (ii) La disponibilità dei produttori è generalmente bassa ed applicata in modo approssimativo, senza differenziazioni tra paesi. Ad esempio, la valutazione presuppone che tutti i produttori intraprendano parte della loro consueta manutenzione annuale durante l'inverno (ad esempio, per i produttori di carbone e gas, ciò equivale a quattro giorni in inverno o al 15 per cento di 27 giorni totali nel corso dell'anno). Risulta discutibile la ragione per cui i produttori nei mercati debbano affrontare condizioni di picco della domanda in inverno: dovrebbero programmare la manutenzione in un periodo in cui ci si aspetta che i prezzi siano tra i più alti e quindi lasciarsi sfuggire la possibilità di sfruttare tale circostanza al massimo in termini di profitto. Allo stesso tempo, 27 giorni di manutenzione

<sup>26</sup> Questo grafico rappresenta il SAIDI pianificato e non pianificato, ivi compresi gli eventi eccezionali. Council of European Energy Regulators, *Benchmarking Report 6.1 on the continuity of electricity and gas supply*, 26 luglio 2018, <https://www.ceer.eu/benchmarking-report-6.1>.

<sup>27</sup> Ciò corrisponde all'energia non servita, come valutato nel peggiore degli scenari. ENTSO-E stima che questa si attesti allo 0,01 per cento della domanda totale annuale.

<sup>28</sup> Dati forniti da ENTSO-E. Si prevede che il picco di domanda aumenterà da 57,8 GW nel 2020 a 61 GW nel 2025. Tali valori rappresentano il picco di domanda medio nel corso degli anni climatici assunti a modello dall'ENTSO-E nel MAF.

<sup>29</sup> La crescita del prodotto interno lordo da un anno all'altro si è attestata allo 0,1 per cento per il 2019 e allo 0,7 per cento per il 2020. Commissione europea, *Economic forecast for Italy*, [https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-performance-country/italy/economic-forecast-italy\\_it](https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-performance-and-forecasts/economic-performance-country/italy/economic-forecast-italy_it).

annuale potrebbero essere considerati una misura leggermente conservatrice; tre settimane di manutenzione pianificata, d'altro canto, avrebbero potuto essere un presupposto più bilanciato. Un esame più accurato dei tassi di interruzione di corrente non pianificate per le centrali apparirebbe altresì una misura prudente. Ad esempio, si suppone che l'indisponibilità non pianificata delle centrali termoelettriche a ciclo combinato sia del 5 per cento nel MAF, malgrado le esperienze nei mercati avanzati, ad es. l'Electric Reliability Council of Texas che dimostra come questo si avvicini più al 2 per cento nell'alta stagione, quando è maggiormente importante<sup>30</sup>.

(iii) Allo stesso tempo, appare poco chiaro se, e fino a che punto, la valutazione prenda in considerazione gli effetti dell'efficienza energetica e di un esplicito *demand*. La valutazione non considera gli effetti di una gestione della domanda futura implicita – ad esempio, i consumatori che reagiscono ai prezzi al dettaglio. Ciò proietta gli schemi di domanda storica nel futuro, applicando allo stesso tempo profili assunti per nuovi carichi addizionali, quali ad esempio veicoli elettrici e pompe di calore. I presupposti di quest'ultimo scenario risultano altresì poco chiari, ad esempio, se la carica di veicoli elettrici avvenga in orari di picco o meno. Ciò potrebbe determinare un impatto significativo sui livelli di rischio dal medio al lungo termine.

In aggiunta, come già menzionato, il MAF 2018 non riflette l'accordo CE4All. Ad esempio, la valutazione non riflette l'obbligo ad aprire gradualmente gli interconnettori, la qual cosa consentirebbe una maggiore condivisione di risorse tra gli Stati membri e la capacità di dirigere i flussi di energia verso aree in cui vi sia maggiore necessità<sup>31</sup>. Il MAF presuppone che il dimensionamento delle riserve di bilanciamento venga condotto a livello nazionale, mentre la legislazione inerente il CE4All stabilisce un dimensionamento di ambito regionale come strategia per il futuro. Tale approccio ridurrà il fabbisogno generale di riserve, liberando così risorse per il mercato<sup>32</sup>.

---

<sup>30</sup> Potomac Economics, il supervisore indipendente del mercato per l'Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), mostra che le interruzioni si sono fermate al 2 per cento nei mesi di luglio e agosto nel 2018, quando si verifica la domanda più sostenuta. Indica altresì che i produttori probabilmente hanno intrapreso interruzioni pianificate più lunghe nei mesi intermedi allo scopo di assicurare una maggiore disponibilità nel corso del picco stagionale, in linea con l'economia di mercato. Potomac Economics, *2018 State of the market report for the ERCOT electricity markets*, giugno 2019, <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-State-of-the-Market-Report.pdf>.

<sup>31</sup> Ad esempio, il Market Monitoring Report dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) mostra come meno di un terzo della capacità transfrontaliera realisticamente disponibile venga allo stato attuale offerta al mercato nella regione – esclusa l'Europa centro-occidentale – la quale comprende la maggior parte dell'Europa continentale. ACER e Council of European Energy Regulators (CEER), *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2017. Electricity wholesale markets volume*, ottobre 2018, [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf).

<sup>32</sup> Ciò risulta ovvio, ad esempio, in Germania, dove l'ammontare delle riserve di bilanciamento è diminuito del 20 per cento dal 2008, a seguito della decisione di staccarsi dalla dimensione sub-regionale (per ogni area TSO separatamente) alla dimensione nazionale delle riserve. Allo stesso tempo, i costi delle riserve di bilanciamento sono diminuiti del 70 per cento mentre le capacità dell'eolico e del solare sono invece triplicate.



## 2. Opzioni per migliorare il mercato italiano della capacità

L'introduzione di un CRM non costituisce una novità. Le autorità italiane la presero in considerazione già nel 2003, a seguito di una serie di interruzioni di servizio nel Paese<sup>33</sup>. Introdussero una remunerazione della capacità per i produttori nel 2004, quale misura transitoria, posticipando l'introduzione di un CM di mercato. La spinta verso un CRM è stata rinfocolata all'inizio degli anni 2010, all'apice di un surplus di risorse nel sistema italiano<sup>34</sup>. Un meccanismo di mercato in Italia, nella forma di un piano centralizzato di *reliability options*, è stato infine presentato alla Commissione europea nell'agosto del 2017, la quale lo ha poi approvato nel febbraio 2018<sup>35</sup>. A seguito dell'accordo sul pacchetto CE4All, le autorità italiane hanno presentato una nuova versione – con leggere modifiche – diversa dal CM precedentemente approvato, il quale includeva altresì uno standard di prestazione di emissioni. La proposta di CM così modificata introduce condizioni che rendono ogni centrale con emissioni al di sopra dei 550 grammi di CO<sub>2</sub> per kWh inammissibile per pagamenti di *reliability options* dall'inizio dell'implementazione del meccanismo<sup>36</sup>. La Commissione europea ha approvato il progetto modificato nel giugno 2019<sup>37</sup> e il governo italiano ha convertito il decreto in legge nell'estate 2019<sup>38</sup>. La prima asta si è tenuta nel novembre 2019 per la consegna nel 2022<sup>39</sup>.

<sup>33</sup> L'Italia ha dovuto fare fronte a tutta una serie di interruzioni di servizio nell'estate del 2003 a causa di un aumento della domanda e ad un blackout generale nel settembre del 2003 a seguito della perdita di tutti gli interconnettori con i paesi confinanti, provocata da un guasto a uno dei suoi interconnettori con la Svizzera causato da un cortocircuito. Per maggiori informazioni, vedi per esempio: Paolo Mastropietro et al., "The Italian capacity remuneration mechanism", cit.; Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE), *Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 blackout in Italy*, aprile 2004, [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/otherreports/20040427\\_UCTE\\_IC\\_Final\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf).

<sup>34</sup> Paolo Mastropietro et al., "The Italian capacity remuneration mechanism", cit. Ci si potrebbe chiedere perché le autorità abbiano deciso di introdurre un meccanismo pensato per mantenere le luci accese in un momento di eccesso di approvvigionamento nel mercato.

<sup>35</sup> Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>36</sup> Ogni capacità che emetta più di 550 grammi di CO<sub>2</sub> per kWh può "partecipare al meccanismo di capacità se si impegna a non emettere più di 350 kg in media di CO<sub>2</sub> originati da combustibili fossili per kWh installato, per ogni specifico anno di consegna".

<sup>37</sup> Commissione europea, *Aiuti di Stato: la Commissione approva l'introduzione di limiti di emissione rigorosi nel meccanismo di regolazione della capacità italiano*, 14 giugno 2019, [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP\\_19\\_3001](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/IP_19_3001). La versione non confidenziale della decisione verrà pubblicata nel Registro degli aiuti di Stato.

<sup>38</sup> Il decreto è stato approvato dall'ente regolatore italiano, ARERA, e convertito dall'attuale governo in legge nel giugno 2019. Ministero dello sviluppo economico, *Approvato da ARERA il decreto sul Capacity Market*, 28 giugno 2019, <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2039889>.

<sup>39</sup> Il CM italiano verrà implementato in due fasi: la prima fase e quella di piena implementazione.



### 3. Critica di specifici elementi del capacity market italiano

Il *capacity market* italiano costituisce uno schema centralizzato di *reliability options*<sup>40</sup>. Nell'ambito di tale piano, l'operatore di sistema, Terna, è responsabile per la determinazione del volume di risorse necessarie a raggiungere gli obiettivi di affidabilità del paese e reperire risorse attraverso procedure d'asta competitiva al rialzo. Le risorse che in sede d'asta riscuotono offerte, determinano il prezzo di equilibrio e, in cambio, devono essere disponibili per tutto il periodo di consegna (o devono essere sanzionate qualora non si dovessero dichiarare disponibili, in special modo ove richiesto)<sup>41</sup>. In aggiunta, le risorse che riscontrano apprezzamento vengono obbligate a ripagare a Terna la differenza tra un prezzo di riferimento di mercato<sup>42</sup> e un "prezzo d'esercizio" predeterminato, ogni qualvolta il primo ecceda il secondo. Questa è chiamata obbligo di recupero (o *call option* finanziaria) ed è una caratteristica distintiva di un piano di *reliability options*<sup>43</sup>.

Questo non è un esame onnicomprensivo del nuovo CM italiano. Quanto segue costituisce un'analisi di modifiche consigliate di cinque elementi del CM i quali suscitano particolare preoccupazione<sup>44</sup>.

<sup>40</sup> Per maggiori informazioni sul *capacity market* e le *reliability options*, vedi ad esempio: Peter Cramton e Steven Stoft, "Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency", in *Utilities Policy*, vol. 16, n. 3 (settembre 2008), p. 194-201; Pöyry, *Decentralised reliability options - Securing energy markets*, marzo 2015, [http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/media/related\\_material/decentralised-reliability-options-full-report.pdf](http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/media/related_material/decentralised-reliability-options-full-report.pdf).

<sup>41</sup> Non abbiamo esaminato nel dettaglio il regime sanzionatorio del *capacity market* ai fini di questa analisi. In ogni caso, sembra che le sanzioni siano piuttosto indulgenti sulla capacità concordata e il CM non le disincentivi abbastanza incisivamente dall'essere indisponibili quando richiesto. Ad esempio, secondo le riforme pay-for-performance nei *capacity market* degli Stati Uniti orientali, si potrebbe perdere l'intero pagamento per l'anno (e anche di più, in alcuni casi) a fronte dell'impossibilità a garantire disponibilità solo durante le fasce orari di scarsità, a prescindere da quante siano e a prescindere dal fatto che fossero disponibili o meno per il resto dell'anno. Uno scenario simile non apparirebbe plausibile nel caso del CM italiano.

<sup>42</sup> Il prezzo di riferimento è definito quale funzione dei mercati del prezzo giornaliero (Mercato del giorno prima o MGP) e di bilanciamento (Mercato per il servizio di dispacciamento o MSD), a seconda se la capacità definita contrattualmente si esaurisca nell'uno o nell'altro mercato o non si esaurisca. Per maggiori informazioni, vedi Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>43</sup> L'obiettivo immediato dell'obbligo di restituzione risiede nel fornire alla controparte una copertura contro il picco dei prezzi, in cambio del pagamento di una commissione di opzione. In un piano centralizzato di *reliability options*, come quello italiano, l'obiettivo secondario è in effetti fissare un tetto ai prezzi del mercato energetico, in quanto elimina qualsiasi incentivo per i produttori ad aumentare i prezzi al di sopra del prezzo d'esercizio. Così facendo, funziona come una misura di attenuazione del monopolio, proprio come il tetto ai prezzi. Un piano decentralizzato di *reliability options* può avere un effetto simile; ma, dato che è centralizzato, l'effetto è maggiormente diluito, con la possibilità che una quantità significativa di produzione continui a basarsi esclusivamente su altri accordi, compresa la dipendenza da prezzi che riflettono la scarsità dell'offerta.

<sup>44</sup> Per informazioni dettagliate sul funzionamento del CM italiano, vedi il sito di Terna: *Mercato della capacità*, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita>. Offrono descrizioni del CM italiano anche Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit. e Paolo Mastropietro et al., "The Italian capacity remuneration mechanism", cit.

### 3.1 Durata del contratto

Il CM ha stabilito contratti di diversa durata nel corso della fase di piena implementazione: contratti di 3 anni per risorse esistenti e contratti di 15 anni per le nuove risorse<sup>45</sup>. Le capacità esistenti che devono affrontare significative ristrutturazioni (automaticamente, produzione) possono qualificarsi come nuove capacità fintanto che i costi associati agli investimenti si collochino al di sopra di una certa soglia. Il TSO ha stimato tale soglia nell'ordine di 290.000 euro per MW<sup>46</sup>. Ciò significa in concreto che solo i progetti di produzione molto probabilmente rientreranno tra quelli inquadrabili nei contratti a scadenza di 15 anni, dato che i progetti dal versante della domanda tendono ad avere costi di capitale significativamente più bassi ma costi operativi più alti. Il CM irlandese ha definito una regola simile, in virtù della quale le capacità nuove e ridefinite devono investire più di 300.000 euro per MW per rientrare nei contratti di più lunga durata (contratti decennali nel caso irlandese)<sup>47</sup>. I risultati delle ultime procedure d'asta T-4 per il periodo 2022/2023 suggeriscono che solo i produttori e, in particolare, una singola azienda (ESB), siano riusciti ad assicurarsi un contratto decennale<sup>48</sup>.

Risulta altresì significativamente più difficile, se non impossibile, per i fornitori di *demand response* anticipare le risorse disponibili nel proprio portafoglio su un arco temporale così lungo (in concreto 19 anni, se si considera il tempo di risposta al periodo di consegna).

Tale distinzione per progetti di nuove capacità appare non necessario, discriminatorio e distorsivo per le seguenti ragioni<sup>49</sup>:

- (i) Non necessario poiché l'esperienza derivante dai CM di lungo corso dimostra come investimenti significativi possono avere luogo anche nel caso di contratti della durata di un anno. Ciò è illustrato nella figura 5, la quale mostra come gli investimenti nelle nuove risorse del CM di PJM, il quale offre solo contratti di un anno per tutti i tipi di risorse, nuove ed esistenti, sul versante dell'offerta e su quello della domanda. Esperienze simili possono essere esaminate in altri mercati nord-americani che incorporano meccanismi di capacità.
- (ii) La distinzione è discriminatoria perché la durata contrattuale crea un privilegio in favore dell'investimento su opzioni nel versante dell'offerta, data la soglia necessaria per qualificare una risorsa come nuova.
- (iii) La regola è altresì distorsiva, dato che i contratti con scadenza a 15 anni può

<sup>45</sup> Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>46</sup> Paolo Mastropietro et al., "The Italian capacity remuneration mechanism", cit.

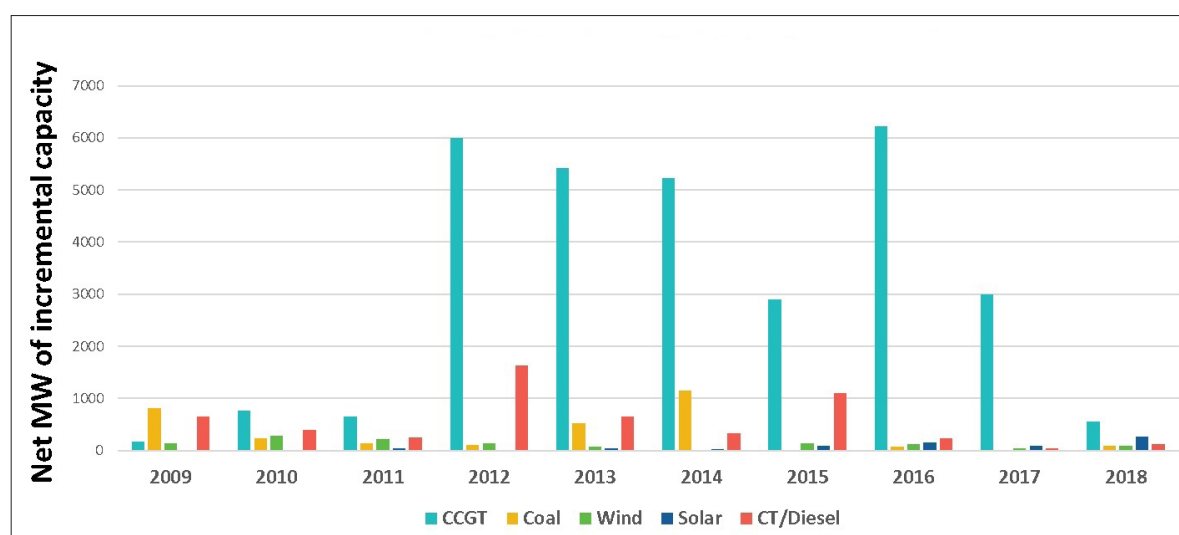
<sup>47</sup> Commissione europea, *State aid No. SA.44464 (2017/N) – Ireland. Irish capacity mechanism*, 24 novembre 2017, [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/267880/267880\\_1948214\\_166\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/267880/267880_1948214_166_2.pdf).

<sup>48</sup> EirGrid e SONI, *SEM Capacity Market: Final Capacity Auction Results (2022/2023 T-4)*, 7 maggio 2019, <https://www.sem-o.com/documents/general-publications/T-4-2022-2023-Final-Capacity-Auction-Results-Report.pdf>; James Goldsmith, "One step beyond: First T-4 auction results", in SEM Chart of the Week, 12 aprile 2019, <https://www.cornwall-insight.ie/?p=1267>.

<sup>49</sup> Philip Baker, *Capacity market review in Great Britain: Response to the call for evidence*, Bruxelles, RAP, 1 ottobre 2018, <https://www.raponline.org/?p=22636>.

rendere difficile ritirare un CM e corre il rischio di mandare un segnale sbagliato ai produttori. Un contratto a 15 anni rassicura sul fatto che lo Stato sia disponibile a sollevarli dai rischi connessi alle future condizioni del mercato e scarica il rischio sui consumatori, ossia gli *stakeholder* meno in grado di comprendere e gestire tali rischi. Date le incertezze che oggi caratterizzano il sistema energetico, circa la futura domanda di energia e le tecnologie che emergeranno nonché sul versante dell'offerta che su quello della domanda, tali rischi per i consumatori potrebbero aumentare considerevolmente.

**Figura 5** | Investimenti in risorse di nuova generazione secondo il *capacity market* di PJM (MW netti di capacità incrementale)



Nota: CCGT (centrale termoelettrica a ciclo combinato) / carbone / eolico / solare /CT-diesel

Fonte: Elaborazione su dati PJM: 2021/2022 RPM base residual auction results, maggio 2018, <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2021-2022/2021-2022-base-residual-auction-report.ashx>.

La durata di questi contratti pluriennali crea rischi significativi di vincolo del carbonio<sup>50</sup> e potrebbero creare ostacoli considerevoli per le nuove tecnologie e i loro tentativi di entrata nel mercato, come gli impianti di stoccaggio mediante batterie. Considerato che i primi contratti dovrebbero essere siglati nel 2019, è molto probabile che questi vengano concessi innanzitutto a produttori già esistenti e nuovi produttori di gas, la qual cosa significa che si ridurranno gli spazi per nuovi tipi di risorse che puntano ad entrare nel mercato. Nel frattempo, si ritiene che i costi di tecnologie pulite quali le rinnovabili e lo stoccaggio mediante batterie continueranno a scendere. I costi per lo stoccaggio mediante batterie sono calati di circa l'80 per cento dall'inizio del decennio sino agli ultimi anni, come illustrato nella figura 6<sup>51</sup>. Ciò potrebbe farne soluzioni più economiche nel lungo termine

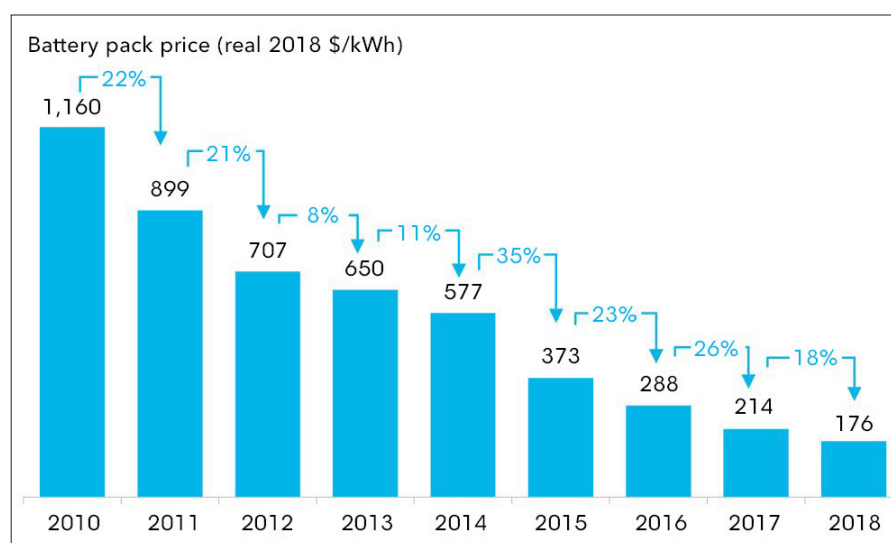
<sup>50</sup> I contratti a 3 e 15 anni bloccherebbero le risorse per 7 e 19 anni in futuro, se si considera il tempo di risposta alla consegna.

<sup>51</sup> Logan Goldie-Scot, "A behind the scenes take on lithium-ion battery prices", in *BloombergNEF Blog*, 5 marzo 2019, <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices>.

rispetto ad altre risorse attualmente più economiche. Ad esempio, considerate le abbondanti risorse solari del paese, è molto probabile che la combinazione di solare e stoccaggio possa essere più economico delle attuali o nuove turbine a ciclo aperto a gas (OCGTs) nel breve o medio termine.

In aggiunta, i contratti a lungo termine non eliminano magicamente i rischi, tra questi i rischi tecnologici, di domanda e di combustibile, ma sostanzialmente li spostano dai produttori ai consumatori<sup>52</sup>. Ad esempio, se un produttore sigla un contratto di quindici anni oggi per consegne tra il 2023 e il 2038 e l'aumento previsto della domanda non si verifica (ad es. a causa di una nuova crisi finanziaria o per via di aumenti dell'efficienza energetica a seguito di nuove politiche), ciò renderebbe tali risorse non necessarie. I consumatori si vedrebbero in ogni caso costretti a pagarlo attraverso la durata del contratto, anche la risorsa non venisse utilizzata. Per tale ragione, i contratti a lungo termine vengono chiaramente preferiti dai produttori, ma la storia ci racconta che tale asimmetrica allocazione del rischio non è necessaria per far fronte alle richieste di adeguatezza delle risorse.

**Figura 6** | Evoluzione dei costi di stoccaggio mediante batterie dal 2010 al 2017



Fonte: BloombergNEF, 2018 Lithium-Ion Battery Price Survey, 2019.

**Raccomandazione:** escludere i contratti a lungo termine dal mercato di capacità in favore di contratti annuali per tutte le risorse. Ciò promuoverebbe – come effettivamente necessario – investimenti in nuove risorse, evitando al tempo stesso il rischio di vincolo del carbonio e uno spostamento non necessario dei costi e dei rischi verso i consumatori.

<sup>52</sup> Un argomento diffuso a favore dei contratti di lunga durata sostiene che essi riducano i costi di finanziamento assicurando entrate su un lungo periodo. Quantunque ciò sia vero, i rischi insiti in contratti di questo tipo – quali quello di costi incagliati, considerato che i costi delle nuove tecnologie scendono rapidamente – risultano maggiormente significativi, rendendo pertanto sfavorevole in linea generale la scelta di contratti a lungo termine.



### 3.2 Prezzo d'esercizio

Il prezzo d'esercizio si definisce come il costo marginale di breve termine di una turbina a ciclo aperto a gas (OCGT). Il prezzo d'esercizio non ha un valore fisso ma è invece legato al prezzo di mercato del gas naturale. Ciò gli consente di variare a seconda delle dinamiche di mercato del combustibile<sup>53</sup>. Le autorità italiane hanno selezionato una OCGT quale tipologia attesa di nuova unità di picco di produzione, con i più alti costi variabili<sup>54</sup>.

Tale approccio al prezzo d'esercizio, come quello nei riguardi della durata dei contratti, favorisce implicitamente le risorse dal versante dell'offerta sulla gestione della domanda. Questa presenta spesso bassi capitali inferiori rispetto alle centrali elettriche di picco, ma più alti costi variabili od operativi. Ciò significa che le risorse sul versante della domanda con più alti costi variabili rispetto alle OCGT probabilmente non prenderanno parte al CM italiano, sebbene potrebbero in linea generale rappresentare una soluzione a costi molto contenuti<sup>55</sup>.

Un problema più sostanziale risiede nel fatto che il prezzo d'esercizio abbia un impatto sul mercato energetico, il quale non può poi funzionare come dovrebbe. In un piano centralizzato di *reliability options*, il prezzo d'esercizio agisce effettivamente come un implicito prezzo massimale per il mercato energetico; nel caso italiano, questo risulta in realtà basso. Appare improbabile che i prezzi possano salire oltre il prezzo d'esercizio, poiché ci si attenderà che la maggior parte se non tutte le risorse di approvvigionamento vengano contrattualizzate nell'ambito di tale piano e non avranno incentivi da offrire al di sopra di quel livello all'interno dell'obbligo di restituzione. Ad aggravare il problema vi è il fatto che un piano centralizzato da *reliability options* assicura virtualmente che il mercato presenti un eccesso di offerta (vedi i punti 3 e 4 di questa sezione). Senza un meccanismo amministrativo di scarsità dell'offerta, i prezzi di equilibrio non saranno in grado di mandare il segnale corretto agli operatori dei mercati e, con la quasi certezza di una sovra-aggiudicazione, i benefici che i consumatori potranno ottenere dalla

<sup>53</sup> Ad esempio, nel giugno 2017, il TSO italiano stimava i costi variabili di un OCGT attorno a 125 euro/MWh. Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit. Attualmente tali costi si avvicinano maggiormente ai 150 euro/MWh.

<sup>54</sup> Una delle varie decisioni implicite prese dalle autorità nell'ambito del CM, e non del mercato stesso, che in effetti predetermina i risultati di un CM.

<sup>55</sup> Come spiegato in precedenza, qualsiasi risorsa che abbia successo nel CM è soggetta all'"obbligo di rimborso", ossia che quando il prezzo di mercato di riferimento è superiore al prezzo d'esercizio, i produttori devono restituire la differenza all'operatore di sistema. Dato che i costi variabili e operativi di demand response saranno probabilmente più alti di quelli di un OCGT, i produttori non sarebbero in grado di recuperare per intero i propri costi variabili ogni volta che affrontano il mercato. Si potrebbe argomentare che il demand response non avrebbe la necessità di partecipare al *capacity market* ma potrebbe piuttosto partecipare ai mercati energetici e di bilanciamento, essendo così in grado di offrire prezzi che riflettano i suoi reali costi operativi. In ogni caso, come argomentiamo qui di seguito, il mercato italiano soffrirà molto probabilmente di un eccesso di fornitura, limitando severamente lo spazio per una redditività di mercato del demand response. Vale altresì la pena notare che nel 2018 la partecipazione del DR in Italia risultava possibile solo in alcuni progetti pilota per servizi ancillari.



competizione tra risorse nel mercato energetico a basso costo e risorse di mercato di capacità ad un costo più alto non si concretizzerà mai. Gli operatori di mercato devono recuperare i propri costi variabili e capitali attraverso i mercati dell'energia e dei servizi di bilanciamento. Quando il prezzo di mercato non può collocarsi al di sopra di un certo livello, significa che le risorse devono recuperare una quota più ampia dei loro costi di capitale attraverso il *capacity market*, mentre il valore recuperato mediante il mercato energetico scenderebbe bruscamente, rendendo il suo ruolo più marginale rispetto ad essere al centro del sistema energetico.

**Raccomandazioni:** Definire un prezzo d'esercizio significativamente più alto. L'Italia può guardare al modello irlandese, il quale colloca il prezzo d'esercizio al livello dei costi variabili di gestione della domanda, all'incirca 500 euro/MWh<sup>56</sup>. Ciò permetterebbe al mercato dell'energia di svolgere meglio il proprio ruolo e, al tempo stesso, di creare condizioni più eque per il *demand response*.

### 3.3 Rischio di eccesso di approvvigionamento

Nell'ambito del piano centralizzato italiano sulle *reliability options*, Terna è responsabile della valutazione della quantità di risorse atte a raggiungere i livelli desiderati per tutti gli approvvigionamenti al dettaglio, come comunemente succede nei CM. La centralizzazione di tali responsabilità nell'operatore di sistema pone un significativo rischio di eccesso di fornitura, un fenomeno che si è ripetuto nella stessa forma in tutti i paesi con piani centralizzati. L'operatore di sistema sopporta i rischi associati alla perdita di consumatori, in special modo a livello di reputazione e di costi operativi<sup>57</sup>, ma non i costi per garantire gli approvvigionamenti attraverso il CM. Questi sono sostenuti dai consumatori. In altre parole, l'operatore di sistema è per natura incline a fornire più invece che meno.

Ciò è stato osservato nei mercati esistenti nei quali gli impegni di *capacity market* sono molto più brevi nella durata, ma i rischi si moltiplicano quando vengono sanciti impegni pluriennali, in special modo con scadenza a quindici anni. Quando ciò si combina con l'asimmetria di informazioni tra l'operatore di sistema e il regolatore o il governo, l'operatore di sistema è chiaramente e assolutamente motivato a spostare l'approvvigionamento di capacità verso livelli più alti<sup>58</sup>. Indipendentemente dagli incentivi impliciti, il compito di valutare una sufficiente

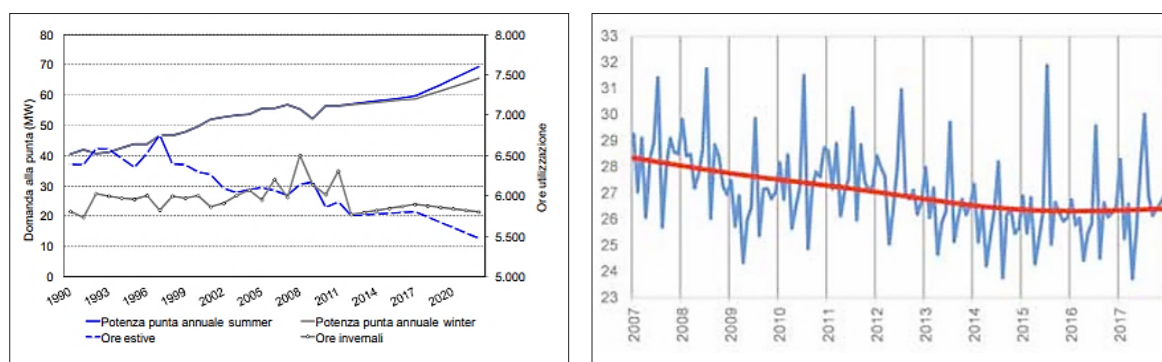
<sup>56</sup> Il prezzo variabile è stato stimato sulla base dell'esperienza di attivazione del *demand response* prima dell'introduzione del CM. Commissione europea, *State aid No. SA.44464 (2017/N) – Ireland...*, cit. La sfida maggiore nel caso italiano consiste nel valutare i costi variabili per il *demand response* nel paese. Una fonte potrebbe essere il piano di interruzione che era in vigore, sebbene questa rappresenti un sottoinsieme molto tradizionale di *demand response* potenziale (ossia, i carichi industriali che hanno la capacità di peak shaving alcune volte l'anno).

<sup>57</sup> I rischi finanziari verrebbero sopportati dai fornitori, i quali hanno la responsabilità di servire i propri consumatori.

<sup>58</sup> Prove/evidenze simili sono disponibili anche per altri mercati. Ad esempio un'analisi della previsione di domanda del National Grid basata sugli ultimi anni mostra una sovrastima di circa 1,5 GW. Phil Baker, "Britain's capacity market for electricity: Lessons for Europe", cit.

capacità per garantire l'adeguatezza di produzione appare di per sé pieno di incertezze e di difficoltà, quali la valutazione del livello di domanda con anni di anticipo o delle opzioni tecnologiche (sia sul versante dell'offerta che su quello della domanda) che probabilmente emergeranno in un arco di tempo di quindici anni<sup>59</sup>.

**Figura 7** | Proiezioni di picco di domanda di Terna nel 2013 (sinistra) e trend della domanda (GWh) nel periodo 2007-2017 (destra)



Fonte: (sinistra) Terna, Piano di sviluppo 2013, p. 29, <https://download.terna.it/terna/0000/0109/54.pdf>; (destra) ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano. Anno 2017*, n. 1/2018, p. 36, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-bollettino-trimestrale-2018.pdf>.

La figura 7 delinea le proiezioni del picco di domanda di Terna nel 2013 (figura a sinistra). Esso mostra come Terna progettasse che il picco di domanda sarebbe iniziato dal 2013 in poi, a seguito di un periodo prolungato di generale stagnazione (vedi anche la figura 1). Terna prevedeva altresì che la domanda avrebbe raggiunto i 60 e i 62 GW, a seconda della stagione (il picco più alto coincide con la stagione estiva, linea blu in rilievo nella figura)<sup>60</sup>. La figura sulla destra delinea le fluttuazioni mensili e il trend di lungo termine per la domanda tra 2007 e 2017 (corretto per gli effetti meteorologici), così come valutato dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA). L'agenzia conclude come la domanda si sia stabilizzata dal 2014 in avanti, con un leggero trend verso l'alto nel 2017. Ciò suggerisce come le proiezioni di domanda di Terna si siano rivelate eccessivamente ottimistiche.

#### *Box 4 | Previsioni di domanda nella prima asta di CM*

Terna prevede un trend simile per l'evoluzione della domanda negli anni che porteranno alla prima asta nel 2022. Il TSO ha stimato una richiesta di capacità

<sup>59</sup> Anche se tale rischio può essere in qualche modo gestito attraverso la serie di procedure d'asta che il sistema italiano prevede per l'anno di consegna, è altresì vero che ciò non elimina il rischio di eccesso di fornitura, mentre può anche portare a decisioni non ottimali in una procedura d'asta svolgendo una valutazione erranea della domanda futura.

<sup>60</sup> Il picco di domanda realizzato nel 2018 era vicino ai 58 GW (non corretto in base agli eventi atmosferici).

continua di 65,4 GW<sup>61</sup>. Supponendo che gli standard di affidabilità eguagliino un margine ridotto all'incirca del 3,5 per cento<sup>62</sup>, ciò implicherebbe un picco di domanda di 63,2 GW per il quale il TSO fornirebbe la capacità. Tale livello di picco di domanda risulta significativamente più alto degli attuali livelli che si sono visti in Italia. Il picco di domanda nel 2018 è stato di 55 GW in inverno e solo 58 GW in estate.

---

**Raccomandazioni:** stabilire un organo responsabile dell'esame obiettivo e indipendente delle valutazioni di Terna, con un obbligo di fornire al governo italiano (o al regolatore) raccomandazioni sui volumi di fornitura. In aggiunta, il regolatore potrà considerare l'introduzione di un incentivo che ricompensi il TSO qualora questi ottenga differenti parametri del CM corretti (ad es. previsioni di picco di domanda, fattori di depotenziamento) e sanzioni qualora risultino sbagliati.

### 3.4 Fattori di depotenziamento

I fattori di depotenziamento delle diverse risorse si basano sulle disponibilità storiche. Terna pianifica di utilizzare diverse metodologie per valutare tali fattori a seconda del tipo di risorsa. Data la recente storia di eccesso di approvvigionamento nel mercato italiano e la relativa mancanza di incentivi economici per i produttori al fine di mantenere livelli molto alti di disponibilità durante il picco stagionale, ci si attende che tutto ciò porti ad una sottostima della disponibilità realistica di risorse diverse, in special modo durante i periodi di picco di domanda, e una sovrapproduzione di risorse.

L'indisponibilità media attesa per la produzione termica si attesta tra 20 e 25 per cento. Questo rappresenta un dato significativamente più alto – e, di conseguenza, la disponibilità media risulta significativamente più bassa – rispetto alla disponibilità di impianto realizzata in mercati ben funzionanti<sup>63</sup> e la disponibilità ipotizzata in altri studi, quali il MAF<sup>64</sup>. Utilizzando i dati storici, TERNA di fatto sottovaluta la disponibilità realistica dei CCGT.

Ciò potrebbe generare un grande impatto in termini di capacità disponibili sul mercato. Ad esempio, se l'operatore di sistema usasse un 20 per cento di fattore di indisponibilità applicato indiscriminatamente nel corso dell'anno, invece di una stima più realistica del 5 per cento dei CCGT durante il periodo di picco (come ci si potrebbe aspettare considerati i significativi incentivi economici creati dal piano

<sup>61</sup> Terna, *Mercato della Capacità. Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF). Allegato 1 alla DTF n. 2 (anno di consegna 2022)*, 28 giugno 2019, [https://download.terna.it/terna/CM\\_DTF2\\_allegato2022\\_8d73227d2ed7fdd.pdf](https://download.terna.it/terna/CM_DTF2_allegato2022_8d73227d2ed7fdd.pdf).

<sup>62</sup> Basato su informazioni del capacity market britannico.

<sup>63</sup> Ad esempio in Texas la disponibilità media dei CCGT era di circa il 98 per cento durante il picco della stagione estiva del 2018 quando il mercato viveva una fase di tensione.

<sup>64</sup> Quest'ultimo presuppone una percentuale annua di interruzioni forzate pari al 5 per cento per i nuovi CCGT e una percentuale leggermente più alta dell'8 per cento per quelli più datati.

di *reliability options*, un risultato che si è potuto osservare ripetutamente in altri mercati) e supponendo che tutta la capacità CCGT attualmente installata di 22 GW faccia raggiungere l'equilibrio di mercato, ciò implicherebbe in effetti un surplus di 3,3 GW o l'equivalente di circa otto unità tipiche di CCGT<sup>65</sup>.

Per le fonti energetiche rinnovabili, Terna pianifica di utilizzare differenti metodologie. Per le risorse idriche, comprese centrali idroelettriche con impianti di accumulazione, l'azienda valuterà la loro disponibilità in base ai dati storici durante le ore di picco nei cinque anni precedenti l'asta<sup>66</sup>. I fattori di indisponibilità inattesi variano dal 40 al 60 per cento. Non è chiaro perché le centrali idroelettriche con impianti di accumulo dovrebbero sopportare fattori di indisponibilità così elevati<sup>67</sup>. I fattori di depotenziamento per le tecnologie solari ed eoliche sembrano essere altresì sul versante conservativo<sup>68</sup>.

**Raccomandazione:** Stabilire un esame dettagliato della metodologia proposta da Terna e dei fattori di depotenziamento dal governo italiano e dal regolatore e comparare queste con le esperienze a livello internazionale. Qualora emergessero significative differenze tra i due, le autorità italiane potrebbero spingere Terna a modificare le proprie metodologie e di conseguenza i fattori di depotenziamento, a meno che il TSO possa spiegare le differenze in maniera convincente.

### 3.5 Gestione del demand response

Dalle modalità generali di *demand response*, emerge come questa venga considerata inferiore ad alternative sul versante della domanda<sup>69</sup>. Tuttavia, le autorità pubbliche

<sup>65</sup> Non è vi bisogno di dire che nessuna di queste capacità in surplus sarebbe in grado di o avrebbe una ragione per uscire dal mercato in quanto parte di un'unità o di un complesso di unità produttive.

<sup>66</sup> Non è chiaro né coerente utilizzare solo le fasce orarie in cui vi sia maggiore domanda per le fonti energetiche rinnovabili e non per la produzione elettrotermica. Le centrali di questo tipo, con capacità di accumulo d'acqua, come quelle ad accumulo pompato, possono essere spente secondo le necessità, secondo la disponibilità d'acqua nel serbatoio, in modo simile la produzione elettrotermica. Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>67</sup> Ad esempio, nel CM britannici il fattore di depotenziamento per tutto l'accumulo idroelettrico pompato. Vedi ad esempio: National Grid, *Duration-limited storage de-rating factor assessment – Final report*, novembre 2017, <https://www.emrdeliverybody.com/lists/Latest%20News/DispForm.aspx?ID=150>. Tale bassa disponibilità potrebbe essere spiegata se tali centrali avessero necessità di operare a ciclo continuo per garantire il soddisfacimento della domanda, la qual cosa potrebbe esaurire la quantità d'acqua nel serbatoio. In ogni caso, il sistema italiano generalmente deve far fronte ad una minore domanda durante le ore notturne e appare improbabile che tale possa essere lo scenario per il paese, considerato anche il significativo eccesso di capacità del sistema italiano nel passato.

<sup>68</sup> Per l'eolico e il solare, i fattori di declassamento sono stimati come il "50° percentile della serie storica della loro contribuzione (il valore mediano) nelle ore di picco degli ultimi cinque anni. Ad esempio, il fattore medio di de-rating previsto sarà compreso tra l'85% circa e il 90% per gli impianti eolici e tra il 90% circa e il 95% per gli impianti solari". Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>69</sup> L'associazione degli operatori di mercato a capo di soluzioni energetiche digitali e decentralizzate, comprese le soluzioni di demand response, SmartEn, ha valutato il CM italiano in termini molto negativi per ciò che concerne il demand response. Più nello specifico, SmartEn solleva i seguenti elementi di critica in relazione al CM italiano: (i) non consente alle soluzioni flessibili sul versante



si attendono altresì che il CM dia nuove risorse per la produzione. Il *demand response* potrà partecipare al *capacity market*, ma non potrà ottenere un prezzo d'asta. In cambio, ogni *demand response* con esito positivo nel CM verrà assolta da ogni obbligo di contribuire al recupero dei costi per il CM stesso<sup>70</sup>. Al contrario dei produttori, il *demand response* deve solamente essere disponibile durante le sei ore di domanda maggiore nel corso della giornata. Di conseguenza, la loro capacità risulta significativamente ridotta per tenere in considerazione il fatto che le regole che governano la loro partecipazione sono meno stringenti rispetto ai produttori, anche se tali fasce orarie molto probabilmente rappresentano quelle in cui le risorse sono maggiormente richieste. Un evento di scarsità è normalmente causato da una combinazione di domanda più elevata rispetto alla norma e una disponibilità di fornitura più bassa rispetto a quanto avviene di consueto.

In linea generale, sembra che le autorità italiane abbiano anticipato un ruolo tradizionale di gestione della domanda, simili a quelli dei piani di interrompibilità, in cui si presume che i carichi industriali offrano poche ore di *peak shaving* della domanda all'anno a fronte di un pagamento. È caratteristico che il decreto sul CM dia diritto all'operatore di sistema di interrompere i carichi che abbiano successo nel CM.

Mentre la gestione della domanda ha tradizionalmente visto un trattamento poco vantaggioso nei CM sia in Europa che negli Stati Uniti, i mercati che hanno stabilito un eguale trattamento di risorse sul versante dell'offerta e su quello della domanda fronteggiano una quota considerevole dei loro obblighi di approvvigionamento tra gestione della domanda, ad esempio vicini tra il 5 e il 6 per cento in PJM, come mostrato nella figura 8. Per di più, la gestione della domanda risulta spesso maggiormente affidabile rispetto alla sua capacità quando il sistema affronta periodi di sollecitazione, come mostra l'esperienza in questi mercati<sup>71</sup>. D'altro canto, il CM italiano obbliga l'operatore di sistema di mettere da parte solo l'1 per cento di richiesta di risorse per l'asta T-1, la quale è pensata per essere solo per il *demand response*.

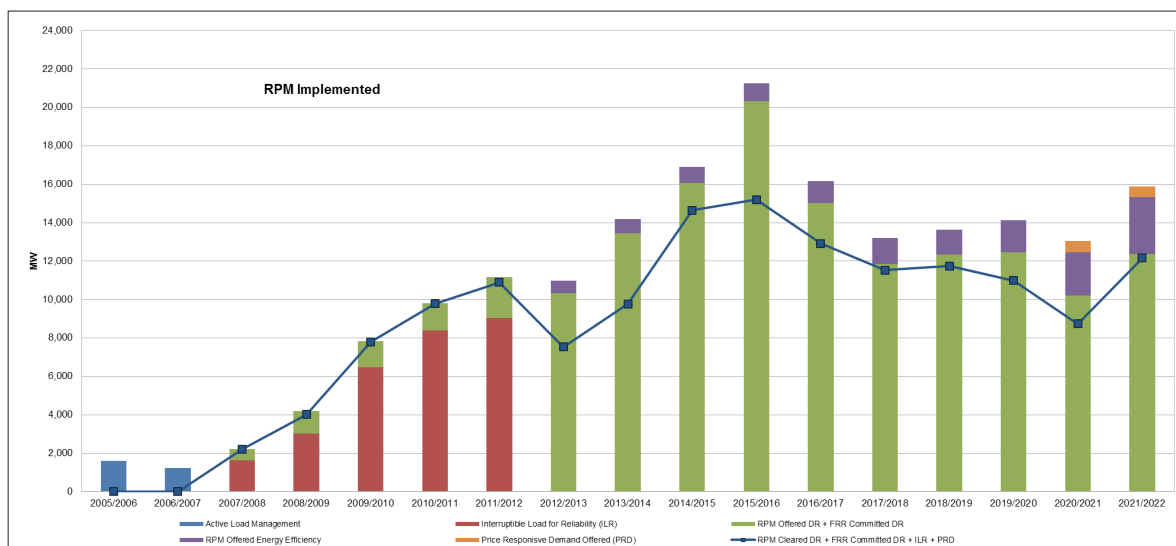
della domanda di competere con le risorse dal versante dell'offerta, dato che non può raggiungere il prezzo d'equilibrio; (ii) non consente l'aggregazione; (iii) non valorizza appieno il *demand response*, poiché questo è ristretto alla partecipazione solo nelle ore di picco ed è eccessivamente depotenziato su tale base; e (iv) richiede a tutti i siti di *demand response* di fornire al TSO la capacità di innescarsi direttamente. SmartEn, *State aid for resource adequacy: recommendations for the revision of the Guidelines*, maggio 2019, <https://www.smarten.eu/?p=8750>.

<sup>70</sup> Secondo le autorità italiane, i ricavi (prezzi d'asta e prezzi energetici) e i costi (costi del CM e obbligo di rimborso) per il *demand response* si eguagliano l'un l'altro in ogni scenario. Pertanto, è logico non fornire remunerazione per il *demand response* nel CM né ricevere alcun pagamento da questo, per evitare transazioni che si compensino le une con le altre. La modellistica che supporta le affermazioni delle autorità italiane non è stata resa pubblica per ciò che ci è dato sapere. Non siamo consapevoli di altri CM che abbiano fatto uso di ragionamenti simili per il *demand response*. Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit.

<sup>71</sup> PJM, *Load management performance report 2018/2019*, agosto 2019, <https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/dsr/2018-2019-dsr-activity-report.ashx>.



**Figura 8** | Partecipazione del versante della domanda nel mercato di capacità PJM



Fonte: PJM, 2021/2022 RPM base residual auction results, cit., p. 13.

**Raccomandazione:** porre le risorse sul versante della domanda sullo stesso piano di quelle dell'offerta. Appare sensato, ad esempio, al fine di consentire alla gestione della domanda di offrire blocchi di 100 kW, come è il caso dei mercati di capacità statunitensi, mentre una più alta offerta minima rispetto a quanto è giudicato adeguato per la produzione tradizionale con collegamento alla rete. Le risorse dal versante della domanda dovrebbero essere trattate su basi eque in termini di obblighi e remunerazioni rispetto a quelle sul versante dell'offerta

## 4. Riforme per il mercato energetico italiano

In questa sede argomentiamo brevemente alcune raccomandazioni per altre riforme del mercato che le autorità italiane potrebbero prendere in considerazione al fine di raggiungere l'obiettivo di servizi affidabili con il minor costo possibile<sup>72</sup>. In ogni caso, annotiamo come tali riforme avranno successo solo se le autorità italiane sapranno riformare o rivedere per intero il contributo del CM di recente adozione.

### 4.1 Formazione del prezzo – Implementazione della scarsità amministrativa dell'offerta

Dato che le transizioni nel mercato energetico italiano verso un sistema sempre più dominato da variabili rinnovabili, assicurarsi gli approvvigionamenti riguarderà ben più del semplice investimento nella creazione di capacità. Garantirsi gli

<sup>72</sup> Riconosciamo come le autorità italiane stiano prendendo in considerazione l'ipotesi di alcune riforme di mercato, come delineato nella decisione della Commissione europea sugli aiuti di Stato.

approvvigionamenti in tutti gli orizzonti temporali richiede le giuste capacità operative<sup>73</sup>. Esiste una condivisione ampia sul fatto che la flessibilità sarà un elemento chiave in un sistema energetico decarbonizzato.

Il valore dell'investimento in risorse più flessibili può essere visto esclusivamente nei prezzi dell'energia che riflettono le condizioni in tempo reale sul sistema elettrico. Pertanto, ottenere il prezzo di mercato all'ingrosso sarà essenziale per sviluppare le capacità operative necessarie e "mantenere le luci accese" sui costi.

La scarsità amministrativa dell'offerta, altresì detta determinazione amministrativa dei prezzi in base alla scarsità di riserve<sup>74</sup>, dovrebbe essere il primo intervento prioritario nel mercato di bilanciamento ed energetico<sup>75</sup>. I prezzi che riflettano la scarsità dell'offerta aumentano la redditività degli investitori nel mercato e si è dimostrata essere più efficace di un tipico meccanismo di capacità per raccogliere il valore delle capacità delle risorse. Ciò avviene non solo attraverso prezzi più alti nei reali periodi di scarsità, ma attraverso accordi di copertura del rischio sempre maggiori dagli attori del mercato all'ingrosso (questi potrebbero assumere la forma di contrattazioni bilaterali, *forward trading* o prodotti di copertura del rischio)<sup>76</sup>. Quest'ultima soluzione sostiene l'investimento necessario ad affrontare l'affidabilità in modo efficiente.

Secondo le vecchie regole di formazione del mercato, il prezzo dell'energia è definito dal costo marginale di breve termine dell'unità marginale nel mercato, ignorando la domanda di riserve. In ogni caso, il modo corretto di formare i prezzi è prendere in considerazione la domanda di riserve che sono richieste per mantenere le luci accese. Tali riserve potrebbero essere utilizzate o meno a seconda delle effettive circostanze. Quando l'operatore di sistema usa riserve di bilanciamento per soddisfare la domanda di energia, il costo opportunità non è più il costo marginale di breve termine dell'unità aggiuntiva, ma piuttosto il costo insito nell'essere più vicini ad un ammanco di sistema<sup>77</sup>.

<sup>73</sup> Sebbene tale meccanismo abbia sempre operato in questo modo, nuove sfide emergono man mano che i nostri sistemi energetici vengono decarbonizzati (ad esempio, con la riduzione dell'inerzia sistemica per via della sostituzione della produzione sincrona, tradizione con una produzione asincrona e rinnovabile).

<sup>74</sup> Negli Stati Uniti viene comunemente definita come "Operating Reserve Demand Curve".

<sup>75</sup> Michael Hogan, *Hitting the mark on missing money: How to ensure reliability at least cost to consumers*, Bruxelles, Regulatory Assistance Project, 12 settembre 2016, <https://www.raponline.org/?p=18816>.

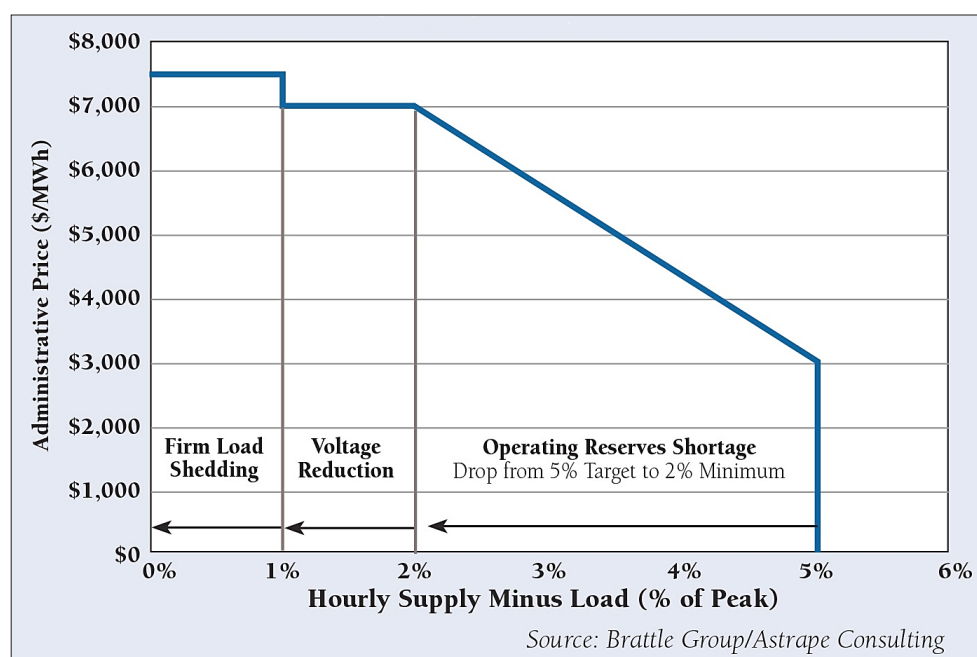
<sup>76</sup> I fornitori cercherebbero di proteggere la loro domanda dai rischi di determinazione di prezzi di mercato molto alti, la qual cosa potrebbe penalizzarli severamente. Ad esempio i fornitori in Texas avevano assicurato da rischi il 95 per cento della domanda prima dell'inizio della scorsa estate, che veniva considerata piuttosto difficile.

<sup>77</sup> Un buon esempio di mercato di bilanciamento è quello del Regno Unito, come modificato dall'Electricity Balancing Significant Code Review (EBSCR). La riforma del mercato di bilanciamento avviata di recente dall'Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) ha introdotto i seguenti quattro elementi principali: (i) prezzo marginale delle azioni di bilanciamento, (ii) prezzo unico di bilanciamento, (iii) un VoLL per le disconnessioni e le azioni di emergenza da parte dell'operatore di sistema, e (iv) una funzione di definizione del prezzo secondo la scarsità dell'offerta.

**Box 5 | Prezzi amministrativi che riflettano la scarsità dell'offerta: funzionamento ed esempi dal mercato statunitense**

I prezzi dell'elettricità sono definiti da una funzione amministrativa di prezzi che riflettono la scarsità dell'offerta una volta che riserve scendono al di sotto dei livelli richiesti delle riserve, come definito dall'operatore di sistema. La domanda probabilistica di queste riserve operative riflette il costo (VoLL) e la probabilità di carico perso, come misurato dalla probabilità di perdita di carico. Nel mercato texano, quando i livelli di riserve scendono al di sotto del livello minimo di riserve considerato necessario per garantire l'integrità del sistema, il prezzo è definito dal VoLL. Il funzionamento dei prezzi amministrativi che riflettono la scarsità dell'offerta è illustrato nella figura 9<sup>78</sup>.

**Figura 9** | Illustrazione di un meccanismo amministrativo che riflette la scarsità dell'offerta



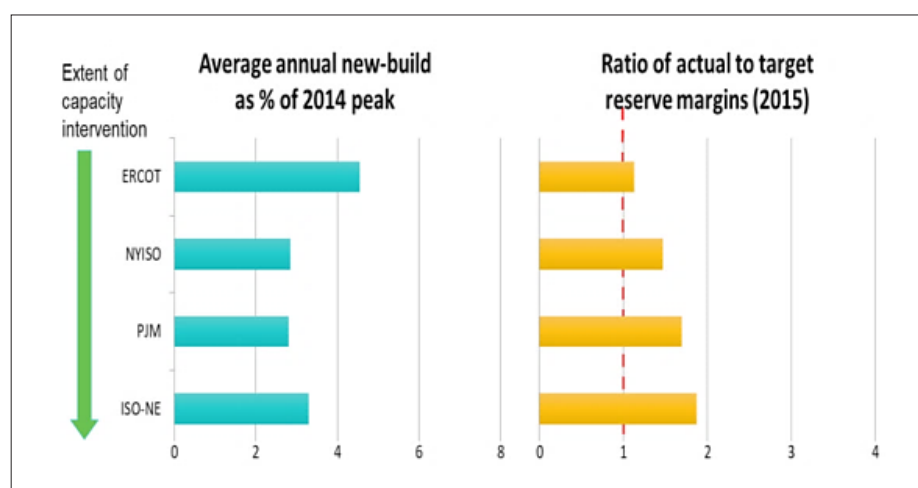
Nota: Prezzo amministrativo (\$/MWh) / Ore di approvvigionamento meno il carico (% di picco)  
Riduzione del carico fisso / Riduzione voltaggio / Carenza di riserve operative (discesa dal 5% obiettivo al 2% minimo)

Fonte: Michael Hogan, "Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system", in *The Electricity Journal*, vol. 30, n. 1 (gennaio-febbraio 2017), p. 55-61 a p. 59, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.12.006>.

<sup>78</sup> Per una dettagliata descrizione del concetto, vedi William W. Hogan, *Electricity Scarcity Pricing and Resource Adequacy*, Santa Monica, Harvard Energy Policy Group, 27 febbraio 2014, [https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan\\_HEPG\\_022714.pdf](https://sites.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_HEPG_022714.pdf); William W. Hogan, "Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves", in *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 2, No. 2 (2013), p. 65-86, <https://doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.4>.

È istruttivo vedere cosa succede nei mercati energetici integrati dai prezzi amministrativi che riflettano la scarsità dell'offerta, com'è il caso del Texas. La figura 10 mostra i livelli di investimento nelle nuove risorse in mercati statunitensi e australiani con diversi livelli di intervento mediante un CRM, assieme ai livelli di affidabilità raggiunti in tali mercati, paragonati ai loro standard di affidabilità definita. L'esperienza del mercato del Texas (ERCOT) dimostra come vi siano significativi nuovi investimenti, mentre l'affidabilità è più vicina agli standard richiesti, evitando un eccesso di capacità<sup>79</sup>. D'altro canto, i mercati con meccanismi di capacità, quali il PJM, sono caratterizzati da un significativo eccesso di capacità. Indicativo è altresì il fatto che il Texas abbia i prezzi energetici più bassi degli Stati Uniti paragonati ai mercati di tutte le altre organizzazioni regionali di trasmissione e degli operatori di sistema indipendenti<sup>80</sup>.

**Figura 10** | Investimenti e affidabilità nei mercati statunitensi con e senza mercato di capacità



Note: Portata di intervento di capacità / Picco medio annuale di nuova costruzione 2015/Indice da reali a margini di riserva obiettivo (2015)

Fonte: Elaborazione degli autori su dati estrapolati da ERCOT, NYISO, PJM e ISO-NE.

## 4.2 Integrazione dei mercati e sviluppo della rete interna

Un altro ambito con un significativo potenziale di miglioramento è costituito dall'approfondimento dell'integrazione del mercato italiano con il resto d'Europa e un miglior uso della propria capacità di interconnessione. Il mercato italiano è connesso con il mercato unico europeo dell'energia per il giornaliero, ma non per l'infragiornaliero e i mercati di bilanciamento. Mettere assieme il mercato italiano

<sup>79</sup> Per la recente esperienza in Texas, vedi ad esempio: Michael Hogan, "A hearty bowl of Texas soup: How ERCOT keeps the lights on", in *RAP Blog*, 23 ottobre 2019, <https://www.raponline.org/?p=23897>.

<sup>80</sup> Per maggiori informazioni, vedi il sito di US Energy Information Administration (EIA): *Wholesale electricity and natural gas market data*, <https://www.eia.gov/electricity/wholesale/#history>.



con quest'ultimi aiuterà altresì a garantire che l'energia fluisca dove ve ne sia maggiore necessità quando più sia necessario, migliorando così la sicurezza degli approvvigionamenti nel paese.

In aggiunta, le attuali offerte commerciali degli interconnettori italiani nei mercati rappresentano circa due terzi della capacità ottimale secondo un'analisi dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)<sup>81</sup>. In altri termini, il livello di capacità di interconnessione offerto al mercato potrebbe crescere, la qual cosa permetterebbe importazioni più elevate dai mercati vicini. Vale la pena notare che l'Italia è direttamente interconnessa con paesi dai quali ci si aspetta normalmente un buon livello di sicurezza in termini di forniture nel medio termine, secondo l'ultima analisi MAF (Svizzera, Slovenia e Austria) e altri che stanno già implementando o valutando l'implementazione di un CM (Francia e Grecia)<sup>82</sup>.

L'Italia beneficerebbe altresì dal continuare a rafforzare la propria rete interna. Il MAF dimostra chiaramente che i rischi per la sicurezza degli approvvigionamenti non sono uniformi sul territorio nazionale ma variano tra regioni. Vi sono zone con una situazione più difficile, in special modo nel nord Italia, e altre con un rapporto più equilibrato tra domanda e offerta. L'ulteriore rafforzamento della rete interna aiuterà a trasferire energia dalle regioni in surplus a quelle con una situazione più deficitaria. Lo sviluppo della rete interna sarà altresì necessario per spostare quantità sempre maggiori di risorse variabili tra regioni (ad esempio la produzione di energia solare dal sud al nord Italia).

**Box 6 | Il piano di sviluppo e per la sicurezza degli approvvigionamenti per il 2019 di Terna**

La figura 11 mostra l'impatto del proposto sviluppo di rete da parte di Terna, nel 2019, in termini di adeguamento di risorse. Questo considera una serie di sviluppi, alcuni già in corso d'opera, altri in prospettiva.

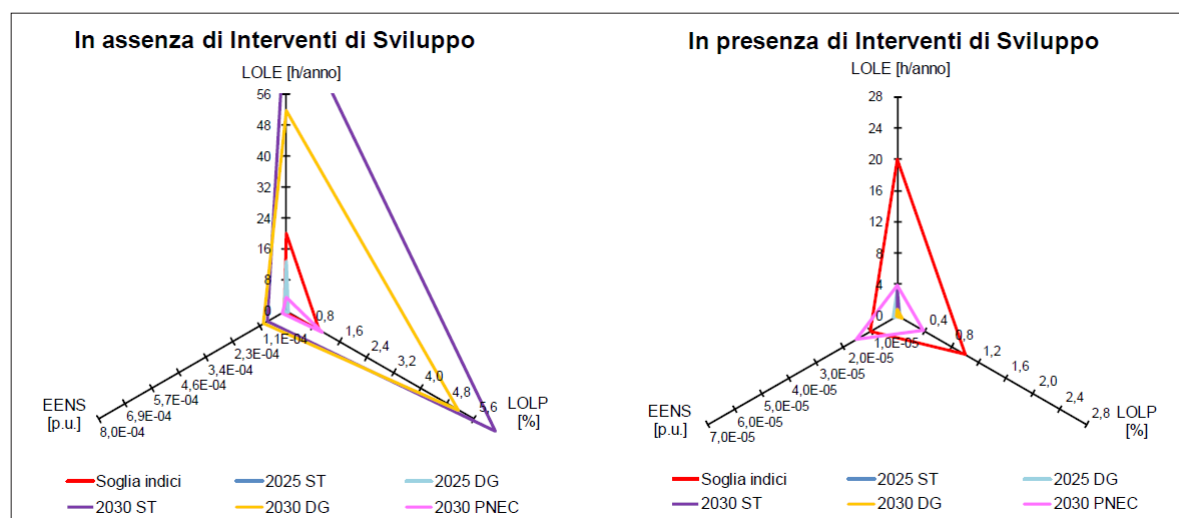
La figura mostra che qualora Terna dovesse implementare gli sviluppi e le prospettive pianificate, i rischi alla sicurezza degli approvvigionamenti quasi svanirebbero. Terna solo di recente ha ricevuto l'approvazione per i suoi progetti di sviluppo delle reti italiane al costo di 6 miliardi di euro per i prossimi quattro

<sup>81</sup> I numeri si riferiscono alla zona del nord Italia, dove il grosso degli interconnettori del paese risultano connessi (vedi anche la nota successiva). ACER e CEER, *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2017. Electricity wholesale markets volume*, cit.

<sup>82</sup> Il Mid-Term Adequacy Assessment del 2018 di ENTSO-E presuppone che la capacità netta di trasferimento dell'Italia, con i vicini con cui è direttamente interconnessa, costituisca un totale di 11,4 GW. Il grosso di queste interconnessioni è con il Nord Italia (Svizzera: 4.5 GW, Francia: 4.1 GW, Austria: 0.7 GW, Slovenia: 1.6 GW), mentre il sud Italia è interconnesso con la Grecia (0.5 GW). In aggiunta, l'Italia dovrebbe essere interconnessa con il Montenegro entro il 2025 con un collegamento di 1,2 GW.

anni<sup>83</sup>. I costi totali di sviluppo delle reti nel piano di Terna per il 2019 ammontano a 13 miliardi di euro<sup>84</sup>. Ciò solleva l'interrogativo sul valore dell'implementazione di un CM oltre a ciò, la qual cosa potrebbe costare ai consumatori parecchi miliardi di euro aggiuntivi (secondo il governo italiano, la messa in moto del CM costerà tra 0,9 e 1,4 miliardi di euro l'anno)<sup>85</sup>.

**Figura 11** | Impatto degli interventi di sviluppo rete sugli indici LOLE, ENS e LOLP



Fonte: Terna, *Piano di sviluppo 2019*, cit., p. 208.

### 4.3 Rilanciare la flessibilità del sistema, demand response

Un passo importante al fine di migliorare l'affidabilità e ridurre i costi per l'Italia consisterebbe nell'aumentare gli investimenti nella gestione sul versante della domanda attraverso un maggiore dispiego della gestione della domanda, sia implicita che esplicita, come una risorsa del sistema energetico<sup>86</sup>.

La figura 12 la durata della curva di carico italiana per le 500 più elevate fasce orarie ore di domanda nel 2018 e nel 2017. Da questi grafici si evince che la domanda raggiunge il picco solo per un numero limitato di ore l'anno. La riduzione del picco

<sup>83</sup> Terna, *Approvato il Piano strategico 2019-2023...*, 21 marzo 2019, [https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/Approvato\\_il\\_Piano\\_Strategico\\_2019\\_2023\\_oltre\\_6\\_miliardi\\_di\\_euro\\_in\\_Italia\\_il\\_piano\\_investimenti\\_piu\\_alto\\_di\\_sempre\\_201903210831](https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/Approvato_il_Piano_Strategico_2019_2023_oltre_6_miliardi_di_euro_in_Italia_il_piano_investimenti_piu_alto_di_sempre_201903210831).

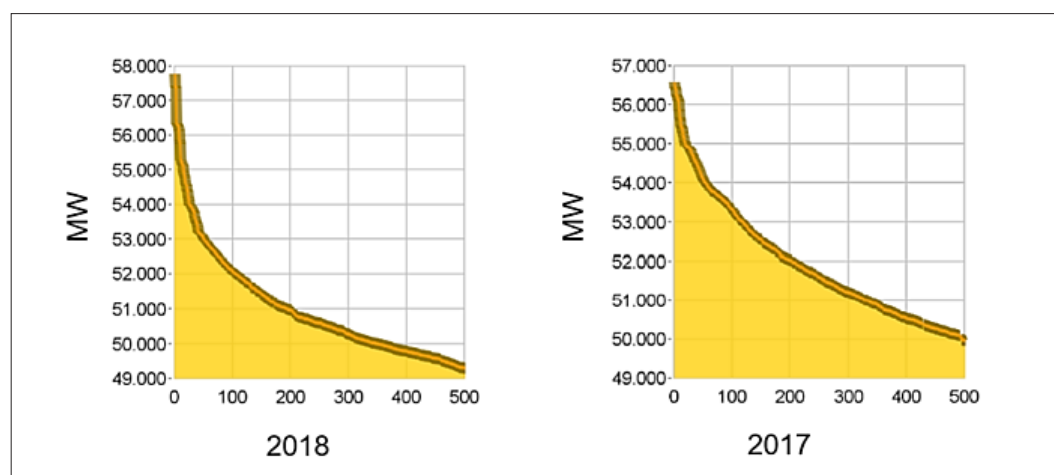
<sup>84</sup> Terna, *Piano di sviluppo 2019*, cit., p. 45.

<sup>85</sup> Commissione europea, *Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) – Italia...*, cit. Gli scenari DG (Distributed Generation, Produzione distribuita) e ST (Sustainable Transition, Transizione sostenibile) sono tratti dal piano decennale di sviluppo delle reti (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP) sviluppato da ENTSO-E e dai TSO nazionali.

<sup>86</sup> Doug Hurley, Paul Peterson e Melissa Whited, *Demand response as a power system resource. Program designs, performance, and lessons learned in the United States*, Brussels, Regulatory Assistance Project, maggio 2013, <https://www.raponline.org/?p=15642>.

di domanda solo per poche ore all'anno aiuterebbe ad assicurare efficacemente i costi di affidabilità ed evitare di investire nella produzione di risorse ed altri asset, quali le linee di rete, di cui raramente si necessita<sup>87</sup>. Mentre il settore industriale ha tradizionalmente fornito una gestione della domanda nelle ore di punta, l'avvento delle tecnologie intelligenti (quali contatori e dispositivi intelligenti) nonché tecnologie di gestione e nuovi modelli di business sul versante della domanda possono anche aiutare a liberare il potenziale nei settori commerciali. L'Italia ha già intrapreso il lancio di una seconda generazione di misuratori intelligenti con l'obiettivo di sostituire gradualmente l'intera prima generazione di apparecchi entro i primi anni '30. Ciò rappresenta una potenziale opportunità per concretizzare tale potenziale<sup>88</sup>.

**Figura 12** | Durata della curva di carico italiana per le 500 ore di domanda più elevata



Fonte: Elaborazione degli autori su dati estrapolati da Terna, *Pubblicazioni statistiche: Carichi*, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>.

Le misure più importanti al fine di aumentare il dispiegamento della gestione della domanda includono:

(i) Implementare prezzi al dettaglio che cambino a seconda delle fasce orarie. Il mercato al dettaglio italiano consiste di mercato tanto libero quanto regolato. Mentre il grosso del mercato non-domestico (commerciale e industriale) acquista elettricità nel mercato libero, i consumatori residenziali comprano ancora elettricità principalmente attraverso il mercato regolato<sup>89</sup>. Le autorità italiane

<sup>87</sup> Il *peak demand shaving* è una forma di *demand response*.

<sup>88</sup> Vedi ad esempio Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), *Relazione annuale all'Agenzia internazionale per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia e alla Commissione europea sull'attività svolta e i compiti dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente*, 31 luglio 2019, <https://www.arera.it/allegati/docs/19/332-19.pdf>.

<sup>89</sup> ARERA, *Relazione annuale all'Agenzia internazionale per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia e alla Commissione europea sull'attività svolta e i compiti dell'Autorità di regolazione per*

hanno implementato tariffe in base al tempo di utilizzo come parte della tariffa regolata. Il grosso dei consumatori domestici nelle tariffe regolate è su un piano di tariffa a due livelli, ma solo una minoranza di questi l'hanno sottoscritta. Il progetto della tariffa, in ogni caso, non manda un segnale abbastanza forte ai consumatori per spostare la domanda lontano dalle ore di picco, dato che i differenziali di prezzo tra orari di massima domanda e quelli di minor domanda sono abbastanza esigui<sup>90</sup>.

Le autorità italiane dovrebbero verificare se le tariffe in base al tempo d'utilizzo stabilite stiano dando gli attesi risparmi e se vi sia del potenziale per renderle maggiormente efficienti. In aggiunta, le autorità italiane potrebbero valutare l'implementazione di una tariffa regolata, dinamica, simile a quella portata avanti dalle autorità spagnole, mentre il mercato si sposta verso un mercato pienamente competitivo<sup>91</sup>. Sarà altresì importante assicurare che il mercato libero offra prodotti innovativi che mettano i consumatori in grado di risparmiare sulle proprie bollette e soddisfare le esigenze di questi ultimi. L'esperienza dei mercati con una più lunga storia di liberalizzazioni dimostra che i consumatori accedono a tariffe più dinamiche e che variano in base alle fasce orarie quale risultato di un'effettiva competizione<sup>92</sup>.

(ii) In aggiunta, le tariffe della rete regolata dovrebbero essere volumetriche e in grado di variare con il tempo, in special modo per nuovi carichi flessibili che potrebbero generare un impatto significativo sul picco di domanda, quali veicoli elettrici e pompe di calore. Possono essere opzionali per i consumatori che vogliano esplorare la flessibilità<sup>93</sup>. Le tariffe di rete basate in gran parte sulle capacità attualmente in vigore non incoraggiano i consumatori a essere flessibili

*energia reti e ambiente*, agosto 2018, <https://www.arera.it/allegati/docs/18/418-18.pdf>. Il mercato al dettaglio di massa (consumatori connessi con basso voltaggio, inclusi consumatori domestici e non domestici) è moderatamente concentrato con un fornitore, ENEL, il quale serve più della metà (circa il 55 per cento) del mercato nel 2017, secondo l'analisi di ARERA.

<sup>90</sup> Ad esempio, il prezzo non di punta (F23) è stato offerto con uno sconto di circa il 17 per cento nel gennaio 2019. Per maggiori informazioni, vedi il sito di ARERA: *Offerte standard per i clienti finali - PLACET*, <https://www.arera.it/it/consumatori/placet.htm>. Allo stesso tempo i prezzi all'ingrosso sembrano vivere una variazione ancora più ampia. Ad esempio il prezzo più basso nelle fasce oraria e giornaliera il 14 gennaio 2019 è stato di 40 euro/MWh e il più alto di 87 euro il 23 gennaio 2019, i prezzi più alti e più bassi sono stati, rispettivamente, 60 euro/MWh e 95 euro/MWh. Dati ENTSO-E Transparency Platform.

<sup>91</sup> Per maggiori informazioni, vedi il sito di Red Eléctrica de España: *Active energy invoicing price*, <https://www.esios.ree.es/en/pvpc>.

<sup>92</sup> Il real-time pricing è attualmente disponibile in sette Paesi UE e in Norvegia e sta gradualmente diventando disponibile negli Stati membri che hanno eliminato o stanno per eliminare i prezzi regolamentati. Non si registra alcun real-time pricing nei paesi dove la maggior parte delle famiglie si trova in un regime di prezzi regolamentati. Commissione europea, *Energy prices and costs in Europe* (SWD/2019/1), 9 gennaio 2019, p. 261, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52019SC0001>. Il pacchetto CE4All di recente adozione stabilisce il diritto dei fornitori di offrire forme contrattuali con prezzi dinamici e quello dei consumatori con contatori intelligenti di richiedere un tale contratto da qualsiasi fornitore che vanti più di 200.000 clienti.

<sup>93</sup> Christos Kolokathis, Michael Hogan e Andreas Jahn, *Cleaner, smarter, cheaper: Network tariff design for a smart future*, Brussels, Regulatory Assistance Project, gennaio 2018, <https://www.raponline.org/?p=21473>.



e a spostare il consumo dalle ore di picco di domanda a fasce orarie dove vi è disponibile un'ampia capacità di rete.

(iii) Attualmente, la gestione della domanda può esclusivamente partecipare nella fornitura di servizi, più specificamente di servizi ancillari<sup>94</sup>. Sarebbe benefico per le autorità italiane assicurare che il *demand response* e l'aggregazione possano essere partecipi di tutti i segmenti di mercato, dai servizi di supporto al mercato di bilanciamento e il mercato giornaliero.

Un'altra importante misura sarebbe di considerare l'introduzione di meccanismi di definizione del prezzo locazionale (o nodale) che segnalino i punti di congestione nel sistema. Ciò aiuterebbe ad ottimizzare gli investimenti, migliorare l'operatività di sistema attraverso un miglior utilizzo delle reti e degli asset di produzione e dare accesso alla flessibilità dove di questa si evidenzia maggior necessità, ai costi in generale più bassi nel tempo.

#### 4.4 Misure di transizione – riserve strategiche

Mentre il mercato italiano attraversa una fase di transizione, sarebbe prudente salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso una politica di tipo assicurativo, qualora vi fossero preoccupazioni legittime circa i rischi alla sicurezza delle forniture. Tali politiche possono rimanere in vigore sino a quando le riforme del mercato saranno a pieno regime. Una rete di sicurezza potrebbe concretizzarsi in una riserva strategica implementata o a prescindere dei piani esistenti di interrompibilità o sostituirla<sup>95</sup>. La riserva strategica potrebbe essere dotata di capacità che altrimenti verrebbero chiuse per sempre, o risorse che non possono generare profitto nel mercato in assenza di necessarie riforme di mercato. Un beneficio chiave della riserva strategica risiede nel fatto che questa non interviene nel mercato energetico e consente la formazione del prezzo. Il suo uso dovrebbe avere un prezzo al valore di carico perso, per mandare così un forte segnale al mercato circa la necessità di nuove risorse.

<sup>94</sup> SmartEn, *The smartEn Map. European Balancing Markets Edition 2018*, [https://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2018/11/the\\_smart\\_en\\_map\\_2018.pdf](https://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2018/11/the_smart_en_map_2018.pdf). Secondo il rapporto: "Attualmente questi progetti pilota operano per RR (riserva secondaria) ma vi sono bozze di progetti anche per FCR (riserva primaria) e di regolazione del voltaggio. I progetti futuri potranno coinvolgere FRR (riserva terziaria)". Più di 600 MW hanno partecipato a tali progetti nel 2017.

<sup>95</sup> L'Italia implementa piani separati di interrompibilità nelle sue isole principali e nella terraferma sin dal 2010. L'attuale periodo di piano di interrompibilità durerà sino al 2020. Non è chiaro quale fosse l'obiettivo che tali piani dovessero perseguire, considerati i significativi surplus di risorse rispetto alla domanda del paese. Per maggiori informazioni, vedi il sito Terna: *Servizio di interrompibilità*, <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-elettrico/servizio-interrompibilita>.

## Conclusioni

In base alla nostra analisi, un mercato di capacità in Italia appare non del tutto motivato. È discutibile se l'Italia soffra realmente di un problema di adeguatezza di risorse. L'avvio del *capacity market* appare essere guidato da una ponderazione di risultati considerati improbabili che, ad esempio, ignorano l'esistenza di un mercato e del suo scopo. Ciò è in aggiunta a una valutazione di adeguatezza di un mercato europeo generalmente conservatore. Questo effettivamente implica che i consumatori italiani siano disposti a/debbono spendere centinaia di migliaia di euro per megawatt ora sulla produzione marginale per affrontare tali improbabili risultati, sebbene le alternative con costi significativamente più bassi sono disponibili per assicurare le forniture.

Consigliamo alle autorità italiane di intraprendere un'analisi approfondita e bilanciata dei rischi per la sicurezza degli approvvigionamenti di energia e stabilire quali interventi di mercato nella forma di CRM siano necessari. Tale processo dovrebbe essere pienamente trasparente e soggetto a esame pubblico.

Il progetto del *capacity market* produrrà molto probabilmente un eccesso di fornitura, costi eccessivi per i consumatori e un vincolo del carbonio. L'operatore di sistema infatti sopporta i rischi associati alle disconnessioni dei consumatori ma non i costi per garantire le forniture attraverso il CM. Ciò crea una significativa tendenza verso la sovra-fornitura da parte del TSO, il quale è responsabile della valutazione del volume di capacità da fornire. In aggiunta, vi sono chiare indicazioni di come il mercato di capacità supporti lo sviluppo di produttori da fonti fossili mentre frena quello di risorse più pulite ed economicamente efficienti, quali la gestione della domanda e gli accumuli, a discapito della transizione energetica. Altro elemento di grande importanza, l'attuale progetto del CM, con il suo prezzo d'esercizio altamente restrittivo, otterrà un significativo valore dal mercato energetico e ne minerà anche gli obiettivi. Tali sviluppi sembrano in contraddizione con il pacchetto CE4All di recente adozione, il quale punta a porre in essere la transizione energetica al minor costo raggiungendo l'affidabilità attraverso i mercati dell'energia di bilanciamento.

Al fine di raggiungere l'affidabilità al minor costo, consigliamo che le autorità rivedano il piano del *capacity market* per far sì che questo non mini l'operatività del mercato energetico e per portare in allineamento i due mercati. Il suo progetto dovrebbe creare una situazione di parità di condizioni tra produzione e risorse sul versante della domanda, il che minimizza i costi per i consumatori e accresce la flessibilità di sistema.

Appare fondamentale che il *capacity market* non mini la transizione energetica creando incentivi più forti e non necessari per produttori da fonti fossili che possono essere più costosi di altre soluzioni. Consigliamo di sviluppare strumenti di salvaguardia al fine di eliminare i rischi di sovra-produzione di risorse per via dell'intrinseca propensione del sistema a produrre più di quanto sia necessario o

economicamente giustificato.

Infine, le autorità italiane dovrebbero dare priorità alle riforme del mercato all'ingrosso e ad altre misure allo scopo di raggiungere i succitati obiettivi mentre il sistema energetico si decarbonizza. Tali obiettivi includono: (i) la creazione di un sistema amministrativo determinazione dei prezzi in situazione di scarsità l'implementazione; (ii) l'ulteriore integrazione del mercato italiano nel mercato energetico unico europeo e un maggior utilizzo della sua capacità di interconnessione; (iii) l'ulteriore sviluppo di una rete interna di trasmissione; e (iv) la possibilità per i consumatori di partecipare attivamente nel mercato attraverso una gestione della domanda esplicita o implicita.

Se vi sono legittime preoccupazioni circa i rischi alla sicurezza degli approvvigionamenti mentre il mercato sta affrontando la transizione, le autorità potrebbero prendere in considerazione l'implementazione di una riserva strategica sino a quando le riforme si saranno pienamente sviluppate al fine di sostenere l'affidabilità e un miglior funzionamento del mercato in generale.

*aggiornato 10 dicembre 2019*

### Istituto Affari Internazionali (IAI)

L'Istituto Affari Internazionali (IAI) è un think tank indipendente, privato e non-profit, fondato nel 1965 su iniziativa di Altiero Spinelli. Lo IAI mira a promuovere la conoscenza della politica internazionale e a contribuire all'avanzamento dell'integrazione europea e della cooperazione multilaterale. Si occupa di temi internazionali di rilevanza strategica quali: integrazione europea, sicurezza e difesa, economia internazionale e governance globale, energia e clima, politica estera italiana; e delle dinamiche di cooperazione e conflitto nelle principali aree geopolitiche come Mediterraneo e Medioriente, Asia, Eurasia, Africa e Americhe. Lo IAI pubblica una rivista trimestrale in lingua inglese (*The International Spectator*), una online in italiano (*Affarinternazionali*), tre collane di libri (*Global Politics and Security*, *Quaderni IAI* e *IAI Research Studies*) e varie collane di paper legati ai progetti di ricerca (*Documenti IAI*, *IAI Papers*, ecc.).

Via Angelo Brunetti, 9 - I-00186 Rome, Italy

T +39 06 3224360

F + 39 06 3224363

[iai@iai.it](mailto:iai@iai.it)

[www.iai.it](http://www.iai.it)

## Latest IAI PAPERS

Direttore: Riccardo Alcaro ([r.alcaro@iai.it](mailto:r.alcaro@iai.it))

- 19 | 28 Christos Kolokhatis e Michael Hogan, *Le opzioni di riforma del mercato per un sistema italiano dell'energia affidabile, redditizio e decarbonizzato*
- 19 | 27 Sophia Kalantzakos, *The Geopolitics of Critical Minerals*
- 19 | 26 Lisa Viscidi, *Turmoil in South America and the Impact on Energy Markets*
- 19 | 25 Nathalie Tocci, *On European Power*
- 19 | 24 Sinan Ülgen, *A Long-Term Perspective on NATO and the Multinational Order*
- 19 | 23 Chris Alden, *Emerging Powers and Africa: From Development to Geopolitics*
- 19 | 22 Nicola Bilotta and Fabrizio Botti, *Libra and the Others: The Future of Digital Money*
- 19 | 21 Nicolò Sartori e Margherita Bianchi, *Energia nel Mediterraneo e il ruolo del settore privato*
- 19 | 20 Mustafa Ergün Olgun, *Hydrocarbons Will Determine the Political Future of Cyprus*
- 19 | 19 Maria Giulia Amadio Viceré, *The Future Is Back: The EU, Russia and the Kosovo–Serbia Dispute*