

Affare assegnato sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti (n. 397)

Contributo Enel

Egregio Presidente, onorevoli Senatori;

Desideriamo ringraziare la Commissione per l'opportunità offerta di contribuire alla discussione dell'affare assegnato sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti. Gli obiettivi di Parigi richiedono una **radicale trasformazione del modello energetico** a favore di una sempre maggiore **elettrificazione dei consumi finali** di energia. Il vettore elettrico si presta infatti ad usi innovativi nell'edilizia residenziale, nell'industria e nei trasporti, apportando numerosi benefici negli ambiti della salute, dell'ambiente e dell'economicità dell'energia. La positività del risultato di tale operazione è determinata dalla collaborazione fra i principali attori della transizione: istituzioni, operatori di settore e consumatori. **Ridurre il costo dell'energia elettrica e rendere quanto più intellegibile la bolletta ai consumatori** così da favorire una scelta consapevole **è uno snodo fondamentale** per raggiungere gli obiettivi ambiziosi che l'Italia e l'Europa si sono dati nel medio e nel lungo termine.

La transizione energetica: benefici ambientali e riduzione del costo di produzione

La **transizione energetica** sta cambiando il modo di produrre e consumare l'energia elettrica. È necessario **un nuovo ciclo di investimenti** nella generazione che favorisca la crescita ulteriore della produzione da fonte rinnovabile e l'efficientamento della produzione termoelettrica nel suo nuovo ruolo di garante della sicurezza e della stabilità di un sistema elettrico incentrato sulla produzione *green*. In questo contesto Enel in Italia sta sviluppando un **piano di investimenti** per la transizione e la decarbonizzazione basato sul *phase out* degli impianti a carbone, **importanti investimenti sia in nuovi impianti rinnovabili, sia in ammodernamenti (*repowering*) di impianti rinnovabili esistenti** nonché la **sostituzione carbone-gas per gli impianti di Brindisi, Civitavecchia, Fusina, La Spezia** - prevalentemente destinati a coprire le sole esigenze, limitate, di domanda di picco del sistema che non saranno assorbite dagli accumuli - ed il rifacimento di alcuni impianti gas esistenti. La crescita della produzione da fonte rinnovabile e l'utilizzo di impianti termoelettrici più efficienti e sostenibili consentirà **la riduzione del prezzo wholesale e del costo del mercato dei servizi di dispacciamento** ad oggi relativamente più elevato rispetto ai partner europei a causa della minor presenza del carbone e assenza del nucleare nel mix produttivo e maggior presenza del gas, il combustibile fossile a minor impatto ambientale.

Le **parole chiave** per supportare questi investimenti sono due: **semplificazione** dei procedimenti autorizzativi, con l'obiettivo di efficientare gli iter puntando ad una riduzione delle tempistiche e ad uno snellimento dei passaggi attualmente necessari per l'ottenimento dei permessi per la costruzione e l'esercizio degli impianti, e **accelerazione** degli investimenti mediante lo svolgimento delle procedure concorsuali del Capacity Market anche per i periodi di consegna successivi al 2023 e l'implementazione di procedure di autorizzazione semplificate (*fast track*) per gli iter autorizzativi di impianti rinnovabili ad oggi già avviati o che verranno attivati entro i prossimi 3/6 mesi.

Per massimizzare la produzione da fonti rinnovabili è d'obbligo favorire gli investimenti in accumuli, **abbinando accumuli elettrochimici a impianti da fonte rinnovabile e consentendone la partecipazione ai mercati dei servizi e sviluppare la generazione distribuita** accelerando le misure attese per **comunità energetiche ed autoconsumo collettivo**.

In questo senso valutiamo positivamente le disposizioni del **DL Milleproroghe**, convertito in legge a febbraio 2020, che introducono in via sperimentale e nelle more del recepimento delle Direttive del Clean Energy Package le configurazioni delle collettività e comunità energetiche. Si tratta di un buon punto di partenza per l'implementazione delle nuove configurazioni di autoconsumo e generazione distribuita che **riconosce il ruolo della rete pubblica di distribuzione (garantendo al contempo i diritti dei consumatori), favorisce le configurazioni alimentati da fonti rinnovabili e fa leva su un meccanismo di esonero limitato in favore di meccanismi espliciti**, supportando le nuove configurazioni e allo stesso tempo ottimizzando i costi per il sistema.

In particolare si **sottolinea come la rete pubblica di distribuzione rappresenti già oggi un fattore abilitante per permettere gli scambi energetici, fisici e virtuali, tra i diversi soggetti del mercato**. Di fatto, l'interconnessione di utenti anche non fisicamente localizzati in una medesima area può essere effettuata su scala maggiore utilizzando la rete pubblica di distribuzione esistente, riducendo i costi di investimento e beneficiando della produzione locale e della condivisione dell'energia. Inoltre, mediante i sistemi di misura digitali bidirezionali, quali i contatori elettronici, è possibile misurare virtualmente, aggregare e gestire i flussi energetici tra i membri delle Community, anche per mezzo di soggetti aggregatori di domanda e offerta di energia.

Con riferimento alle **comunità energetiche** (Renewable Energy Community e Citizens' Energy Community) prefigurate dal Clean Energy Package, in linea generale, si ritiene opportuno limitare l'estensione delle comunità ad ambiti fisici "locali" (intesi come ambiti in cui la prossimità tra centro di produzione e punto di consumo sia tale da preservare il principale vantaggio della generazione distribuita, vale a dire la riduzione delle perdite di rete) e a configurazioni alimentate da fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento. **Anche in questi casi, l'introduzione di schemi commerciali in grado di attribuire convenzionalmente i flussi alle singole utenze coinvolte permette la diffusione della generazione diffusa in maniera sostenibile sia da un punto ambientale che economica**. Lo scambio fisico sarebbe naturalmente abilitato dalla rete di distribuzione pubblica, riducendo i costi di investimento per i singoli partecipanti alla comunità ed evitando inutili aggravii in termini di impatto su ambiente e territorio.

Il mercato retail: la libertà di scelta del consumatore al centro del processo di liberalizzazione

Con la conversione in legge del decreto "Milleproroghe" è stato modificato il testo della Legge Concorrenza 2017 e previsto un rinvio scaglionato della fine della tutela di prezzo: 1 gennaio 2021 per le piccole imprese (che non rientrano nella definizione di "microimprese") e 1 gennaio 2022 per microimprese e domestici.

Al centro di questa fase finale del percorso di liberalizzazione del mercato retail è **fondamentale porre il cliente e la sua scelta consapevole**, come prevede esplicitamente la Legge Concorrenza e in coerenza con lo spirito della stessa Direttiva Europea 944/2019, di prossimo recepimento nel quadro normativo nazionale.

In tal senso, sarebbe ragionevole che ogni eventuale meccanismo automatico di spostamento dei clienti attualmente in tutela sia limitato nei numeri e giunga al termine di un progressivo volontario passaggio degli stessi sul mercato libero

Il mercato italiano dà chiari segnali di ottimo funzionamento. Secondo gli ultimi dati dell'Autorità, tra il 2012 e il 2018 la percentuale di clienti domestici sul mercato libero è passata dal 21% al 44%, e quella delle piccole imprese connesse in bassa tensione dal 36% al 56%.

In quanto alla dinamicità del mercato, sempre secondo i dati dell'Autorità, nel 2018 il 14% dei clienti domestici in Italia ha cambiato fornitore: un dato decisamente migliore, ad esempio, di quelli registrati in Francia (2%), Spagna (8%) e Germania (11%).

La decisione di molti clienti di piccola dimensione di non spostarsi dal fornitore "storico" dipende anche dal **rischio di scegliere venditori poco affidabili** o comunque incapaci di offrire servizi di alta qualità (es. in termini di precisione e tempestività della fatturazione o accessibilità e cortesia dei call center). **Il prezzo, infatti, non è certamente l'unica variabile rilevante nella scelta di un cliente, che cerca anche e soprattutto qualità e servizi dedicati** Peraltro, in termini di prezzo, al netto delle differenze determinate ad esempio dai servizi aggiuntivi, molte offerte sul mercato libero sono più convenienti di quelle sul mercato tutelato.

Il buon funzionamento del mercato rappresenta uno dei presupposti per il completamento del processo di liberalizzazione e in questo senso è **essenziale introdurre alcune misure** che lo favoriscano.

In primo luogo, come **misura propedeutica alla completa liberalizzazione**, occorre procedere quanto prima alla corretta istituzione dell'**Albo dei venditori** previsto nella legge sulla Concorrenza. Negli ultimi anni contestualmente ad un incremento esponenziale dei venditori attivi che non ha eguali in Europa (in Italia oggi si contano oltre 600 venditori contro ad esempio 58 venditori nel Regno Unito), abbiamo assistito a condotte opportunistiche di operatori che, muovendosi fra le maglie della normativa e avvalendosi di concordati preventivi o procedure fallimentari, hanno lasciato significativi "buchi" economici a distributori e sistema e hanno concretamente costituito una minaccia per la tenuta dell'intera filiera elettrica, clienti finali compresi.

Ciò è reso possibile dall'assenza di requisiti specifici da richiedere agli operatori che svolgano l'attività di vendita ai clienti finali e che ne garantiscano affidabilità e adeguata solidità finanziaria. In tale contesto quindi, **l'Albo dei venditori è da ritenersi un intervento fondamentale per aumentare la fiducia dei clienti nel mercato libero e garantire stabilità a tutto il sistema elettrico.** Con le ulteriori sfide poste dalla crisi Covid-19, è ora importante più che mai che l'intervento sia tempestivo e davvero efficace così come ad esempio ha disposto in questi giorni il Regolatore inglese che ha previsto di aumentare gli standard del servizio, ridurre il rischio di fallimento del fornitore (verificando che i fornitori siano in grado di adempiere ai loro obblighi finanziari verso gli altri soggetti della filiera) e rafforzare la rete di sicurezza per i consumatori in caso ciò avvenga.

In secondo luogo occorre responsabilizzare anche il cliente finale **riducendo morosità e comportamenti opportunistici.** A questo fine occorre garantire l'accessibilità ai contatori (meccanici e non teleletti) da parte dei distributori (anche ritornando alla qualifica di pubblici ufficiali per il personale verificatore delle società di distribuzione al fine di evitare l'obbligo di testimonianza in Tribunale in caso di procedimenti per prelievi irregolari), prevedere un obbligo di fornire una lettura annuale da parte del cliente senza contatore telegestito, introdurre il blocco *switch* in caso di morosità intenzionale, al pari di quanto già avviene con successo nel Regno Unito. È poi auspicabile

chiarire la non applicazione delle disposizioni in materia di prescrizione biennale nei casi di responsabilità accertata del cliente finale nella mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo ai fini degli eventuali conguagli.

Trasparenza e semplificazione della bolletta

Al terzo trimestre 2020, il costo annuale della bolletta elettrica per una “famiglia tipo”¹ italiana risulta pari a 448 euro/anno (incluse accisa e Iva al 10%). Attraverso la bolletta non viene remunerata solo la componente “energia” (che incide per il 37% della spesa complessiva pari a 167 euro/anno), ma anche gli investimenti sulle reti di trasmissione e distribuzione (componente “trasporto e gestione del contatore” pari al 24% ovvero 106 euro/anno) e gli “oneri generali di sistema” (circa il 25% del totale pari a 113 euro) a sostegno di attività di interesse generale per il Sistema elettrico

Tali voci sono specificatamente rappresentate nella bolletta, per completezza di informazione dei clienti, come previsto dalla normativa europea e dalle norme di recepimento nazionali (che in Italia, hanno seguito un **lungo percorso di consultazione** che ha coinvolto gli operatori, le associazioni dei consumatori e gli stessi clienti)

La difficoltà di comprensione della bolletta da parte del cliente deriva essenzialmente dalla sua articolazione, in particolare con riferimento alla complessità dei già citati Oneri di sistema. La voce preponderante tra questi è l’incentivazione delle fonti rinnovabili (componente ASOS) che, seppur in diminuzione, ha pesato nel 2019 per 11,4 Mld di euro. Secondo stime GSE l’onere di incentivazione è destinato a diminuire sensibilmente nei prossimi anni (circa 10 miliardi nel 2025, 6 nel 2030, 1 nel 2035) per effetto degli impianti in scadenza, effetto preponderante rispetto ai nuovi impianti incentivati.

La soluzione più “naturale” sarebbe quella della fiscalizzazione di questi oneri come segnalato dall'ARERA al Governo e al Parlamento, dal momento che tali oneri di sistema non corrispondono ad uno specifico servizio, bensì sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche che non trovano copertura sulla fiscalità generale.

Una modifica normativa che riconoscesse esplicitamente la natura di imposta degli oneri di sistema, separandoli dalle altre voci della bolletta a copertura dei costi di fornitura, consentirebbe di riportare queste partite nel giusto alveo e aumenterebbe la trasparenza della bolletta.

Mantenere solo sul sistema elettrico oneri significativi, volti a coprire obiettivi di interesse generale diversi, rischia, invece, di stratificare un sistema molto complesso e vanificare l'efficacia di qualsiasi segnale di prezzo di breve termine, e quindi delle stesse misure per l'attivazione dei clienti nella gestione della propria domanda.

Nelle more di tale possibile percorso, a fine 2019, **ARERA ha avviato un Tavolo di lavoro** con tutti gli stakeholder coinvolti, operatori e associazioni dei consumatori, dal quale siamo fiduciosi possano emergere proposte concrete per giungere ad una soluzione strutturale del tema degli oneri di sistema.

¹ Definita dall’Autorità di regolazione (Arera) come un’utenza domestica di residenza, con consumo annuo di 2700 kWh e potenza impegnata di 3 kW.