

La trasformazione del sistema elettrico, le nuove esigenze di gestione e gli strumenti per farvi fronte

Lo scorso 15 dicembre 2022, nella prestigiosa “Sala Azionisti” della sede EDISON di Foro Buonaparte a Milano, si è tenuta l’ottava edizione, finalmente in presenza, del tradizionale convegno di fine anno “*La trasformazione del sistema elettrico, le nuove esigenze di gestione e gli strumenti per farvi fronte*” organizzato dall’Associazione Energia Elettrica dell’AEIT.

L’evento, attraverso la partecipazione di *speaker* di assoluto rilievo, si è sempre posto l’obiettivo di aprire il dibattito tra i diversi *stakeholder* del sistema elettrico nazionale sui temi più “caldi” del momento.

Nella edizione 2022, **Luca Marchisio, responsabile Strategia di Sistema di Terna**, ha presentato gli scenari al 2030 sviluppati congiuntamente da Terna e da SNAM, alla base dei rispettivi piani di sviluppo della rete, discutendone le implicazioni in termini di sviluppo di fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e infrastrutture di rete. In tema di fonti rinnovabili, Terna si deve confrontare con una enorme quantità di richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale, non tutte realizzabili, che a fine marzo 2023 ammontavano a 316 GW, di cui 126 GW di fotovoltaico, 80 GW di eolico onshore e ben 110 GW di eolico offshore, capacità queste dell’ordine del triplo di quanto necessario al 2030 per centrare gli obiettivi posti dalla *policy* energetica europea.

Andrea Marchisio, Founding Partner di ELEMENS, si è invece chiesto se la decarbonizzazione sia un buon affare per i consumatori italiani. Prendendo a riferimento lo scenario “Fit for 55” di Terna al 2030, Marchisio ha stimato che, a fronte di circa 8 miliardi di € di costi aggiuntivi di sistema (sviluppo reti di trasmissione e distribuzione, incentivi all’eolico *offshore*, alle comunità energetiche e agli schemi di autoconsumo collettivo), vi sarebbero circa 32 miliardi di € di benefici derivanti dall’abbassamento dei prezzi MGP determinato dalla produzione FER e dalla riduzione delle congestioni a causa dello sviluppo della rete, per un beneficio netto complessivo di 24 miliardi di €.

Carmelo Brunetto, Head of Short Term Management di ENEL, ha trattato dell’evoluzione del parco di generazione tra esigenze di flessibilità e resilienza del sistema elettrico. In particolare, Brunetto ha evidenziato come il rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili possa determinare criticità che richiedo-

no la fornitura di un’ampia gamma di servizi, che a loro volta implicano un’evoluzione del parco di generazione e della rete. Occorre quindi migliorare la flessibilità del parco termoelettrico, ma anche di quello idroelettrico, per consentire una più efficace fornitura di servizi di regolazione necessari ad aumentare l’*hosting capacity* delle fonti rinnovabili non programmabili.

Fabio Zanellini, responsabile della Commissione Tecnica del Gruppo Sistemi di Accumulo di ANIE, ha invece parlato della evoluzione normativa e regolatoria dei sistemi di accumulo. In particolare, Zanellini ha presentato un quadro del mercato dei sistemi di storage in Italia e in Europa, insieme con stime dei costi attuali e prospettici dei sistemi elettrochimici di diverse taglie, evidenziando gli oltre 30 GW di richieste di connessione di sistemi *utility scale* ricevute da Terna. A fronte di un fabbisogno addizionale al 2030 stimato da Terna in 95 GWh, Zanellini ha poi discusso dei meccanismi di supporto economico, inclusi i progetti pilota ex delibera 300/2017, il *capacity market* ed il nuovo mercato ex articolo 18 del d.lgs. 210/2021.

Sempre sul tema dei sistemi di accumulo, ma con un focus sugli impianti idroelettrici di pompaggio, **Andrea Pompa, Power Production and Wholesale Market Regulation manager di EDISON**, ne ha valutato le prospettive di sviluppo, alla luce delle potenziali maggiori congestioni di rete, della riduzione del carico residuo e dell’inerzia determinati dall’atteso sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili. Al riguardo, Pompa ha evidenziato le differenze in termini di costi, prestazioni, tempi di costruzione e durata di vita che caratterizzano gli impianti idroelettrici di pompaggio rispetto ai sistemi di accumulo elettrochimici, differenze che dovrebbero essere tenute in conto nel disegno del già citato nuovo mercato ex articolo 18 del d.lgs. 210/2021, definendo fabbisogni distinti da coprire tramite procedure concorsuali separate.

Oltre ai cinque interventi sopra citati, ve ne sono stati altri quattro che, grazie alla cortesia dei rispettivi autori, si sono tradotti in altrettanti articoli che, con opportuni aggiornamenti rispetto a quanto presentato a dicembre, sono pubblicati in questo numero della rivista.

In particolare, **Virginia Canazza, Partner di MBS Consulting**, nel corso del convegno ha discusso dei trend recenti e delle prospettive dei mercati energetici in Italia, tra cui l’impatto dei rialzi del prezzo del gas naturale sul PUN, la diversifica-

zione degli approvvigionamenti di gas e il livello di rischio per la sicurezza della fornitura, l'impatto sulla domanda e sull'utilizzo degli stoccaggi, la situazione del mercato globale di GNL, le previsioni dei prezzi al PSV e al TTF e, di conseguenza, del PUN. Canazza ha inoltre presentato una valutazione degli impatti sul PUN delle politiche di decarbonizzazione in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili, di incremento dell'efficienza energetica e di elettrificazione di residenziale, terziario e trasporti, su orizzonti temporali di breve (2022 - 2025), medio (2026 - 2030) e lungo termine (2031 - 2040), osservando che l'approvvigionamento da fonti rinnovabili diventa quello più conveniente, in quanto i relativi costi sono inferiori ai prezzi catturabili da tali fonti sul mercato elettrico. Interessante, inoltre, l'analisi relativa alle opportunità per le imprese di ridurre i costi di approvvigionamento di energia diventando al contempo più "sostenibili". Canazza ha infine evidenziato come, a causa dell'aumento dei prezzi dell'energia e delle necessità di decarbonizzazione, le imprese guardino ai contratti PPA con interesse sempre maggiore.

Alessandro Marangoni, CEO di Althesys, ha invece incentrato il suo intervento sulla necessità di ripensare il mercato elettrico alla luce della crisi energetica globale innescata dalla ripresa post-Covid e dalla guerra in Ucraina, chiedendosi se la crisi sia una spinta o un freno alla transizione energetica e se gli alti prezzi dell'energia siano sufficienti a promuovere efficienza energetica e fonti rinnovabili. Marangoni ha poi analizzato i recenti trend dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, valutando alcune possibili opzioni di riforma del mercato elettrico in discussione, quali il passaggio dal *system marginal price* al *pay as bid* o la separazione netta dei mercati, uno spot a prezzo marginale per il termoelettrico ed uno *forward* sul medio-lungo termine per le rinnovabili: considerando tre scenari di prezzo del gas naturale sull'orizzonte 2027, il modello di mercato attuale risulterebbe sempre il meccanismo più costoso. Inoltre, Marangoni ha valutato che se l'Europa avesse introdotto già nel 2022 il cap di 180 €/MWh sui ricavi delle fonti inframarginali, l'Italia avrebbe risparmiato 19 miliardi di €, pari al 22% del costo totale di approvvigionamento.

Diana Moneta, vicedirettore del dipartimento Sviluppo Sistemi Energetici di RSE, ha infine trattato il tema delle reti elettriche di distribuzione come fattore abilitante della transizione energetica. Prendendo a riferimento lo scenario di sviluppo del sistema energetico contenuto nel Piano Nazionale Integrato Energia Clima - PNIEC, Moneta ha presentato una metodologia di valutazione della necessità di adeguamento delle reti di distribuzione in relazione allo sviluppo della Generazione Distribuita, in particolare da fotovoltaico, stimando che per ogni GW aggiuntivo di FV saranno necessari 1840 km di nuove linee MT e BT e 2500 nuove cabine secondarie. Rispetto ad uno scenario BaU di riferimento, lo scenario PNIEC richiederebbe quindi investimenti aggiuntivi dell'ordine di 4 miliardi di €. La penetrazione di 6 milioni di EV dello scenario PNIEC, a seconda dei profili e delle tipologie di ricarica, comporterebbe invece investimenti quantificabili in un ampio intervallo, da circa 250 milioni di € a circa 2 miliardi di €. Moneta ha poi affrontato

il tema dell'evoluzione del quadro regolatorio, che prevede per i DSO la redazione con cadenza biennale di un piano di sviluppo della rete con orizzonte temporale almeno quinquennale, nel quale sia individuato il fabbisogno di flessibilità, comparando i costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure cui il gestore ricorre in alternativa all'espansione del sistema. In questo contesto si pone la delibera ARERA 352/2021 sui progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali.

Bruno Cova, Advisory Services & Studies Director di CESI, ha trattato il tema della decarbonizzazione dei trasporti, fornendo innanzitutto un quadro generale europeo da cui emerge che la decarbonizzazione dei vari settori procede a ritmi molto differenti, con il settore trasporti che, in controtendenza, ha addirittura incrementato le proprie emissioni rispetto al 1990. L'elettrificazione delle auto e dei veicoli commerciali leggeri avrà inoltre un significativo impatto sul profilo della domanda e sul relativo picco, nonché sulle infrastrutture di rete. Al riguardo, Cova ha presentato stime degli investimenti necessari sulle reti di distribuzione, valutando come appropriati schemi tariffari possano ridurre il fabbisogno degli investimenti stessi, con riferimento allo specifico caso di una rete mista tra urbana e rurale in un paese del Sud America in uno scenario al 2035.

Nel numero della rivista è stata colta l'occasione di inserire anche l'articolo, frutto della collaborazione **Terna-Renantis**, sul progetto pilota di regolazione ultrarapida di frequenza previsto nel sito di Vado ligure.

Questo progetto rappresenta infatti a pieno titolo uno ... *strumento per far fronte alla trasformazione del sistema elettrico...*, nato con la prospettiva di migliorare la risposta dinamica dei primi istanti durante i transitori di frequenza. Tale servizio è da intendersi distinto da quello di regolazione primaria ma strettamente coordinato con questo per coadiuvare la stabilità dinamica di frequenza.

Si tratta di un progetto che definisce, per il contesto italiano, un nuovo servizio di rete, la *fast reserve* appunto, mentre i precedenti progetti pilota hanno riguardato l'accesso di risorse non già abilitate a servizi di rete esistenti e consolidati ormai anche in ambito europeo. Viste le caratteristiche del servizio richiesto, si tratta di un'opportunità particolarmente indicata per i Sistemi di Accumulo elettrochimici, sia come singola unità di produzione che in forma aggregata, a patto di raggiungere una potenza regolante minima di 5 MW.

Nell'articolo si descrive anche il corredo tecnologico che Terna richiede per la gestione della Fast Reserve Unit (FRU) e per la verifica della corretta erogazione del servizio: oltre all'UPDM è infatti prevista l'adozione di una PMU e di un apparato UVRF. La selezione di interventi che hanno dato origine agli articoli pubblicati sul presente numero della rivista sarà quindi di sicuro interesse per tutti i nostri lettori, ai quali do appuntamento alla nuova edizione del convegno "*La trasformazione del sistema elettrico, le nuove esigenze di gestione e gli strumenti per farvi fronte*", che si terrà il 12 dicembre 2023 sempre presso la "Sala Azionisti" della sede EDISON di Foro Buonaparte a Milano.