

CONSIDERAZIONI SULLA RIFORMA DEL MERCATO ELETTRICO

Le proposte di Direttiva per la riforma del mercato elettrico e di modifica del relativo Regolamento, che vanno necessariamente lette congiuntamente per comprenderne appieno la ratio, testimoniano la consapevolezza che il persistente calo dei costi e il parallelo aumento delle prestazioni delle più innovative tecnologie per le rinnovabili sono accompagnati dall'ormai evidente irruzione nel settore energetico di due *disruptive technologies* - l'accumulo elettrochimico e la digitalizzazione - che, in abbinamento alla sempre crescente presenza di produzione elettrica rinnovabile non programmabile, modificheranno radicalmente sia le tradizionali modalità di gestione del mercato elettrico e, al suo interno, delle reti, sia l'ancor più tradizionale assetto delle mobilità pubblica e privata.

Il modello di mercato deve quindi favorire questa evoluzione del quadro tecnologico e infrastrutturale con provvedimenti quali la valorizzazione del mercato infraday (contrattazioni possibili fino alla consegna dell'energia), dei contratti di compravendita a lungo termine, delle forme di aggregazione della produzione e della domanda distribuita, del ruolo attivo dei consumatori.

Certamente rispondono a questo obiettivo diversi passaggi delle proposte. Innanzi tutto là dove, pur ribadendo la fine dell'accesso prioritario alla rete di trasmissione delle rinnovabili e della cogenerazione, agli Stati membri viene data la facoltà di conservarlo, quando gli impianti sono allacciati alle reti di distribuzione.

Per i produttori o venditori di energia proveniente da fonti rinnovabili non programmabili, è altrettanto importante che “ai partecipanti al mercato elettrico sia consentito di vendere energia il più possibile vicino al tempo reale della sua consegna, almeno per quanto riguarda il mercato infraday”. Condizione, questa, ben lontana dall'essere realizzata in Italia, dove, dopo le ultime modifiche, il mercato infraday si chiude alle 15.45 del giorno di consegna. Tra l'altro, la chiusura a ridosso della consegna, come già avviene in Germania, Spagna, Regno Unito, ridurrebbe gli oneri di sbilanciamento e vi potrebbero partecipare anche l'eolico e il fotovoltaico. A pensar male si fa peccato, ma forse è proprio questo il “rischio” che si vuole evitare.

Il ruolo degli accumuli

Innanzitutto, i sistemi di accumulo sono di fatto equiparati agli impianti di produzione: ad esempio, si stabilisce che, negli allacciamenti, il gestore della rete deve adottare procedure non discriminatorie “per gli impianti di produzione e i sistemi di accumulo”. Inoltre, in linea generale i gestori delle reti non possono possedere, sviluppare e operare sistemi di accumulo, salvo quando altri vi abbiano rinunciato o gli accumuli siano impiegati per garantire il buon funzionamento delle reti. Infine, ai sistemi di accumulo va assicurata la partecipazione a tutti i servizi ancillari, alla pari degli altri *player*, come pure ai mercati della capacità e a quelli transfrontalieri.

Non stiamo parlando di futuribili, dato che Commissione, Parlamento e Consiglio europei si sono impegnati a rendere operative entro il 2017 le proposte contenute nel “Winter Package” e non è molto probabile un loro radicale stravolgimento.



Netto è pertanto il contrasto tra questa prospettiva e il vuoto di iniziative che su questo tema caratterizza la politica energetica del nostro paese, ad eccezione delle delibere prese dall'AEEGSI, malgrado in Italia siano presenti imprese in grado di offrire accumuli elettrochimici di ultima generazione. Una ha consolidata tradizione nel settore, altre sono *newcomer*, tuttavia con buone prospettive di sviluppo. Se non si individuano per tempo misure di politica industriale in grado di rafforzare un settore produttivo high tech con enormi potenzialità non solo per la gestione delle reti elettriche, ma ancor più come *driver* dello sviluppo della mobilità elettrica, si rischia di replicare quanto è avvenuto nel fotovoltaico.

Negli anni '80 esistevano due aziende italiane attive nella manifattura del fotovoltaico, una a capitale pubblico, l'altra privata; entrambe allo stesso livello qualitativo dei principali competitori internazionali. L'assenza di una politica industriale che, come in altri paesi, ne favorisse lo sviluppo grazie alla domanda indotta da forme di incentivazione tutto sommato modeste, le ha messe fuori gioco. Così, quando con eccessivo ritardo, quindi anche in modi meno efficienti, si sono varate le misure a favore del fotovoltaico, per l'approvvigionamento dei moduli gli investitori sono stati costretti a rivolgersi a imprese estere, dando la stura a critiche -spesso interessate, in qualche caso addirittura da parte di corresponsabili del decesso del fotovoltaico italiano - per questo modo di procedere. Se si persiste nello stesso errore di allora, il prossimo boom dei sistemi di accumulo avrà la stessa sorte.

Il ruolo della mobilità elettrica

Altra novità di rilievo, uno dei due documenti assume come riferimento la “European Strategy for Low Emission Mobility”, che non solo ribadisce l'urgenza di decarbonizzare il sistema dei trasporti e di ridurre le emissioni di inquinanti, soprattutto nelle aree urbane, ma mette in luce il contributo rilevante a tal fine da parte della mobilità elettrica. Inoltre, il suo sviluppo rappresenta di per sé un fattore importante nella transizione energetica (si pensi all'accumulo distribuito, garantito dai veicoli elettrici).

Gli Stati membri dovranno quindi adottare norme che facilitino la connessione alle reti di distribuzione dei punti di ricarica dei veicoli elettrici, siano essi privati o ad accesso pubblico. Probabilmente per evitare possibili discriminazioni, i distributori potranno possedere, sviluppare, gestire punti di ricarica solo se altri, a seguito di un regolare bando, non hanno dimostrato interesse in tal senso e previa autorizzazione del regolatore. Una buona intenzione, che rischia però, almeno in una prima fase, di ostacolare i soggetti che, per esperienza pregressa e capacità professionali ed economiche, più di altri possono dare il maggior impulso alla diffusione dei punti di ricarica.

Nel caso della mobilità elettrica, piove sul bagnato. Nella politica di promozione dei veicoli elettrici l'Italia è infatti una delle Cenerentole europee. A giugno 2016 era al ventesimo posto per numero di veicoli elettrici ogni mille abitanti (0,12), superata anche da paesi come la Slovenia (0,16) e la Lettonia (0,13); a distanza siderale dalla Norvegia (17,27), ma lontanissima anche da Olanda (5,47), Svezia (2,22), Svizzera (1,60), Danimarca (1,48), Belgio (1,12), Austria (1,06), Francia (1,06), Regno Unito (1,05). Perfino la ritardataria Germania era a 0,72 veicoli elettrici ogni mille abitanti e, dopo lo scandalo Volkswagen, ha varato un *crash program*, con l'obiettivo di metterne su strada un milione nel 2020.



A giugno 2016 i veicoli elettrici su strada in Italia (inclusi gli ibridi *plug-in*) erano 6.989 (sic!) e gli scenari al 2020, ipotizzati dal progetto di ricerca di Enel Foundation-Politecnico di Milano, vanno da un parco veicoli minimo (90.000 auto) a uno massimo (380.000), ma viene considerato più probabile quello intermedio (180.000), “visto che il sistema di incentivi nel nostro Paese è oggi ancora in fase progettuale ed è quindi difficile immaginare effetti prima del 2018”.

D'altronde, come è possibile aspettarsi di più, con un Ministro dello sviluppo economico che continua a difendere l'alternativa dell'automobile a gas, malgrado in Italia le immatricolazioni delle vetture a metano siano passate dal 5,3% del 2014, al 4,0% del 2015 e al 2,4% del 2016?

Il ruolo dei consumatori

Altrettanto innovative sono le proposte di riforma del mercato elettrico, volte a consentire un maggiore protagonismo dei consumatori. A tal fine vengono introdotte nuove figure di *player*.

Innanzitutto il “cliente attivo”. Perché ogni consumatore possa esserlo, gli Stati membri devono garantire che:

- a) possa liberamente autoprodurre, accumulare, consumare e vendere l'elettricità così generata in tutti i mercati organizzati sia individualmente, sia tramite aggregatori, senza essere sottoposto a procedure troppo pesanti e a oneri che non siano *cost reflective*;
- b) sia soggetto a oneri di rete *cost reflective*, trasparenti e non discriminatori, con conteggi separati per l'elettricità immessa in rete e da questa erogata.

Naturalmente queste condizioni valgono se tali compiti non costituiscono la primaria attività commerciale o professionale del consumatore.

In secondo luogo le “comunità energetiche locali”, che possono essere associazioni, cooperative, partnership o altre entità legali, effettivamente controllate da azionisti o persone locali, generalmente guidate da valori diversi dal profitto, attive nella generazione distribuita e nella gestione di reti di distribuzione, come fornitori o aggregatori a livello locale, ma anche oltre i confini della comunità. Anche i sistemi di distribuzione chiusi saranno considerati a tutti gli effetti reti di distribuzione.

Queste comunità sono viste come un'importante strumento di inclusione, difesa, *empowerment* dei consumatori, consentendo a molti di loro di partecipare al mercato energetico, opzione che altrimenti non sarebbero in grado di esercitare. La struttura comunitaria ha altresì gli strumenti per realizzare l'efficientamento energetico dell'edilizia residenziale e combattere la povertà energetica, sia riducendo in tal modo i consumi, sia praticando tariffe ridotte.

A tal fine gli Stati membri devono garantire alle comunità energetiche locali il diritto di:

- a) possedere, realizzare o prendere in leasing proprie reti e di gestirle in piena autonomia;
- b) accedere in modo non discriminatorio a tutti i mercati organizzati sia direttamente, sia mediante aggregatori o venditori.

Altrettanto puntuale è il ruolo affidato alla *demand response*. Gli Stati membri dovranno garantire che:



- le autorità nazionali di regolazione incoraggino i consumatori finali, anche tramite aggregatori, a offrire il servizio di *demand response* in tutti i mercati organizzati, partecipandovi senza discriminazioni insieme ai produttori di elettricità;
- nel richiedere servizi ancillari, i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione trattino i fornitori di *demand response* esclusivamente in base alla loro capacità tecnica.

I due documenti sulla riforma del mercato elettrico si preoccupano anche di precisare i contenuti minimi delle delibere del regolatore: ogni aggregatore ha diritto di intervenire nel mercato senza il consenso degli altri partecipanti, tutti soggetti alle medesime norme; va assicurata eguale possibilità di accesso ai dati di natura non commerciale; gli aggregatori non sono tenuti a pagare compensazioni ai venditori o ai produttori di elettricità; va definito un meccanismo per la risoluzione dei conflitti tra i partecipanti al mercato.

Coerentemente con questa impostazione, anche a fonti rinnovabili, *demand response* e aggregatori, viene assicurata la partecipazione a tutti i servizi ancillari, ai mercati della capacità e a quelli transfrontalieri, alla pari degli altri *player*.

Un difficile riequilibrio fra domanda e offerta

L'insieme di queste proposte mette in evidenza come l'obiettivo prioritario della riforma sia la massima riduzione possibile del divario esistente oggi tra chi (produttore o trader) offre energia e la maggior parte dei consumatori (in Italia non solo quelli individuali, ma anche un numero consistente di piccole imprese e forse anche di medie). Un divario che non è esclusivamente dovuto al diverso livello di competenza, in quanto un peso non minore va attribuito alle asimmetrie informative.

Non a caso, nei documenti della Commissione si afferma esplicitamente che “gli aggregatori avranno un ruolo importante come intermediari tra gruppi di consumatori e il mercato”, in quanto dotati di competenze e di informazioni sufficienti a ridurre per lo meno entro limiti accettabili il divario con i fornitori di energia. A patto, però, che siano indipendenti, cioè non affiliati a fornitori di elettricità o a qualsiasi altro partecipante al mercato. Di conseguenza, dovranno “essere stabilite regole eque e trasparenti per consentirgli di svolgere il loro compito”.

Su questi aspetti il ritardo italiano nei confronti non solo delle indicazioni contenute nei documenti di Bruxelles, ma anche di quanto già realizzato in altri Stati membri, è ancora più clamoroso di quello esistente per il mercato infraday e la promozione dei sistemi di accumulo.

Lo conferma l'iter di recepimento della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che è del 25 ottobre 2012, ma si traduce nel Decreto legislativo 102/2014 solo il 4 luglio 2014. Con quasi due anni di ritardo, finalmente l'articolo 11 prevede che, su indirizzo del MiSE, l'Autorità provveda “fatte salve le restrizioni di carattere tecnico insite nella gestione delle reti, a regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, definendo le modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati”.



Abbiamo riportato per intero l'articolo 11, perché mette in evidenza come già cinque anni fa una direttiva europea avesse richiesto l'attuazione di misure in grado di garantire la partecipazione della domanda alle attività fino ad allora riservate all'offerta di energia, misure di cui le proposte di riforma, contenute nel "Winter package", rappresentano un ulteriore passo in avanti verso il riequilibrio dei rapporti tra domanda e offerta.

Ebbene, è arrivata la primavera del 2017, rispetto alla data di emanazione della Direttiva 27 sono passati quattro anni e mezzo, ma la delibera dell'Autorità, prevista dall'art. 11 di un Decreto entrato in vigore quasi tre anni fa, non solo non è stata ancora emanata, ma, mentre scrivo queste righe, non è stato nemmeno emesso il relativo documento preliminare di consultazione.

Circola invece una petizione, indirizzata al Governo e firmata da diverse migliaia di cittadini, che chiede di consentire alle imprese e ai privati cittadini lo scambio con i propri vicini dell'energia da loro autoprodotta: una richiesta limitativa rispetto alla proposta, avanzata da Bruxelles, di "vendere l'elettricità così generata in tutti i mercati organizzati", che le politiche perseguite dai governi italiani nell'ultimo lustro fanno invece sembrare rivoluzionaria.

Conclusioni

L'Unione europea non gode di ottima salute. Non è quindi scontato che il contenuto del "Winter package" sia sostanzialmente recepito nelle diverse Direttive da sottoporre all'approvazione del Consiglio e del Parlamento europeo e che gli OK finali arrivino, come concordato, entro l'anno.

Tuttavia, ciò che è realizzabile sulla base delle normative esistenti sarebbe sufficiente per:

- a) modificare in modo rilevante il ruolo attuale della domanda in Italia, anche attraverso la figura dell'aggregatore;
- b) portare la chiusura del mercato infraday in prossimità della consegna dell'energia;
- c) varare politiche parallele di promozione dei sistemi di accumulo e della mobilità elettrica, in modo da massimizzare le sinergie esistenti fra i due comparti.

Se viceversa la riforma del mercato elettrico passasse entro l'anno senza sostanziali modifiche, il ritardo italiano renderebbe elevato il rischio di procedure di infrazione, a meno di un energico colpo di reni, di cui per il momento non si intravedono le premesse.