

Transizione Energetica: rischi, sfide e opportunità

A. Camponeschi, A. Gallucci, D. Stefanelli, C. Brunetto, D. Corona *ENEL, Energy and Commodity Management Italia*

L'articolo passa in rassegna le sfide per raggiungere i target della transizione energetica rispettando gli standard di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico, offrendo al contempo spunti per la necessaria evoluzione del disegno di mercato

Perché il sistema elettrico è in transizione?

Il sistema elettrico italiano sta vivendo un processo di trasformazione, guidato dagli obiettivi Comunitari di decarbonizzazione del settore energetico, volti a ridurre le emissioni di gas serra che hanno infatti registrato un forte incremento nel corso degli ultimi trent'anni [1] come mostrato in **figura 1**.

L'effetto più immediato di questa tendenza è stato, come si può osservare in **figura 2**, l'incremento delle temperature globali, in particolare dagli anni '80 ad oggi, ogni decennio è stato sempre più caldo dei precedenti: la temperatura media globale degli ultimi 10 anni (2012 - 2021) è stata $0,77 (\pm 0,05) ^\circ\text{C}$ sopra la media 1961 - 1990 e $1,14 (\pm 0,11) ^\circ\text{C}$ sopra la media del diciannovesimo secolo. La superficie terrestre si è riscaldata di circa $0,2 ^\circ\text{C}$ per decennio dagli anni '70 [2].

In relazione a questa tendenza, crescono inoltre in numero e in intensità fenomeni climatici estremi con impatti sempre più rilevanti. Nel periodo 1990 - 2018 si sono verificati oltre 15 mila eventi catastrofici di natura geofisica, meteorologica, idrogeologica e climatica, con la perdita di oltre 1,5 milioni di vite umane e danni a economie e territori stimati in oltre 4.200 miliardi di dollari [3].

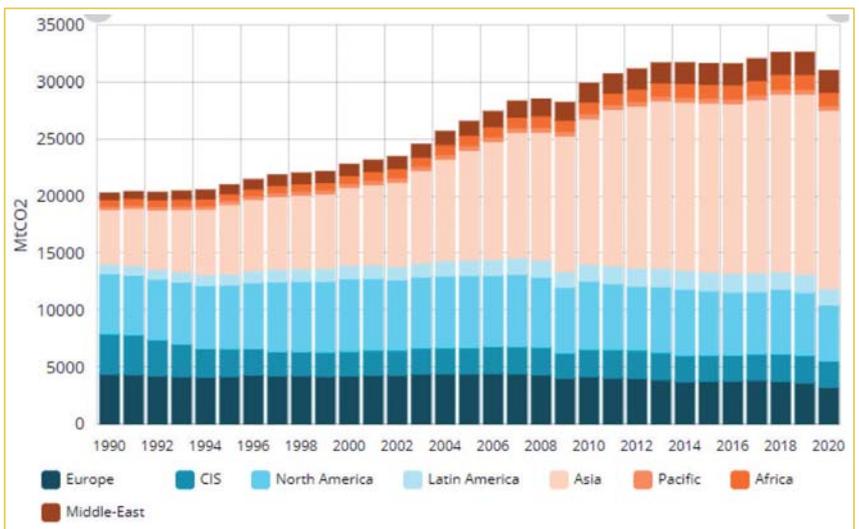


Figura 1
Andamento emissioni mondiali CO₂ dal 1990 al 2020

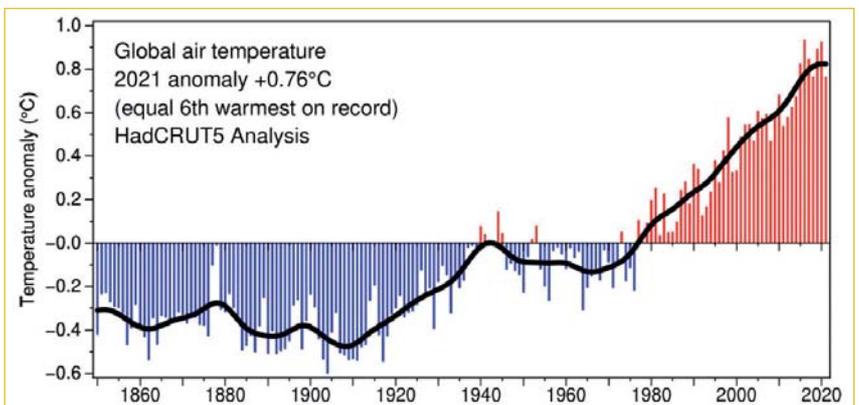


Figura 2
Andamento delle anomalie nelle temperature globali, calcolare come scostamento rispetto alla media registrata nel periodo 1960-1990

Il percorso europeo e i target comunitari

La presa coscienza di questo fenomeno e dei rischi ad esso associati, hanno spinto la *Commissione Europea* (CE) e i suoi principali stakeholders a livello internazionale, ad agire prontamente per limitare gli effetti. Partendo da quelle più attuali vale la pena ricordare che, dopo l'accordo di Parigi del 2015, già nel 2016 la CE ha presentato una serie di proposte legislative note con il nome di Clean Energy Package [4], approvato definitivamente da Parlamento e Consiglio Europeo nel corso del 2018 ed entrato in vigore nel corso del 2019, che prevedevano tra l'altro una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030, pari al - 40% rispetto ai valori del 1990, grazie in particolare all'importante contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali (32% entro il 2030). Gli Stati Membri hanno individuato il proprio contributo a tali obiettivi e le misure che intendono mettere in atto, tramite la presentazione dei *Piani Nazionali Integrati Energia e Clima* (PNIEC).

Successivamente ulteriori sviluppi e programmi sempre più sfidanti hanno portato alla proposta dell'attuale scenario di riferimento comunitario *Fit For 55* (FF55), che prevede una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030, pari al - 55% rispetto ai valori del 1990, grazie a:

- crescente contributo delle fonti rinnovabili, per le quali si prevede una quota del 40% rispetto ai consumi finali di energia
- efficienza energetica, con un target di riduzione dei consumi primari e/o finali di energia pari al 35 ÷ 40% c.ca

Recentemente la CE ha pubblicato l'attesa comunicazione REPowerEU Plan [5], che riporta alcune proposte finalizzate a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili di origine russa, accelerando la transizione energetica e unendo le forze per raggiungere un sistema energetico più resiliente e una effettiva Energy Union. In particolare, il piano si basa su alcuni pilastri fondamentali:

1. Risparmio Energetico: considerato il modo più veloce ed economico per affrontare l'attuale crisi energetica. La CE propone di incrementare dal 9% al 13% il target vincolante della Direttiva Efficienza Energetica.
2. Diversificazione delle importazioni energetiche: per esempio in ottemperanza al mandato del Consiglio Europeo di marzo 2022, la CE e gli Stati Membri hanno impostato una piat-

taforma europea per l'acquisto comune di gas, LNG e idrogeno su base volontaria che svolgerà le seguenti funzioni di aggregazione e structuring della domanda, ottimizzazione e trasparenza nell'utilizzo dell'import, cooperazione internazionale di lungo termine.

4. Sostituzione dei combustibili fossili e accelerazione della transizione energetica: una significativa accelerazione del contributo di energia rinnovabile nella generazione elettrica, nell'industria, negli edifici e nei trasporti accelererà a sua volta il phase out dai combustibili provenienti dalla Russia. In tale ambito la CE propone di incrementare il target della *Renewable Energy Directive* (RED) di copertura dei consumi lordi da rinnovabili al 45% entro il 2030, rispetto al 40% contenuto nella proposta dello scorso anno.
4. Investimenti *smart*: volti a ridurre le importazioni di gas e in generale i costi di importazione di materie prime: gas, carbone, olio, ecc.
5. Reinforcing preparedness: che abbia come obiettivo di permettere all'Europa di essere pronta e preparata per un'eventuale grave interruzione degli approvvigionamenti.

I target di decarbonizzazione per l'Italia

Affinché questi ambiziosi target comunitari trovino riscontro e fattibilità, è necessario che ogni Stato Membro implementi una politica fortemente orientata allo sviluppo delle rinnovabili.

Sono disponibili molteplici scenari e pubblicazioni che suggeriscono traiettorie di evoluzione del sistema energetico, ma tutte condividono la necessità di:

- Puntare sul forte sviluppo di energia rinnovabile;
- Puntare sull'efficienza energetica;
- Puntare sull'elettrificazione di tutti i consumi (elettrici, termici, trasporti, ecc.).

Tra i vari scenari disponibili, se consideriamo quello recentemente presentato da RSE [6], questo al 2030 prevede:

- FER totali: quota dei consumi finali lordi coperti da rinnovabili pari al 36.7%;
- FER elettriche: quota dei consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili pari al 62%;
- FER termiche: quota dei consumi per riscaldamento e raffrescamento coperti da rinnovabili pari al 40%;

□ FER trasporti: quota dei consumi per trasporti coperti da rinnovabili fino al 38%.

Relativamente al settore elettrico, al fine di tragguardare l'obiettivo del 62% di consumi soddisfatti da quota rinnovabile, lo scenario di riferimento considerato [6] prevede una produzione rinnovabile di circa 197 TWh, con il dettaglio per tecnologia riportato in **figura 3**.

Per garantire questa produzione, la stessa fonte prevede una forte crescita della capacità installata rinnovabile, come possiamo osservare in **figura 4**.

In dettaglio si evince che gli incrementi più sostanziali di capacità saranno su solare ed eolico, in particolare: la capacità solare raggiungerà i 65 GW, con un incremento di 42 GW (+ 185%) rispetto ai 23 GW del 2021 [7]; la capacità eolica raggiungerà i 25 GW, con un incremento di 14 GW (+ 121%) rispetto agli 11 GW del 2021; incrementi meno significativi sulle restanti tecnologie: idroelettrico, geotermoelettrico e biomassa.

L'impatto della transizione sul sistema elettrico

L'evoluzione verso un mix di generazione basato su tecnologie rinnovabili, determinerà la necessità di disporre di servizi di regolazione fondamentali per un esercizio sicuro del sistema elettrico garantendo al contempo prefissati standard di qualità. Ciò invita a riflettere sull'effettiva fattibilità del percorso tracciato sia in termini di evoluzione tecnica e tecnologica del sistema sia degli strumenti con cui sviluppare le risorse necessarie.

L'esercizio del sistema elettrico italiano, in particolari condizioni di domanda e offerta di energia manifestatesi negli ultimi anni - in particolare nel 2020 caratterizzato da una forte presenza di capacità rinnovabile in relazione alla domanda di energia elettrica - ha già dato delle indicazioni sulle possibili future necessità di tecnologie e dunque servizi utili all'adeguatezza, sicurezza e qualità del servizio.

L'adeguatezza del sistema elettrico

Giova rammentare che un sistema elettrico è adeguato quando la capacità produttiva disponibile, comprese le importazioni e gli accumuli, è sufficiente a soddisfare la domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni zona del Paese, con margini di riserva definiti.

Il margine di adeguatezza del sistema elettrico italiano, che rappresenta appunto il grado di confidenza che abbiamo nella capacità di for-

GW	2018	2030	2030
		PNIEC	FF55
Idroelettrico	18.9	19.2	19.2
Eolico on shore	10.3	19.3	21.4
Eolico off shore	0.0	0.9	3.6
FV	20.1	51.1	64.5
CSP	0.0	0.9	0.9
Solidi	8.7	0.0	0.0
Gas	48	50.0	43.0
Prodotti petroliferi	2.5	0.8	0.9
Bioenergie	4.2	3.8	5.0
Geotermoelettrico	0.8	1.0	1.0

Figura 4
Evoluzione capacità rinnovabile attesa al 2030

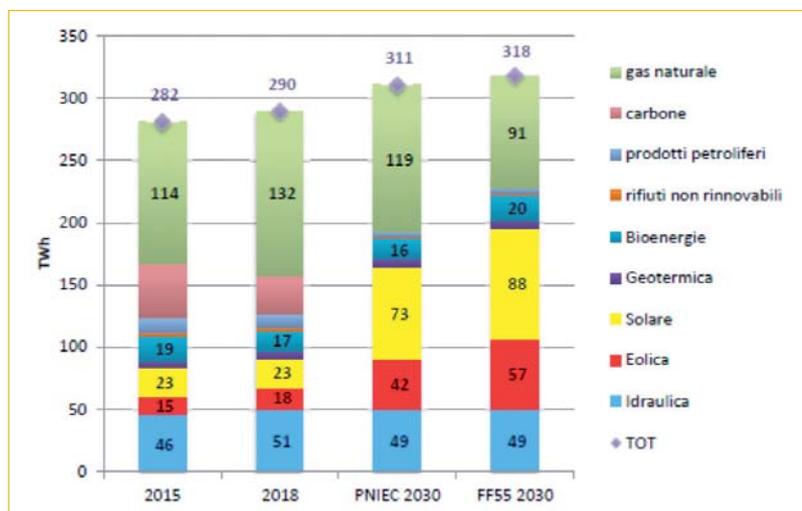
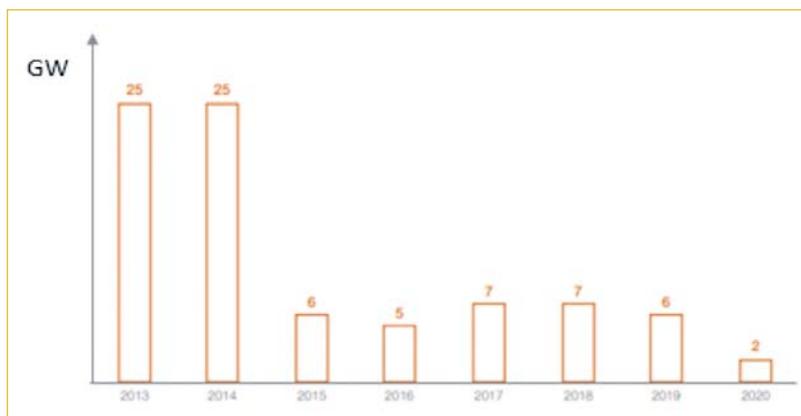


Figura 3
Copertura consumi elettrici per fonte al 2030

nire con continuità energia anche in condizioni severe, ha vissuto, negli ultimi anni, una forte riduzione [8], come mostrato in **figura 5**, legata prevalentemente alla dismissione della capacità termoelettrica sostituita da capacità rinnovabile, caratterizzata per natura da fattori di disponibilità media in alcune ore del giorno molto inferiori [9] e minore disponibilità di import [8] riconducibile principalmente a situazioni di stress del sistema elettrico dei paesi confinanti come è possibile osservare in **figura 6**.

Nei prossimi anni, l'elettificazione dei consumi porterà a un prevedibile incremento della domanda di energia elettrica che, associata all'ulteriore riduzione della capacità termoelettrica disponibile, dovuta in prima istanza alla prevista chiusura degli impianti a carbone ma anche a potenziale dismissioni di capacità convenzionale più obsoleta, porterà alla necessità di acquisizione di nuove risorse per prevenire possibili situazioni di criticità [8, 10]; allo scopo giovano le aste capacity market svolte per consegna 2022-2023 e 2024 e, come riportato nelle sezioni successive, ci si auspica la continuità di presenza di strumenti analoghi per i periodi successivi.

Figura 5
Evoluzione minimo margine di adeguatezza 2013-2020 [GW]



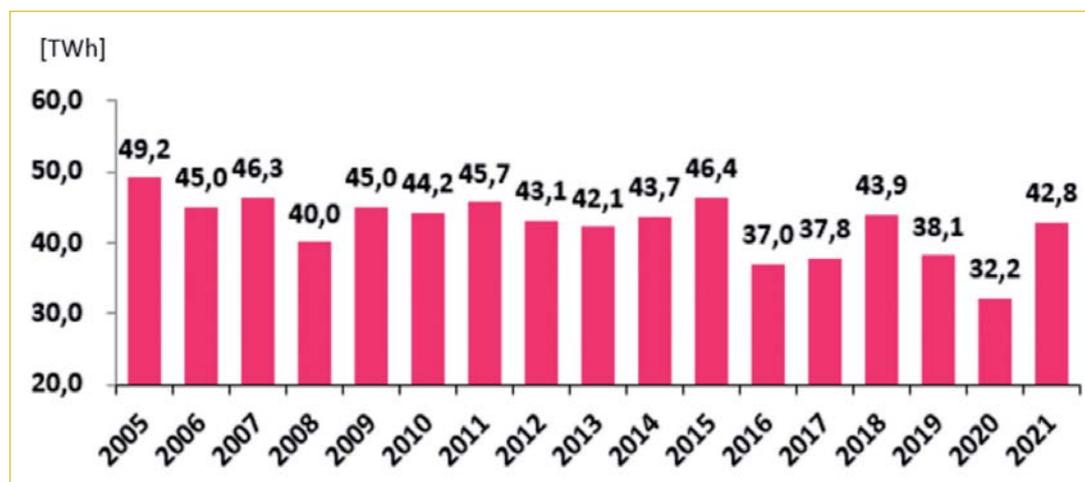
La gestione dell'overgeneration e della curva di carico serale

Una crescente produzione rinnovabile non programmabile può determinare, soprattutto in alcuni periodi dell'anno come la primavera o in alcune ore del giorno come quelle centrali della giornata, un eccesso di produzione disponibile, rispetto al fabbisogno di energia elettrica, come mostrato qualitativamente in **figura 7**.

Questo fenomeno, noto con il termine di overgeneration, è stato stimato da Terna [11] essere pari a 10 TWh con scenario di sviluppo RES coerente al PNIEC, che vedeva una share RES del 55% sul consumo.

La gestione dell'overgeneration determina, secondo Terna [11, 12] una necessità di sistemi di accumulo aggiuntivi vs 2020 stimata pari a 10 GW circa al 2030, costituiti per il 68% c.ca da accumulo idroelettrico, 24% da accumulo elettrochimico utility scale e dal rimanente 8% da elettrochimico small scale come è possibile osservare in **figura 8**.

Figura 6
Evoluzione import netto Italia 2005-2021



Recenti studi condotti dal TSO hanno confermato che, da prime stime [13], uno scenario di sviluppo RES coerente con il FF55, potrebbe determinare un incremento di capacità d'accumulo di circa 4 GW ulteriori.

Oltre all'overgeneration, nel lungo termine particolarmente critica sarà la gestione del bilanciamento nelle ore pomeridiane e serali. Già oggi il fabbisogno residuo, ossia la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione FRNP, presenta, soprattutto in alcuni periodi dell'anno, uno scostamento significativo tra le ore centrali e quelle serali della giornata. Ciò è dovuto al fatto che, spostandoci dalle ore centrali a quelle serali, si ha un contestuale aumento del fabbisogno e una riduzione della produzione FV, entrambi fenomeni che concorrono ad aumentare il fabbisogno residuo (figura 9). Considerato che il carico residuo va bilanciato istante per istante, quanto più questa differenza è elevata - e dunque aumenta la pendenza della curva del carico residuo - tanto maggiore sarà la necessità di risorse utili al bilanciamento. La curva tracciata dal fabbisogno residuo nelle ore pomeridiane e prime ore serali prende il no-

me di rampa serale. A lungo termine l'attesa crescita di capacità installata e dunque produzione FV, determinerà un inasprimento della rampa serale per la quale si stima una pendenza doppia rispetto a quella attuale [14].

In questo caso sarà dunque fondamentale disporre di risorse flessibili, in grado di variare repentinamente il loro punto di funzionamento, per esempio un parco di generazione termoelettrico con prestazioni di gradienti, tempi di entrata in esercizio, vincoli di funzionamento, superiori a quelle attuali, piuttosto che sistemi d'accumulo.

Ulteriori necessità del sistema elettrico di potenza

La riduzione del numero di impianti convenzionali in servizio, a favore di una produzione rinnovabile di tipo inverter based, può determinare [15]: una riduzione dell'inerzia elettromeccanica intrinsecamente disponibile nel sistema elettrico con conseguente deterioramento della risposta dinamica di frequenza; una riduzione della potenza di cortocircuito di rete con con-

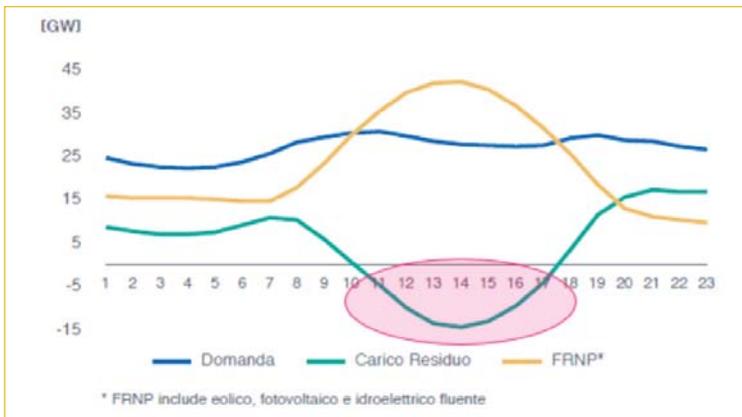


Figura 7
Rappresentazione qualitativa overgeneration 2030

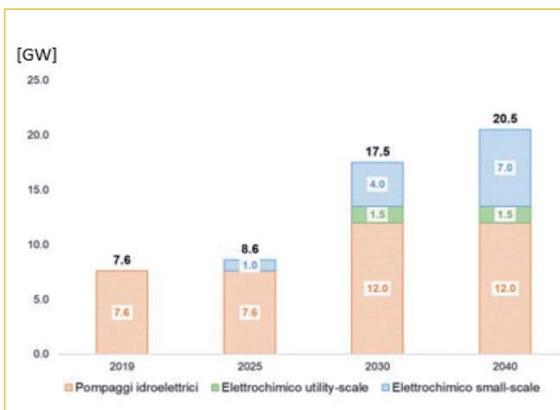


Figura 8
Evoluzione sistemi d'accumulo prevista dallo scenario National trend Italia (RES @55%)

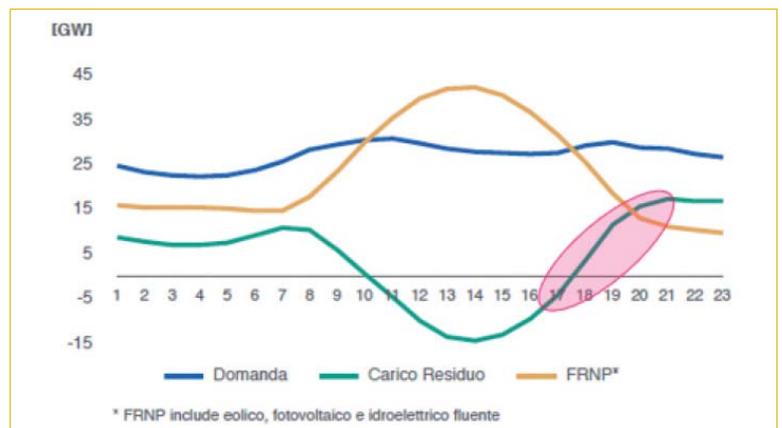


Figura 9
Esempio qualitativo pendenza rampa serale 2030

seguito minore robustezza del sistema elettrico rispetto alle perturbazioni di tensione.

Contestualmente, come abbiamo potuto osservare nel corso degli ultimi anni, lo spostamento della produzione verso livelli di tensione inferiore potrebbe determinare una riduzione dei flussi sulle linee AAT con conseguente innalzamento dei livelli di tensione medi sui nodi di rete. Negli ultimi anni, il progressivo incremento della produzione rinnovabile, in sostituzione di quella convenzionale (termoelettrica in particolare), ha determinato un innalzamento sia del livello di tensione medio che di quello massimo registrato sulla rete AAT 380 kV [16], come è possibile osservare in **figura 10**.

Il controllo della tensione e la disponibilità di risorse utili a fornire servizi di regolazione, diventerà dunque, ragionevolmente, uno degli aspetti rilevanti nell'ambito della gestione del sistema elettrico all'interno della transizione energetica.

In definitiva, per comprendere quanto possano essere sfidanti gli obiettivi di decarbonizzazione rispetto alle necessità del sistema elettrico, è sufficiente osservare le dinamiche che hanno caratterizzato i fondamentali di sistema negli ultimi anni:

- Margine di adeguatezza minimo storico, prossimo allo 0%, registrato nel corso dell'ultimo biennio
- Maggiore necessità di bilanciamento da sistemi d'accumulo nei periodi di alta produzione rinnovabile: ad esempio nel periodo marzo-maggio 2020 l'utilizzo dell'accumulo idroelettrico (in consumo) è stato superiore del 50% rispetto allo stesso periodo del 2019

Figura 10
Range di Variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 380 kV (PdS 2021)



- Incremento della tensione nei nodi di rete AAT sia nei valori medi che massimi (questi ultimi nell'ordine dei 5 kV)

Studi specifici e pubblicazioni di settore, come rappresentato nelle precedenti sezioni, mostrano chiaramente come queste criticità possano aumentare se non si prevede uno sviluppo di tecnologie in grado di garantire i servizi di regolazione essenziali per l'adeguatezza, sicurezza e qualità del servizio elettrico.

Perché un nuovo market design?

Gli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione descritti nella sezione precedente e la radicale trasformazione del sistema elettrico ad essi associata hanno stimolato un ampio dibattito tra gli *stakeholders*, sia a livello europeo che nazionale, circa la necessità di modificare l'attuale architettura di mercato (cosiddetto *market design*) per garantire che tali obiettivi possano essere effettivamente raggiunti, in modo efficace ed efficiente.

Per poter rispondere in modo strutturato e il più possibile obiettivo a tale quesito, è necessario chiedersi:

- a. se l'attuale market design è "a prova di transizione energetica" (*energy transition fit*)
- b. quali sono gli *upgrade* necessari, partendo da una *gap analysis* del quadro normativo e regolatorio vigente

Una possibile metodologia per strutturare tale analisi si basa sull'esame dei *tool* attualmente disponibili e delle eventuali modifiche e innovazioni necessarie per salvaguardare tre dimensioni chiave del sistema elettrico, identificate nella *decarbonizzazione*, nella *sicurezza* e nell'*adeguatezza*.

Seguendo tale approccio, si può assimilare la *transizione energetica* al soddisfacimento di un *obiettivo cardine* (la *decarbonizzazione*, ovvero il raggiungimento dei target di penetrazione rinnovabili nel settore elettrico, garantendo la sostenibilità dei relativi investimenti e l'integrazione degli asset nella rete) - nel rispetto dei *vincoli* di *sicurezza* e *adeguatezza*.

Nel seguito dell'articolo cercheremo di rispondere ai quesiti sopra descritti, indagando se e quali modifiche sia opportuno apportare agli strumenti oggi disponibili per ciascuna delle dimensioni chiave appena citate.

Diagnosi del quadro regolatorio attuale

Come si è visto nei due paragrafi iniziali, il nuovo paradigma che caratterizza la transizione energetica comporta la necessità di un mix bilanciato di risorse, funzionali al soddisfacimento di differenti esigenze. In particolare, il sistema necessita di un progressivo e coordinato sviluppo di: impianti rinnovabili integrati in modo efficiente nella rete e nel mercato (per soddisfare gli obiettivi di **decarbonizzazione**), risorse in grado di garantire un elevato coefficiente di disponibilità (per le esigenze di **adeguatezza**), risorse flessibili finalizzate a gestire la rampa serale, a fornire servizi di bilanciamento e ad erogare l'inerzia (esigenze di **sicurezza**), nonché sistemi di accumulo per la gestione dell'**overgeneration** (oltre che per la fornitura di vari servizi di flessibilità). Come si vedrà nel seguito, l'attuale disegno di mercato - in assenza di alcuni correttivi - non appare idoneo a stimolare un efficace mix di investimenti nelle suddette risorse.

In particolare, per quanto riguarda la dimensione **decarbonizzazione**, i principali *tools* attualmente disponibili in Italia (così come nella maggior parte dei Paesi europei) per supportare gli investimenti in impianti rinnovabili *utility scale* consistono nelle "Aste FER" e nei *contratti PPA di lungo termine*.

Occorre premettere che le *Aste FER* organizzate dal GSE ai sensi del Decreto Ministeriale del 4/7/2019 [17] hanno visto una partecipazione limitata rispetto ai contingenti disponibili (nei primi sette bandi è stato assegnato - relativamente al "Gruppo A"¹ - meno del 60% del contingente totale previsto), da imputare essenzialmente all'incertezza e alla lunghezza dei processi autorizzativi. Premessa doverosa alla nostra analisi è che la risoluzione delle attuali criticità autorizzative è la *condicio sine qua non* per consentire un potenziale raggiungimento dei target rinnovabili; è bene sottolineare che anche il migliore dei possibili *market design* risulterà inefficace se prima non viene risolta tale problematica.

Le *Aste FER*, nella loro attuale configurazione, prevedono che i produttori rinnovabili assegnatari stipulino con il GSE un contratto finanziario di lungo termine (venti anni per la maggior parte delle tecnologie), basato su contratti per differenza (CFD) a due vie regolati a livello orario. Tali contratti prevedono che nelle ore in cui lo

Strike Price (prezzo di aggiudicazione in esito all'asta) risulta superiore al prezzo MGP zonale (prezzo spot) il produttore rinnovabile riceve dal GSE (ossia dal sistema) la differenza; simmetricamente, nelle ore in cui il prezzo spot è superiore allo *Strike* il produttore restituisce al GSE (dunque al sistema) tale differenza².

Tale meccanismo fa sì che il produttore aggiudicatario risulti totalmente *coperto* rispetto alle fluttuazioni orarie del prezzo spot o - in altri termini - totalmente *schermato* dai segnali di prezzo (temporali e geografici) da esso erogati. Indipendentemente dalle ore in cui immette energia in rete all'impianto viene comunque riconosciuto il medesimo prezzo (lo *Strike* appunto), e dunque il meccanismo non trasferisce alcun *segnale* che lo stimoli a "traslare" (ad esempio mediante l'installazione di un sistema di accumulo o l'acquisto da terzi di servizi di *time shift*³) la produzione dell'impianto stesso nelle ore a maggior valore per il sistema. L'assenza di tali segnali può comportare il rischio - via via amplificato dal progressivo incremento di generazione soprattutto solare ed eolica, necessaria per raggiungere i target Rinnovabili - che il TSO sia costretto ad adottare in modo sempre più massivo azioni di *curtailment* (taglio della generazione rinnovabile), inefficienti sia in ottica di sistema (comprimendo di fatto le esternalità positive associate all'immissione in rete di energia rinnovabili) che per il produttore stesso.

Il meccanismo delle Aste rappresenta uno strumento di tipo "centralizzato" che - se corredato di opportuni correttivi che verranno descritti nella prossima sezione, finalizzati a risolvere le criticità appena descritte - potrebbe consentire di fornire segnali di lungo periodo agli investitori in generazione rinnovabile e - in virtù della sua configurazione "centralizzata" - sembra particolarmente idoneo a tenere sotto controllo il raggiungimento di target pre-definiti, in modo da poter intervenire per tempo con gli aggiustamenti necessari laddove e nella misura in cui il mercato da solo non riuscisse a soddisfare i target di decarbonizzazione.

¹ Appartengono a tale Gruppo gli impianti eolici onshore e fotovoltaici.

² È prevista la sospensione degli incentivi nelle ore in cui si verificano prezzi zonalari pari a zero o negativi per almeno sei ore consecutive.

³ Sul *time shift* torneremo diffusamente più avanti.

Un altro strumento che può avere un ruolo particolarmente significativo per il raggiungimento dei target rinnovabili è costituito dai *contratti PPA*, strumento che - a differenza delle Aste - è di tipo “decentralizzato” e si affida a dinamiche più orientate al “mercato”, basandosi sull'incontro di offerta e domanda di fornitura di energia rinnovabile su orizzonti di medio - lungo periodo.

Attualmente il mercato dei PPA risulta (in Italia ma anche in altri Paesi europei) poco liquido e sviluppato, con particolare riferimento ai contratti di durata superiore ai tre anni. Una delle principali barriere che ne frenano lo sviluppo risiede sicuramente negli elevati costi delle garanzie (*collaterals*) che venditore e (soprattutto) acquirente devono prestare per garantire l'adempimento delle obbligazioni contrattuali.

Passiamo ora alla dimensione chiave **sicurezza**. Il *tool* tipicamente dedicato a tale dimensione è il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), gestito da Terna. Tale mercato fu originariamente disegnato per un contesto completamente diverso da quello che sta via via accompagnando la transizione energetica (con una sempre maggiore presenza di risorse rinnovabili e innovative, decentralizzate e di piccola taglia, e da un progressivo incremento del ruolo della domanda), contesto a suo tempo dominato da risorse convenzionali, centralizzate, di grande taglia. L'ARERA ha da tempo avviato un percorso evolutivo della regolazione del dispacciamento che - partendo da una fase transitoria basata su progetti “pilota” (cfr Delibera 300/2017 [18]) che a tendere confluiranno nell'assetto di regime (c.d. TIDE, *Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico* [19]) - ha l'obiettivo di consentire l'ampliamento della partecipazione al mercato dei servizi a risorse “innovative” (sistemi di accumulo, demand response, V2G, aggregatori, ecc) nonché alle rinnovabili stesse.

Vale la pena evidenziare come - a differenza di altri Paesi europei (e.g. Germania, Francia, Inghilterra, Irlanda, ecc.) - l'architettura del mercato dei servizi italiano si basi esclusivamente su un segmento “spot”, che approvvigiona sia servizi di riserva che di bilanciamento mediante offerte orarie “a salire” e a “scendere” (ossia riferite rispettivamente a incrementi e decrementi di generazione rispetto al programma in esito ai mercati precedenti⁴) declinate in €/MWh. L'assenza di un segmento “a termine” (eccezion fatta per alcuni progetti pilota⁵) rischia di rendere

meno efficaci i segnali per attrarre investimenti in risorse flessibili, in particolare *capital intensive* (quali in particolare i Sistemi di Accumulo) e che pertanto necessitano di segnali di medio-lungo periodo. I Sistemi di Accumulo rivestono chiaramente un ruolo chiave come abilitatori dell'integrazione delle fonti rinnovabili nel Sistema in quanto - oltre a poter erogare molteplici servizi funzionali appunto a tale integrazione (bilanciamento rapido, inerzia - di tipo elettromeccanico in caso di sistemi di accumulo idroelettrici, “sintetica” in caso di impianti statici -, ecc.) - hanno la capacità di immagazzinare l'overgeneration delle rinnovabili e restituirla in rete nelle ore a maggior valore per il sistema (c.d. *time shift*); l'attuale disegno di mercato effettivamente è privo di un segmento esplicitamente dedicato a tale servizio e corredato di una specifica remunerazione (tale aspetto verrà ripreso diffusamente nella sezione successiva).

Per quanto riguarda infine la dimensione dell'**adeguatezza**, lo strumento che in Italia (come in alcuni altri Paesi europei) è deputato all'approvvigionamento delle relative risorse è il *Capacity Market*. Il *Capacity Remuneration System* (CRM) implementato in Italia è di tipo centralizzato (l'adeguatezza viene approvvigionata dal TSO Terna “per conto” dei consumatori), e basato su *reliability options*, ossia contratti per differenza (CFD) a una via (opzioni) che - a fronte del riconoscimento di un premio determinato in esito ad apposite aste - vincolano gli assegnatari a restituire al sistema eventuali differenze positive tra il prezzo spot (dei mercati energia e servizi) e lo Strike Price (pari al costo variabile standard della tecnologia di punta, ossia il turbogas a ciclo aperto), nonché ad offrire la capacità aggiudicata sui mercati energia e servizi. Il meccanismo da un lato (mediante la stipula di contratti annuali per la capacità esistente e quindicennali per la capacità di nuova realizzazione) garantisce segnali di medio-lungo termine in grado di sostenere gli investimenti in risorse di adeguatezza, dall'altro (in virtù dell'utilizzo delle *reliability options*) tutela i consumatori (come una sorta di “assicurazione”) rispetto agli eventuali *spike* di prezzo.

⁴ 0, rispettivamente, a decrementi e incrementi di consumo (per quanto riguarda la domanda).

⁵ Progetti pilota *Fast Reserve* (approvvigionamento di riserva ultra rapida, con tempo di attivazione - full activation time - non superiore a un secondo) e UVAM - *Unità Virtuali Abilitate Miste*.

È opportuno sottolineare come l'attuale quadro normativo europeo (in particolare il Clean Energy Package [4]) considera i CRM (incluso dunque il Capacity Market italiano) strumenti transitori e di "ultima istanza", soggetti peraltro a numerosi vincoli. Inoltre, il quadro regolatorio e attuativo italiano, a sua volta, pur adottando formalmente un approccio *technology neutral* per la partecipazione al Capacity Market, di fatto al momento ne limita e rende meno efficace/remunerativa la partecipazione di risorse innovative quali in particolare Sistemi di Accumulo e Demand Response, in virtù dei fattori di derating attualmente applicati a tali tecnologie (ma che con l'esperienza operativa si prevede verranno via via ridotti) e di alcuni vincoli ad oggi previsti per la gestione dei Sistemi di Accumulo.

Ipotesi evolutive per un market design "energy transition fit"

Dalla disamina del quadro regolatorio attuale offerta nella sezione precedente sono già emersi alcuni punti "deboli" dei *tools* attualmente previsti, che potrebbero inibire o limitare un efficace ed efficiente raggiungimento degli obiettivi di **decarbonizzazione**, nel rispetto dei vincoli di **sicurezza** e **adeguatezza**.

Di seguito verranno ipotizzati alcuni *upgrade* ai suddetti *tools*, declinati per ciascuna delle *dimensioni chiave* del sistema elettrico.

Decarbonizzazione. Come si è visto, il disegno delle attuali *aste FER* è tale da schermare totalmente i produttori Rinnovabili assegnatari dai segnali temporali e geografici erogati dal mercato spot, inibendo qualsiasi "stimolo" a traslare la produzione nelle ore a "maggiore valore" per il sistema. Per consentire un'effettiva ed efficace integrazione della generazione rinnovabile nella rete e nel mercato, potrebbe essere utile apportare alcuni correttivi al disegno delle aste, che inducano i produttori a realizzare un profilo maggiormente coerente con le esigenze della rete e di copertura della domanda. Tale risultato si potrebbe ad esempio ottenere utilizzando come prezzo di riferimento del contratto per differenze (CFD) a due vie - in luogo del prezzo orario MGP - il prezzo medio di tale mercato (calcolato su un

orizzonte predefinito, ad esempio settimanale o mensile, c.d. "CFD integrale" o "con profilo").

Tale correttivo avrebbe anche l'effetto di indurre - in capo al produttore rinnovabile - un "fabbisogno" di uno specifico "servizio" di "traslazione temporale" (*time shift*), che potrebbe essere soddisfatto mediante realizzazione diretta di un sistema di accumulo accoppiato all'impianto (opzione *make*) o in alternativa acquistando il servizio di *time shift* da terzi, su un apposito "mercato" (opzione *buy*).

Come si è visto, un ulteriore strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili, e che peraltro ha il pregio - rispetto alle Aste - di essere maggiormente *market oriented*, consiste nei **contratti PPA** rinnovabili. Abbiamo già anticipato come una delle principali barriere che inibisce un efficace sviluppo di questo *tool* risiede nell'onerosità delle garanzie. Una possibile soluzione a tale problematica - peraltro già in parte prevista nella normativa europea e italiana⁶ - consiste nell'implementazione di una piattaforma gestita da una controparte centrale, ad esempio il GME (*piattaforma PPA*), corredata di opportuni meccanismi di mitigazione dei costi delle garanzie in capo ai partecipanti (venditori ed in particolare acquirenti), quali in particolare: *marginazione*⁷, approcci *multilayer* di allocazione del rischio⁸, *cascading*⁹, eventuale subentro di un soggetto istituzionale (e.g. GSE) nell'adempimento degli obblighi contrattuali in caso di fallimento dell'acquirente, e gestione centralizzata del settlement. Al fine di incrementare la liquidità di tale piattaforma, nonché di inviare segnali di *time shift* analoghi a quelli ottenibili mediante i correttivi alle aste FER descritti poco fa, si potrebbe prevedere la negoziazione di prodotti caratterizzati da profili *standard*.

A tendere, potrebbe essere opportuno stimolare e lasciare il più possibile spazio a uno sviluppo delle iniziative rinnovabili guidato da principi di *mercato*, puntando dunque sulle piattaforme PPA; interventi di tipo "centralizzato" (Aste) subentrerebbero solamente laddove e nella misura in cui il *mercato* autonomamente non fosse in

⁶ Si veda in particolare la direttiva REDII [20] e il relativo dlgs di recepimento italiano [21].

⁷ Deposito su conti vincolati di contante o titoli a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni e regolazione frequente dei guadagni e delle perdite conseguenti a variazioni del valore del contratto (con copertura parziale del rischio).

⁸ Tale approccio potrebbe esemplificativamente prevedere un'al-

locazione del rischio credito: a) all'operatore (marginazione); b) agli altri membri del sistema di clearing, nei limiti di un contributo versato a un apposito fondo di garanzia; c) alla clearing house, che risponde con il proprio capitale; d) socializzazione sui consumatori del rischio residuo non coperto dai meccanismi di cui sopra.

⁹ Suddivisione del contratto in un set di contratti con periodi di consegna di durata inferiore.

grado di raggiungere predefiniti obiettivi di penetrazione rinnovabile, definiti in coerenza con le traiettorie di decarbonizzazione. Tale approccio di fatto andrebbe a valorizzare i benefici tipici e complementari dei due strumenti esaminati, ossia: spinta all'innovazione e approccio *market oriented* (piattaforme PPA) ed efficacia nel monitoraggio e raggiungimento dei target rinnovabili (schemi centralizzati basati sulle Aste).

Sicurezza. Come anticipato nella precedente sezione, il *tool* dedicato ad approvvigionare le risorse chiave per la sicurezza del sistema è il *mercato dei servizi di dispacciamento*. Al fine di integrare in modo efficiente la generazione rinnovabile in rete, e al tempo stesso erogare sufficienti segnali di investimento per le risorse di flessibilità abilitanti tale integrazione, si potrebbe agire su tre fronti principali:

1. ampliare la partecipazione al mercato dei servizi (con particolare riferimento alle risorse "innovative" quali Sistemi di Accumulo anche elettrochimico, Demand Side Response, V2G), rimuovendo alcune barriere dirette o indirette preesistenti e frutto di un mercato "pensato" in un contesto differente, dominato da generazione convenzionale, centralizzata, e di grande taglia (un esempio è l'introduzione della cosiddetta abilitazione "asimmetrica" - ossia solo a salire o solo a scendere - ai servizi); come si è visto, tale apertura si colloca in un percorso regolatorio già avviato da ARERA, che attualmente si concretizza sotto forma di progetti pilota e a tendere (con un'auspicabile accelerazione) convergerà nel nuovo disegno di regime del mercato di dispacciamento ("TIDE" [19]);
2. Introduzione di segmenti di approvvigionamento a termine, ad integrazione degli attuali segmenti spot, con il duplice scopo di fornire segnali di medio/lungo termine agli investimenti in risorse di flessibilità (tipicamente caratterizzate da elevati costi fissi, quali ad esempio i Sistemi di Accumulo, e che dunque necessitano di segnali di medio/lungo periodo) e di dare visibilità di lungo periodo circa i fabbisogni di flessibilità del sistema;
3. Implementazione di piattaforme che agevolino l'incontro di domanda e offerta di servizi di *time shift*, e la liquidità di tale nuovo segmento di mercato.

Il terzo e ultimo aspetto, cui si è fatto solo qualche cenno nei precedenti paragrafi, merita un approfondimento. Come abbiamo visto, i correttivi che si è ipotizzato di apportare all'attuale disegno delle Aste FER incentiverebbero i

produttori rinnovabili a traslare la propria produzione in ore a "maggior valore" per il sistema, rispondendo di fatto ai segnali di prezzo temporali erogati dal mercato spot; la corrispondente domanda di servizi di *time shift* potrebbe esser soddisfatta - oltre che in modo diretto e autonomo implementando una soluzione di tipo *make* - acquistando tali servizi da fornitori terzi (tipicamente titolari di sistemi di accumulo elettrochimici e/o impianti di pompaggio, anche in forma aggregata/portafoglio). Al fine di agevolare l'incontro tra domanda e offerta di *time shift*, incrementarne la liquidità, semplificare la regolazione dei pagamenti e soprattutto mitigare i costi di garanzia sarebbe utile implementare una piattaforma centralizzata (*time shift platform*) gestita da un soggetto istituzionale (ad esempio il GME), del tutto analoga a quella ipotizzata per i PPA.

Adeguatezza. Lo strumento che nel contesto italiano (così come in altri Paesi europei e nel resto del mondo) è deputato all'approvvigionamento delle risorse di adeguatezza è il Capacity Market. Come anticipato, i meccanismi di remunerazione della capacità (CRM) sono considerati dalla normativa europea meccanismi transitori, di ultima istanza, e soggetti a numerosi vincoli. Si ritiene opportuno che tale impostazione venga rivista, prevedendo che il Capacity Market assuma un ruolo più "strutturale" nell'ambito dell'architettura del mercato, funzionale appunto ad approvvigionare le risorse di adeguatezza fornendo segnali di lungo termine per i relativi investimenti e disinvestimenti. In particolare, tale strumento avrebbe un ruolo cardine nel selezionare, in modo efficiente e virtuoso, le risorse (non solo di nuova realizzazione ma anche esistenti) necessarie per garantire l'adeguatezza, fornendo opportuni segnali che stimolino l'entrata o il mantenimento nel mercato delle risorse meno costose, e l'uscita di quelle più costose (anche tenendo conto dell'ingresso di nuove risorse nel sistema). È bene infatti ricordare come anche le risorse esistenti rivestano un ruolo fondamentale per l'adeguatezza, ed è pertanto necessario garantire che il Capacity Market ne assicuri il mantenimento in esercizio, per la quota strettamente necessaria a preservare il target di adeguatezza.

Per rendere più efficace il ruolo del Capacity Market in coerenza con l'approccio *technology neutral*, sarebbe opportuno rimuovere le barriere che attualmente limitano la partecipazione di risorse "innovative" quali *Demand Response* e *Sistemi di Accumulo*, rivedendo le regole di calcolo dei rispettivi coefficienti di *derating* e limi-

tando alcuni vincoli gestionali previsti per i Sistemi di Accumulo.

Compatibilità con il Quadro normativo/regolatorio europeo

Ai fini di valutare la fattibilità degli *upgrade* di market design proposti nella precedente sezione, e le eventuali modifiche da apportare al quadro regolatorio europeo, si propone di seguito un *assessment* qualitativo della compatibilità delle principali proposte illustrate con il framework di riferimento europeo.

Un primo aspetto “trasversale” che vale la pena esaminare - in quanto caratterizza numerose delle proposte qui descritte - è la necessità di introdurre *segnali di lungo termine* per gli investimenti. L'esigenza di tali segnali è particolarmente rilevante per risorse caratterizzate da elevati costi fissi (capital intensive), quali appunto le risorse di flessibilità (accumuli *in primis*) necessarie per abilitare l'integrazione delle rinnovabili in rete e nel mercato. In altri termini, tali risorse per esser “bancabili” necessitano di “coperture” (*hedging*) di lungo periodo dalle fluttuazioni del prezzo spot.

A tal proposito è opportuno sottolineare come sinora l'orientamento della regolazione europea (da ultimo vedasi il *Clean Energy Package* [4]) si sia concentrato più sul potenziamento, l'integrazione e l'efficientamento dei *mercati spot* che sull'implementazione dei mercati a termine. Negli ultimi tempi si sta tuttavia registrando un crescente interesse della Commissione Europea per i mercati a termine, di cui viene sottolineata l'importanza ai fini del deployment dei massivi investimenti necessari per i target di decarbonizzazione del settore elettrico, nonché la necessità di incrementarne la liquidità che al momento risulta insufficiente (si veda in proposito la Comunicazione della Commissione Europea *REPower EU Plan* del 18 maggio 2022 [5] e in particolare l'annessa Comunicazione “Market Design” [22]).

Entrando più nello specifico dei *tools* proposti nella sezione precedente, sia le *Aste FER* che i *PPA* sono strumenti esplicitamente contemplati - nel novero dei meccanismi funzionali allo sviluppo delle rinnovabili elettriche - dalla Direttiva Europea REDII [20] (cfr art. 4). I correttivi qui proposti per le attuali Aste FER e funzionali ad esporre le rinnovabili ai prezzi spot, pur non essendo esplicitamente descritti nella normativa Europea, trovano a loro volta riscontro *di principio* nell'art. 4.3 della suddetta Direttiva che prevede appunto

che gli schemi di supporto *massimizzano l'integrazione delle Rinnovabili nel mercato e assicurino che i produttori RES rispondano ai segnali del mercato*; ancor più esplicito appare il recente Report *Market Design* predisposto da ACER [23], che evidenzia l'opportunità di disegnare aste che massimizzano il *valore* per il sistema (rispetto all'attuale massimizzazione del *volume* immesso) della generazione RES, ossia massimizzando la produzione «quando» e «dove» è maggiormente pregiata per il sistema (riducendo così azioni di *curtailment* e congestioni di rete) [cfr par. 4.4.2 del Report ACER]

Per quanto riguarda nello specifico i *PPA*, la Direttiva REDII (cfr art.15.8) prescrive agli Stati Membri di identificare e rimuovere le barriere che ostacolano lo sviluppo di tali contratti di lungo termine, e di facilitarne lo sviluppo: la *piattaforma PPA*, in virtù dei meccanismi di mitigazione garanzie che incorpora, risponde senz'altro a tale obiettivo¹⁰.

Passando agli *upgrade* proposti per il *mercato dei servizi*, l'ampliamento della partecipazione a tale mercato e la rimozione delle barriere che al momento limitano la partecipazione delle risorse più “innovative” (Demand Response, Rinnovabili e Storage in particolare) costituiscono principi già chiaramente indicati nella normativa europea di riferimento (*Clean Energy Package* [4] ed EGBL - *Electricity Balancing Guideline* [24]), la cui concreta implementazione necessiterebbe tuttavia di un'accelerazione; l'introduzione in tale mercato di segmenti di approvvigionamento a termine, invece, può incontrare un parziale ostacolo (per taluni servizi) nell'art. 9.6 dell'Electricity Regulation [25] del *Clean Energy Package* [4], che pone vincoli temporali alla durata e all'orizzonte di pianificazione dei contratti di c.d. «*balancing capacity*»¹¹, salvo specifiche deroghe concesse transitoriamente dalle singole Autorità di Regolazione nazionali. Data l'importanza di prevedere segnali di medio lungo termine per investimenti in risorse di flessibilità, sarebbe dunque necessaria una re-

¹⁰ L'art. 28 del DLGS di recepimento REDII [21] prevede l'implementazione e la gestione, da parte del GME, in una prima fase (comma 1) di una “bacheca PPA” funzionale ad agevolare l'incontro tra domanda e offerta, e in una fase successiva (comma 2) - in funzione dell'evoluzione della liquidità - l'eventuale implementazione di una vera e propria piattaforma PPA.

¹¹ Si ritiene che non tutti i servizi rientrino in tale fattispecie e siano dunque gravati dal vincolo descritto: ad esempio la *fast reserve*, emulando di fatto l'inerzia e non articolandosi quindi in un vero e proprio servizio di bilanciamento, non sembra rientrare nella definizione di *balancing capacity*.

visione dell'attuale articolazione dell'Electricity Regulation, laddove trovasse conferma l'elemento ostativo appena descritto.

Relativamente infine al **Capacity Market**, che nel disegno auspicato vedrebbe un ruolo strutturale ai fini dell'approvvigionamento delle risorse di adeguatezza, come si è già visto l'attuale normativa europea (cfr cap.IV, art. 21 dell'Electricity Regulation [25]) considera tali tools quali misure temporanee, di last resort e soggette a numerosi vincoli e necessiterebbe dunque di una revisione. In tale ambito giova tuttavia segnalare come la stessa Commissione Europea, nella recentissima Comunicazione *Market Design* [22] del pacchetto REPowerEU Plan [5] (si veda in proposito la sezione "Ensuring investments in firm and low carbon capacity", pag. 10), ha evidenziato la *necessità di valutare - al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nel lungo periodo e fornire certezza agli investitori - se i capacity mechanisms debbano diventare una feature di lungo perio-*

do del sistema elettrico, il che lascia presagire una possibile evoluzione dell'orientamento della stessa Commissione Europea sul tema¹².

In conclusione, dalla rassegna qui effettuata sui principali *upgrade* ipotizzati per il market design, emerge come la maggior parte di essi siano già compatibili con il quadro di riferimento europeo, e come l'evoluzione del medesimo sembri andare in una direzione ancor più coerente con i principi delineati nello schema qui ipotizzato.

Al tempo stesso occorre tener presente che le modifiche da apportare all'attuale market design, laddove si ritenesse opportuno implementare lo schema ipotizzato nel presente articolo, sono numerose e rilevanti, e - per esser efficaci - necessiterebbero di una rapida implementazione.

¹² "...it will need to be further assessed whether capacity mechanisms have to become a long-term feature of the electricity system and what this would mean for their integration in the electricity market".

bibliografia

[1] **Fonte Enerdata:** <https://yearbook.enerdata.net/co2/emissions-co2-data-from-fuel-combustion.html>

[2] **Osborn T., Jones P.:** Global Temperature Record, *Climatic Research Unit School of Environmental Sciences, University of East Anglia*.

[3] **Terna, Snam, CdP, Ambrosetti:** La transizione energetica in Italia e il ruolo del settore elettrico e del gas, 2019.

[4] Clean Energy for all Europeans package: *pacchetto costituito da vari Regolamenti e Direttive europei* via via adottati nel corso del 2019.

[5] Comunicazione CE (2022) 230 del 18/5/2022: Comunicazione from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - *REPowerEU Plan*.

[6] **Benini M.:** L'impatto del pacchetto FF55: prime valutazioni, webinar. L'evoluzione del policy framework globale ed europeo verso un sistema energetico sostenibile: *COP26 e Fit for 55*, aprile 2022.

[7] **Politecnico di Milano:** *Renewable Energy Report 2022*, maggio 2022.

[8] **Terna:** *Report adeguatezza Italia*, 2021.

[9] **Terna:** *Disciplina Capacity Market e allegati*, 2024.

[10] **ENTSO-E:** *European Resource Adequacy Assessment*, 2021.

[11] **Terna:** *Piano di Sviluppo RTN*, 2019.

[12] **Terna:** Snam: *Scenario National Trend Italia*, 2020.

[13] **Terna:** *Congresso Associazione dirigenti amministrativi e finanziari (Andaf)*, 17/09/2021.

[14] **Senato della Repubblica:** *Audizione presso la 10ª Commissione Industria, commercio, turismo: Adeguatezza del sistema, decarbonizzazione e mercato della capacità*, 02/02/2021.

[15] **Terna:** *Contesto ed evoluzione del sistema elettrico*, 2019.

[16] **Terna:** *Piano di Sviluppo RTN*, 2021.

[17] **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico** - 4 luglio 2019: Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.

[18] **Delibera 300/2017/R/eel** - 5 maggio 2017: Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. *Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo*.

[19] **Documento di Consultazione 322/2019/R/eel** - 25 luglio 2019: Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) - *Orientamenti complessivi*.

[20] **Direttiva EU 2018/2001** - 11 Dicembre 2018: Sulla promozione dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili.

[21] **Decreto Legislativo n.199** - 8 novembre 2021: Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

[22] **Comunicazione CE (2022) 236** - 18/5/2022: Comunicazione from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - *Short-Term Energy Market Interventions and Long Term Improvements to the Electricity Market Design - a course for action*.

[23] **ACER's:** Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, *pubblicato il 29 aprile 2022*.

[24] **Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione Europea** - 23 novembre 2017: Establishing a Guideline on Electricity Balancing.

[25] **Regolamento (UE) 2019/943:** Mercato Interno dell'energia elettrica, 5 giugno 2019