

Roma 22 dicembre 2023

Audizione Atto Camera 1606

Conversione in legge del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023.

Commissioni riunite VIII Ambiente e X Attività produttive – Camera dei Deputati

Acea SpA è una delle principali multiutility italiane che opera nell’ambito del settore idrico come primo distributore nazionale, e tra i primi del settore nella distribuzione di energia elettrica, dell’energia e dell’ambiente.

Grandi concessioni idroelettriche – (art. eliminato)

Il gruppo ACEA ritiene necessario reintrodurre la possibilità per le Regioni di riassegnare al concessionario scaduto o uscente, previa proposta tecnico-economica e finanziaria e un piano di investimenti pluriennali (ordinari e straordinari) sugli impianti e sul territorio.

In subordine, l’introduzione di una congrua proroga di almeno 12 mesi al termine ultimo per l’indizione delle gare, previsto dalle norme al 31/12/2023, consentirebbe alle Regioni di verificare la presenza di piani di investimento di significativo beneficio dell’infrastruttura idroelettrica e dei territori sui quali insiste.

Articolo 4 - È prevista la creazione di un fondo destinato a Regioni e Province per la decarbonizzazione, che verrà finanziato anche chiedendo ai produttori Fonti Energia Rinnovabili (FER) con impianti di potenza > 20 kW costruiti entro il 31/12/2030 un contributo annuo di 10€ per ogni kW di potenza dell’impianto per i primi 3 anni dall’entrata in esercizio.

L’introduzione di un onere aggiuntivo rispetto a quanto già sostenuto dai produttori di energia da Fonti di Energia Rinnovabili (FER) disincentiva lo sviluppo delle stesse. Detto onere potrebbe essere applicato con le mitigazioni nel seguito descritte:

- applicazione una tantum ai soli progetti per i quali non sia già stato avviato l’iter autorizzativo;
- esclusione degli impianti destinati all’autoconsumo dall’applicazione del contributo come stimolo per orientare le iniziative verso soluzioni di autoconsumo;
- ove fosse mantenuta la previsione di detto onere, sarebbe ad ogni modo necessario tenerne conto nella definizione delle basi d’asta dell’emanando DM FERX.

Articolo 9 comma 1 “Al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia...”

L’incipit dell’articolo 9, sopra riportato, che trae spunto dalla forte elettrificazione degli usi finali nonché dall’esponentiale crescita delle rinnovabili e della generazione distribuita, così come lo sviluppo successivo del decreto, in nessuna sua parte rileva il fatto inequivocabile e incontestabile che la gran parte dell’incremento sia degli utilizzi energetici sia dei sistemi di generazione da fonte rinnovabile, avverrà sulle utenze connesse direttamente alla rete di distribuzione e non alla rete di trasmissione nazionale, che quindi avvertirà sì gli effetti della transizione ecologica, ma solo in forma indiretta e mediata dalla rete di distribuzione in media e bassa tensione a cui saranno connessi gli utenti (elettrificati e potenziati nella loro disponibilità sistemica di Hosting Capacity dall’opera degli operatori della distribuzione - DSO). Si ritiene quindi doveroso riportare l’attenzione sul ruolo fondamentale che sarà svolto dai DSO italiani nella direzione della resilienza, adeguata infrastrutturazione e “smartizzazione” del sistema elettrico nazionale, segnalando in particolare in prima istanza il fabbisogno dei DSO stessi di approvvigionamento di servizi di stoccaggio di energia elettrica, funzione indispensabile non solo per mero il bilanciamento della rete in bassa e media tensione tale da contenere i picchi di assorbimento-produzione nel range di funzionalità delle reti distributive (in linea con le loro traiettorie di potenziamento riportate nei piani di sviluppo sottoposti a pubbliche consultazioni e successivo invio ad ARERA), ma anche per l’obbligatoria (tecnicamente ed economicamente) massimizzazione dell’uso locale dell’energia autoprodotta dalle sempre maggiori risorse distribuite, fenomeno in grado di attenuare anche significativamente l’impatto della transizione ecologica sulla rete di trasmissione nazionale oltre a garantire efficienza energetica e abbattimento dei costi in fattura della spesa energetica dei cittadini.

Articolo 9 comma 5: “...per la realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti, senza limiti di estensione e fino a 30 kV, prevista nell’ambito di progetti ammessi ai finanziamenti di cui all’Investimento 2.1, Componente 2, Missione 2, del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) ... “

In piena continuità con quanto sopra esposto sul ruolo centrale svolto dai DSO nel garantire la sicurezza energetica nazionale, si segnala che al comma 5 sembrerebbe si faccia riferimento alle semplificazioni amministrative necessarie al raggiungimento degli obiettivi nazionali PNRR di cui all’investimento 2.1 componente 2, per la missione 2 (M2C2.2.2 – Resilienza), senza citare esplicitamente l’altrettanto importante componente 1 (M2C2.2.1 – Smart Grid) che negli importanti progetti presentati dai DSO nazionali integra ed esalta anche gli elementi di resilienza del sistema elettrico oltre che renderlo idoneo a supportare la transizione ecologica di cui agli obiettivi nazionali e comunitari attraverso l’elettrificazione degli utenti finali connessi in bassa e media tensione e l’innalzamento della Hosting Capacity dell’energia rinnovabile da loro generata localmente. Sebbene sia verosimile che dette semplificazioni si applichino indistintamente ai progetti “Resilienza” e “Smart Grid”, si ritiene opportuno segnalare la necessità di esplicitare nel Decreto ambo gli Investimenti (M2C2.2.1 e M2C2.2.2).

Art.10 Definisce le misure urgenti per lo sviluppo di progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Il Gruppo ritiene, che il fattore abilitante alla promozione delle predette progettualità, risieda non solamente nel profilo di finanziamento delle opere, ma anche sul completamento del quadro normativo, con particolare riferimento alla necessità di:

- emanazione della disciplina attuativa:
 - degli obblighi previsti dall'art 27 D.Lgs.199/2021;
 - della disciplina di cui al Decreto Ministeriale ex art. 10 comma 5 D.Lgs 102/201, relativa al meccanismo di supporto che valorizzino le esternalità ambientali del teleriscaldamento;
 - inserimento nel Conto Termico 2.0 del contributo di allacciamento al teleriscaldamento: D.Lgs 73/2020 "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2002 che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica";
- impulso alla finalizzazione della procedura di recepimento della Direttiva UE 542/2022 in tema di I.V.A. agevolata strutturale;

Art.14 comma 2 stabilisce che a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, i clienti vulnerabili hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate da ARERA e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio medesimo, determinati sulla base di criteri di mercato. Il servizio di vulnerabilità è esercito da fornitori iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio e individuati mediante procedure competitive svolte da Acquirente unico. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA disciplina il servizio di vulnerabilità secondo i criteri elencati in norma.

Si attende, da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), la definizione degli aspetti applicativi del servizio di vulnerabilità e relative tempistiche, auspicandone in ogni caso, un'applicazione coordinata a livello di sistema.

Art.14 comma 4 al fine di assicurare il regolare svolgimento delle procedure competitive, nonché evitare incrementi dei costi per l'utenza, prevede che gli esercenti il servizio continuano ad avvalersi dei servizi di contact center prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, sino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

Si esprime forte preoccupazione su questo meccanismo che impone l'obbligo a carico degli esercenti il servizio di maggior tutela di mantenere il livello occupazionale dei *call center* anche ove non vincessero le aste. Ciò determina la mancata applicazione della clausola sociale, poiché a fronte dell'aggiudicazione dell'asta da parte dell'esercente Servizio a Tutele Graduali (STG), questi non

assorbirebbe il personale dedicato al predetto servizio, che resterebbe in organico all'esercente uscente del servizio di maggior tutela, con i relativi costi a proprio carico, in assenza di un meccanismo di copertura degli stessi. Questa previsione determina una mera procrastinazione, all'avvio del servizio di vulnerabilità, del rischio di mancata ricollocazione del personale addetto al *call center* con conseguente perdita del lavoro.

Questo aspetto si inserisce nel più ampio tema, più volte evidenziato dal Gruppo nelle procedure di asta dedicate alle piccole imprese, alle microimprese, nonché nell'ambito delle osservazioni al documento di consultazione ARERA 212/2023/R/EEL, di una necessaria previsione di gestione degli "*stranded costs*" potenzialmente gravanti sull'ex fornitore della maggior tutela.

Si tratta nello specifico di:

- crediti insoluti dei clienti uscenti: riteniamo necessaria una specifica gestione in quanto si tratta di una potenziale fuoriuscita massiva e forzata di clienti, diversamente dalle uscite che si determinano a seguito dei fisiologici tassi di switching;
- costi, tendenzialmente aventi natura fissa, indipendenti dalla dimensione della propria *customer base* e che permarrebbero in capo al fornitore anche in caso di azzeramento o significativa riduzione della stessa, anche con l'obiettivo di preservare i livelli occupazionali.

Art.14 comma 6 Conferma le aste per il Servizio a Tutele Graduali per i clienti domestici non vulnerabili ma le posticipa al 10 gennaio 2024 (dal 11/12/23) e conferisce mandato ad ARERA di definire la tempistica di avvio del Servizio. L'Autorità si è espressa con la Delibera 600/2023 posticipandolo al 1° luglio 2024 il termine per l'attivazione del STG (attualmente al 1° aprile 2024) le posticipate le aste per il conferito mandato.

Si condivide l'esigenza di:

- assicurare ai clienti finali un lasso di tempo sufficiente a essere informati, in ordine alla fine della tutela di prezzo, attraverso le apposite campagne;
- effettuare le attività prodromiche all'operatività del STG (tra cui rientrano anche gli interventi attuativi in tema di trasferimento automatico delle autorizzazioni all'addebito diretto delle bollette).

Si esprime preoccupazione sulla durata del periodo che intercorre tra l'assegnazione e l'attivazione del STG e si auspica vi sia un monitoraggio del mercato al fine di arginare eventuali politiche commerciali scorrette.