



**Commissione Industria, Commercio e Turismo
Senato della Repubblica**

Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE

Atto del Governo sottoposto a parere parlamentare n. 294

Proposte Utilitalia

Roma, 23 settembre 2021

Illustre Presidente,
Egredi Senatori,

Utilitalia è l'Associazione che riunisce le principali Imprese italiane di servizi pubblici locali attive nei settori dell'energia, dell'acqua e dell'ambiente. In particolare, nel settore dell'energia, Utilitalia rappresenta le Imprese energetiche dell'elettricità e del gas, operanti in tutta la filiera, dalla produzione/approvvisionamento, alla distribuzione e vendita, con particolare attenzione ai settori innovativi (teleriscaldamento, illuminazione pubblica, mobilità sostenibile, energie rinnovabili, fibre ottiche, per citarne alcuni).

In merito allo specifico tema del mercato interno dell'energia elettrica, vogliamo significare come Utilitalia associ Imprese del settore della Distribuzione elettrica che operano nei maggiori Centri urbani italiani nonché Imprese che rappresentano il 13% della produzione elettrica nazionale (che contribuiscono per oltre il 30% alla quota di produzione nazionale da FER) e oltre il 25% della vendita.

Gli interventi normativi stimolati dalla direttiva (UE) 2019/944 che si prefigurano nello schema di decreto legislativo in oggetto potranno segnare il futuro del settore elettrico nazionale e costituiscono elementi di elevata sensibilità per le nostre Associate: per tale motivo, di seguito si riportano alcune proposte ed osservazioni emerse da una analisi dei contenuti dello schema di decreto legislativo e della delega affidata al Governo.

Il recepimento della direttiva Mercato pone delle basi estremamente importanti per lo sviluppo e l'evoluzione del contesto industriale nazionale e confidiamo nella responsabilità ed equilibrio per assicurare al Sistema gli strumenti e le condizioni più adeguate per affrontare gli impegni della transizione energetica.

1. Bollette ed informazioni di fatturazione (art. 6)

Un Consumatore più consapevole avrà sicuramente maggiori capacità di valutazione delle opportunità offerta dal Mercato. Lo schema regolatorio della Bolletta 2.0 attualmente prevista dall'Autorità di settore – ARERA – fornisce dettagli e informazioni sulla fatturazione dei consumi. Inoltre, è previsto un apposito box – sempre più popolato di informazioni - dove vengono riportate le Comunicazioni che il legislatore o ARERA ritengono utile trasferire al Cliente finale. Sebbene tale regolazione sia attualmente oggetto di riflessioni sui possibili e opportuni affinamenti, evidenziamo la necessità che i futuri interventi in materia siano il più possibile circoscritti alle soluzioni realmente in grado di apportare un valore aggiunto per il Cliente finale. In tal senso vale quanto sarà presentato relativamente all'art. 10 dello schema di d.lgs.

2. Strumenti di confronto delle offerte (art. 10)

Si ritiene debba essere mantenuta la finalità originaria delle bollette quali documenti di contabilizzazione dei consumi, mantenendo il compito della confrontabilità delle offerte contrattuali in capo a strumenti già preposti a tale ruolo ed a tal fine implementati, come il Portale Offerte. Il Portale o altri strumenti potranno richiedere sicuramente interventi di

aggiornamento ma riteniamo che siano già in grado di assicurare la conformità alle finalità specificati dall'articolo in oggetto.

3. Protezione dei clienti vulnerabili (art. 11)

La direttiva prevede che gli Stati membri adottino misure appropriate per tutelare i clienti ed assicurare un'adeguata protezione ai clienti vulnerabili. Rispetto ai criteri menzionati, si condivide quanto riportato nello schema di decreto legislativo, ovvero che **l'individuazione sia svolta sia in base al reddito**, in quanto elemento discriminante che influisce sull'accessibilità al servizio, **sia, per il solo settore elettrico, in base allo stato di salute** (es. clienti che utilizzano macchinari salvavita). L'individuazione attraverso altri elementi (es. età, scolarizzazione, ecc.) comporterebbe una discriminazione non giustificabile in quanto non correlata con una minore capacità di scegliere offerte sul mercato libero.

Si ritiene opportuno, come già avviene oggi, supportare i clienti vulnerabili attraverso il riconoscimento di un importo (bonus) che permetta di ridurre l'impatto economico della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica e gas, lasciando loro la libertà di approvvigionarsi nel mercato libero in base alle loro necessità.

In tal senso, il disegno di legge a cura del MiTE previsto dal comma 4 dello schema di d.lgs, dovrebbe prevedere, tra le misure sociali di sostegno, il mantenimento dello strumento del bonus elettrico nonché misure efficaci di controllo di tale riconoscimento.

Inoltre, si vuole sensibilizzare il Legislatore riguardo alcuni effetti conseguenti all'introduzione di un servizio di fornitura ai clienti vulnerabili a condizioni regolate. Posto che il fornitore è tenuto a offrire le condizioni speciali ai clienti vulnerabili che ne facciano richiesta, emerge la correlata necessità di adeguate forme di tutela delle eventuali ragioni creditorie dei fornitori, nei confronti di coloro che avessero maturato morosità pregresse non sanate. Ciò assume particolare rilevanza in quanto la partecipazione a questo servizio non è conseguenza di una scelta autonoma dell' esercente, come risulterebbe, per esempio in un meccanismo di assegnazione del servizio a seguito di aste in esito alla quale si può evocare, sia pure in certa misura, il c.d. rischio di impresa. Si ritiene opportuno, comunque, demandare l'analisi e la regolamentazione di tali casistiche all'Autorità di regolazione.

4. Superamento del PUN (art. 13)

La rimozione del Prezzo Unico Zonale è prevista anche dall'Opinione della Commissione UE all'*Implementation Plan* italiano – ma come indicato dall'Italia in risposta alla Commissione UE, la riforma richiederebbe in ogni caso almeno 2-3 anni. Tuttavia, si ritiene che questa decisione necessiti di specifiche analisi di impatto di Sistema (sia sul mercato all'ingrosso che sul mercato *retail*) e di un processo assolutamente graduale di adattamento.

In tal senso, è apprezzabile la previsione di rimandare la definizione delle condizioni e dei criteri per il graduale superamento del PUN a valle di uno studio che analizzi l'impatto sui mercati di una simile scelta.

Riteniamo, altresì, sicuramente necessario prevedere una fase di confronto con gli Operatori e con tutte le parti coinvolte, anche attraverso consultazioni, per poter effettuare l'eventuale transizione nella maniera più efficace ed efficiente possibile.

5. Comunità Energetica dei Cittadini (art.14)

Riteniamo non condivisibile e in grado di determinare rilevanti rischi al Sistema elettrico e ai Consumatori l'ipotesi di offrire alla CEC la possibilità di acquisire/stipulare contratti di locazione di quota parte di una rete elettrica esistente o la possibilità di realizzarne una propria.

Tale ipotesi non si giustificerebbe dal punto di vista tecnico operativo, di sicurezza del Sistema nonché economico.

Il modello di "rete virtuale", ormai affermato sia dalla legislazione che dalla regolazione al momento in vigore, per cui una Comunità può costituirsi ed operare efficacemente utilizzando la rete di distribuzione pubblica esistente, **sta dimostrando tutta la propria efficace valenza** con l'attivazione di un primo nucleo di Comunità e non risultano impedimenti di sorta.

Inoltre, si fa presente come tale modello virtuale sia lo **strumento più flessibile** che consenta allo stesso tempo ai clienti finali di mantenere inalterati i propri diritti di accesso alla rete pubblica e di poter modificare velocemente la propria partecipazione alla Comunità, **senza inutili e inefficienti duplicazioni di investimenti e infrastrutture**.

Seguendo tale principio, è stata definita la regolazione sperimentale - sulla base della legislazione in vigore - che troverà ulteriori semplificazioni con le norme di cui in oggetto.

Non si ravvisa, dunque, l'esigenza di prevedere un inefficace nuovo istituto di regolazione quale la "subconcessione" di un tratto di rete di distribuzione elettrica, esercito autonomamente rispetto alla rete di distribuzione locale, con le incongruenze che di seguito si riportano.

Potrebbe, inoltre, verificarsi una molteplicità di configurazioni per cui su uno stesso territorio possono esistere più Comunità Energetiche indipendenti tra loro o la porzione di rete ceduta in "subconcessione" non necessariamente potrebbe vedere utenti connessi tutti facenti parte della medesima Comunità o comunque, seppur magari all'inizio potrebbe avere una tale caratteristica, considerando le evoluzioni del mercato, parte degli utenti in futuro potrebbe decidere di uscire dalla configurazione, eventualmente anche per entrare in altre Comunità o in configurazioni di Autoconsumo collettivo. In tal caso, ci si troverebbe di fronte ad un problema già affrontato da tempo e non risolto - per l'intrinseca complessità - di assicurare al cliente finale tutti i diritti di un qualsiasi cliente della rete.

Ancorché si tratterebbe comunque di reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi, in aggiunta, si rileva come **una contestuale "parcellizzazione" dell'esercizio della rete elettrica potrebbe avere ripercussioni negative anche sul rispetto degli standard di qualità del servizio e di resilienza delle reti di distribuzione**: il DSO, ad oggi, per assicurare gli elevati livelli di servizio definiti dalla regolazione, tra le azioni per il mantenimento della continuità delle proprie forniture può operare manovre di contro-alimentazione, alimentazione da più punti, riconfigurazione dinamica di parti di rete, dorsali e sotto-linee che sono indispensabili al corretto e sicuro esercizio della rete; dette manovre possono interessare porzioni diverse e variabili nel tempo della rete stessa. Detta funzionalità di osservabilità e controllabilità è agibile soltanto attraverso un controllo complessivo della rete e delle parti che la compongono e risulta tecnicamente ed economicamente incompatibile con uno "scorporo in isole" di porzioni di rete che risulterebbero non gestibili con un adeguato livello di qualità e sicurezza e non integrate ai fini della visione generale di sistema (TSO-DSO-Cliente), che rappresenta la visione unanimemente condivisa come ottima per la transizione ecologica. La "subconcessione" di una porzione di rete, potrebbe non rendere più possibile tali modalità ottime di esercizio e di gestione economica ottima del sistema elettrico nel suo complesso, vanificando, di fatto, il

concetto di rete “magliata” ed interconnessa sempre più perseguito nella realizzazione resiliente e nell’esercizio delle reti elettriche.

A d oggi, i **Distributori elettrici stanno proseguendo i Piani di installazione dei meter di seconda generazione**. Detto nuovo contatore, che è parte integrante e funzionale della rete del DSO, nella nuova visione comunitaria a cui il *Clean Energy Package* si ispira, rappresenta l’elemento di osservabilità del sistema elettrico nel suo complesso (TSO-DSO-Cliente) avente la funzionalità di abilitazione dei servizi evoluti di flessibilità che prefigurano il nuovo ruolo, oltre che degli Operatori di sistema, di Aggregatori, Clienti e Comunità energetiche. Infatti, attraverso un monitoraggio armonico ed integrale di tutti i consumi e le produzioni degli Utenti connessi alla rete nel suo senso più ampio, possono fornire le indispensabili indicazioni di sistema per abilitare il business della flessibilità (e quindi dare sostentamento economico alle Comunità energetiche), nonché le funzionalità di *settlement* e remunerazione dei servizi caratteristici delle Comunità energetiche quali condivisione delle produzioni, bilanciamento dei consumi e ottimizzazione dei profili di prelievo dell’energia. **Appare, quindi, evidente l’inefficacia e l’irrealizzabilità tecnica della “subconcessione” anche dei soli meter**, oltretutto della rete, in quanto questa azione farebbe venire meno il motivo dell’esistenza del meter nel nuovo scenario di abilitazione della transizione ecologica.

Da questo punto di vista, risulta, poi, inefficace, oltre che inefficiente, una gestione parcellizzata della rete; tale configurazione sarebbe priva della massa critica minima per garantire il volume di investimenti necessario per gestire con appositi “sistemi centrali” l’acquisizione dei dati di misura e le operazioni di telegestione. Non appare neanche sostenibile “imporre” al Concessionario l’esercizio delle apparecchiature di misura a beneficio del subconcessionario, anche per ragioni di sicurezza nelle fasi di intervento/installazione/manutenzione del meter nonché degli ineludibili aspetti di privacy e gestione puntuale del punto di misura.

Pertanto, si ritiene che in nessun modo sia efficiente ed efficace che le Comunità gestiscano porzioni di rete di distribuzione, introducendo complessità e criticità di Sistema di estrema rilevanza, con il concreto rischio di destrutturare un patrimonio industriale nazionale faticosamente costruito nei decenni scorsi. La sostenibilità economico/tecnica delle Comunità, infatti, passa attraverso un DSO che possa, tra l’altro, armonizzare lo sfasamento temporale tra le produzioni e gli assorbimenti di potenza che caratterizzano un qualunque insieme di utenze, attraverso l’azione di “polmone di compensazione” degli squilibri energetici che caratterizzano l’esercizio delle reti elettriche. Tale armonizzazione va di pari passo con lo sviluppo della generazione distribuita e dei sistemi di accumulo e la conseguente diffusione dei clienti “attivi” e diventerà sempre più determinante per garantire il corretto funzionamento della rete elettrica nel suo complesso. Si propone, quindi, che le reti eventualmente realizzate da privati, in casi eccezionali e comunque a fronte di un parere tecnico vincolante da parte del Distributore competente, vengano, in seguito, alternativamente:

- cedute al DSO;
- almeno gestite dal DSO.

6. Accesso ai sistemi di trasmissione e di distribuzione e linee dirette (articolo 15)

Con riferimento alla possibilità per il gestore del sistema di trasmissione o di distribuzione di rifiutare l’accesso, si propone di modificare il comma 3 dell’articolo in oggetto prevedendo che “il gestore del sistema di trasmissione o distribuzione dell’energia elettrica può rifiutare l’accesso unicamente nel caso in cui manchi la capacità necessaria o non siano rispettate le prescrizioni

stabilite dal Testo Integrato delle Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.”

Il DSO, in base alle norme CEI 0-16 e 0-21, ha infatti diritto di ottenere locali/superfici per la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire la connessione (tipicamente cabine di trasformazione MT/BT). Limitare il caso del diniego alla sola questione delle capacità delle linee è molto limitativo e non tiene conto di aspetti tecnici di ottimizzazione tecnico/economica (ad esempio riduzione delle perdite di rete).

7. Clienti attivi, CEC E SSPC (articoli 14 e 16)

Le attività sottese alle diverse configurazioni quali Clienti Attivi, Comunità Energetiche dei Cittadini e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo richiedono competenze professionali già oggi esistenti e consolidate: si ritiene, quindi, opportuno prevedere esplicitamente che soggetti industriali, produttori e fornitori di energia elettrica possano far parte di tali configurazioni. Una revisione della regolazione in tal senso consentirebbe di accelerare, alla luce delle competenze professionali già oggi esistenti e consolidate di tali soggetti, la diffusione delle comunità energetiche dei cittadini e di dispiegare i benefici ad esse associate.

8. Sistemi semplici di produzione e consumo (art. 16)

Si accoglie positivamente la semplificazione prevista e si segnalano i seguenti elementi per consentire un pieno sviluppo di tali configurazioni:

- inserire un mandato ad ARERA per modificare la regolazione in tema di titolarità del punto di connessione consentendo, al fine di promuovere soluzioni innovative, che la stessa risulti in capo ad uno dei soggetti facenti parte dell'SSPC (non per forza l'UC), ferme restando le garanzie per il soggetto consumatore;
- prevedere che in presenza di più di una UC/UP, le stesse possano essere gestite da società caratterizzate da legami societari (a titolo esemplificativo, la partecipazione) eliminando il vincolo, ad oggi previsto, di appartenenza allo stesso gruppo societario.

9. Accumuli (art.18)

In tema di accumulo, e di **pompaggi** nello specifico, si sottolinea che l'attuale modello di remunerazione (MGP, MI e MSD) e il *capacity market* non consentono lo sviluppo di nuova capacità di pompaggio in quanto non forniscono certezze di adeguata copertura dei costi nel medio-lungo termine: **risulta, pertanto, necessario un intervento legislativo/regolatorio correttivo che assicuri la bancabilità dei progetti** (certezza della remunerazione nel lungo termine). Inoltre, il D.lgs. 93/11 prevede procedure competitive svolte da Terna per la realizzazione e la gestione di nuovi impianti di produzione idroelettrica da pompaggio cui lo schema di dlgs dovrebbe imprimere maggiore efficacia.

In tema di **accumulo elettrochimico**, manca ad oggi un disegno complessivo di politica industriale che consenta di inserire questa tecnologia – così come le FER – in un contesto di sviluppo ordinato e coerente con le ipotesi inserite nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia

e il Clima al 2030 e con le indicazioni del Fit For 55. Con la *phase-out* degli impianti a carbone e la massiccia penetrazione delle FER, sarà necessario mitigare gli effetti della variabilità della generazione elettrica distribuita e contrastare la progressiva riduzione dell'inerzia di sistema. In questo contesto, fondamentale sarà il ruolo degli *storage*, in grado di contribuire alla piena integrazione nel mercato elettrico delle FER non programmabili, dando la possibilità – inter alia – di offrire servizi per il dispacciamento, diminuire le congestioni di rete e contrastare l'effetto dell'*overgeneration* che potrebbe presentarsi in alcune fasce orarie giornaliere. A tal proposito, si apprezza l'introduzione di sistemi di approvvigionamento a lungo termine di stoccaggi elettrici che prevedano la copertura dei costi di investimento e dei costi operativi nonché un'equa remunerazione. Si ritiene, tuttavia, necessario che:

- il meccanismo non sia volto alla copertura integrale del fabbisogno di capacità di stoccaggio identificato da Terna. Si ritiene infatti necessario che i sistemi di accumulo debbano essere realizzati anche tramite la creazione di meccanismi di sostegno alle FER che non incentivino la tecnologia (es. FER o FER+*storage*) ma che prevedendo obblighi di profilo, responsabilizzino gli operatori rispetto all'immissione in rete, stimolando la realizzazione di strumenti di flessibilità. Tale ipotesi avrebbe molteplici benefici: salvaguarderebbe il mercato spot (i meccanismi non sarebbero distorsivi), abiliterebbe sinergie tra le varie fonti (partecipazione per portafoglio di risorse) e fornirebbe segnali per lo sviluppo di risorse flessibili quali gli *storage* elettrochimici;
- lo sviluppo da parte di Terna degli stoccaggi sia escluso o limitato da condizioni stringenti, oggetto di consultazione da parte degli operatori. Il fallimento di mercato non andrebbe dichiarato a valle di una prima asta, ma andrebbero indette aste successive fino al momento in cui le tempistiche fossero tali da non rendere più possibili procedure concorsuali e pertanto si rendesse effettivamente necessario l'intervento diretto del TSO;
- tra la capacità nuova venga annoverata la capacità di accumulo oggetto di interventi di rifacimento e *repowering* di impianti esistenti (es. impianti di pompaggio) e interventi per l'implementazione di impianti di pompaggio su opere idrauliche ed impianti idroelettrici esistenti. Inoltre, dovranno essere assicurate tempistiche congrue per il completamento e l'avvio dei procedimenti autorizzativi;
- vengano consentita la partecipazione ad una sola azienda per Gruppo societario, a tutela della concorrenza e della diversificazione nelle soluzioni impiantistiche.

10. Sistemi di stoccaggio facenti parte dei sistemi di distribuzione e del sistema di trasmissione (art. 19)

Rispetto a quanto proposto dal Legislatore, **si ritiene necessario integrare la disposizione specificando la possibilità da parte del DSO di includere i costi di realizzazione all'interno dei ricavi ammessi.**

Inoltre, nella definizione delle componenti di reti pienamente integrate di cui all'art. 3, comma 5 dello schema di d.lgs, si suggerisce di sostituire le parole "*e non per il bilanciamento o la gestione delle congestioni di rete nel mercato elettrico*" con "*o di consentire l'ottimizzazione nella pianificazione della rete*".

11. Messa fuori servizio di impianti di produzione (art. 20)

Il *phase out* dal carbone è subordinato alla realizzazione degli "impianti sostitutivi" e delle "necessarie infrastrutture" in modo da garantire il mantenimento in sicurezza del Sistema elettrico nazionale.

Stante il contesto di mercato degli ultimi anni (prezzi quote CO2 elevati, esclusione dalla partecipazione al *capacity market* di impianti che superano i limiti emissivi previsti in sede europea) e in assenza di ulteriori misure, i Gestori delle centrali a carbone stanno manifestando la volontà o richiedendo formalmente la chiusura anticipata dei propri impianti o parti di essi. Nella maggior parte dei casi, a fronte di tali manifestazioni e richieste, Terna e il Ministero dello Sviluppo Economico hanno dato riscontro negativo alle richieste, per motivazioni legate alla sicurezza del sistema elettrico: è stato puntualizzato, infatti, che il quadro complessivo di esercizio della rete e il contributo delle centrali in questione non consentano né un ridimensionamento del loro funzionamento né la loro dismissione.

Attualmente non è, quindi, nella disponibilità di un produttore chiudere un proprio impianto (nonostante quanto previsto dall'art. 3, lettera n), del Regolamento UE 943/2019).

Tuttavia, dati gli attuali costi di mantenimento in servizio degli impianti a carbone (*clean dark spread* negativi) e l'impossibilità di accedere a meccanismi di sostegno economico (i.e. *capacity market*), gli operatori di impianti a carbone non potranno essere costretti a mantenere l'attività in perdita e risulta, pertanto, necessario definire una specifica misura di supporto economico agli impianti che sono costretti a non chiudere.

Si valuta, pertanto, positivamente, la previsione secondo cui con decreto MiTE vengano definiti, in caso di diniego per esigenze di sicurezza del Sistema i criteri per la compensazione dei costi a carico dei gestori: riteniamo, infatti, assolutamente necessario garantire a tali operatori adeguati strumenti di remunerazione che li ristorino delle perdite, assicurando la copertura dei costi fissi operativi e la remunerazione del capitale residuo investito non assicurati dai mercati dell'energia. Si ritiene, altresì, necessario introdurre nell'articolo, accanto al riconoscimento dei costi fissi, anche un'adeguata copertura dei costi variabili (non coperti in esito ai mercati) e un margine ragionevole di utile di impresa.

Tale misura di supporto, inoltre, dovrà essere applicabile a impianti specifici, ovvero alle centrali escluse dalla partecipazione al meccanismo di remunerazione della capacità, per le quali è stata manifestata o richiesta la chiusura anticipata rispetto al 2025, negata da parte di Terna e MISE per motivi di sicurezza del Sistema elettrico nazionale.

12. Evoluzione del ruolo del DSO (art. 23)

In considerazione della prevedibile ampia diffusione della mobilità elettrica, dell'autoconsumo in forma collettiva e di un prevedibile incremento degli usi finali di energia elettrica, le reti di distribuzione saranno in tempi brevi protagoniste di una vera e propria rivoluzione che richiederà sia investimenti "future proof" (salvaguardia degli investimenti pianificati e di quelli da pianificare) sia un quadro regolatorio certo e stabile nel medio-lungo periodo, sia la definizione di metodi di esercizio evoluti per la gestione di contingenze locali, della regolazione della tensione e per la gestione del bilanciamento locale dell'energia..

Ad oggi si annoverano già progetti pilota per l'osservabilità della generazione distribuita e l'esercizio evoluto delle reti anche grazie all'approvvigionamento di servizi di flessibilità per la gestione di contingenze locali e la regolazione delle immissioni in rete. In ogni caso, ARERA ha avviato un percorso di sperimentazione tracciato dal DCO TIDE ARERA 322/2019/R/eel e dalla delibera 352/2021/R/eel: anche in linea con quanto previsto nel DCO richiamato, riteniamo necessario sperimentare le migliori forme di interazione tra i diversi stakeholder del Sistema elettrico per giungere al più efficiente ed efficace modello di mercato funzionale al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità perseguito dal *Clean Energy Package*. In ogni caso, si ritiene necessario prevedere anche un'esplicita remunerazione per il ruolo del Distributore nell'approvvigionamento locale dei servizi.

Un corretto inquadramento della materia dei servizi di flessibilità che i Distributori potranno attivare – **in un quadro che nel solco tracciato dalla Direttiva 944 offre già oggi tutte le garanzie di terzietà del Gestore rispetto alla domanda di servizi, e potrà essere ulteriormente declinato dalle norme in questione** – assicura al nostro Sistema elettrico le necessarie condizioni per indirizzare in maniera efficiente gli investimenti sulle reti di distribuzione, con vantaggi per gli Operatori professionali e i Clienti finali interessati a fornire tali servizi e, in definitiva, per i Cittadini, assicurando l’affidabilità delle reti.

In tema di elettromobilità, si ritiene non percorribile la modifica all’art. 4 del d.lgs 257/2016 che prevede con i novelli commi 16 e 17 un meccanismo ad asta in capo al DSO per aggiudicare la realizzazione di impianti di ricarica elettrica allacciati alla rete di loro competenza. Inoltre, considerato che il servizio di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico è un servizio a libero mercato, riteniamo che l’eventuale coinvolgimento diretto del DSO nella realizzazione ed eventuale gestione dei punti di ricarica debba ritenersi una via residuale percorribile solo ed esclusivamente a seguito di un conclamato fallimento di mercato. Il DSO, infatti, si troverebbe nella condizione di dover implementare strutture e software per la gestione di un esiguo numero di punti di ricarica non ritenuto sufficientemente profittevole dagli operatori del settore.