

SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 2018/2001/UE SULLA PROMOZIONE DELL'USO DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

Memoria ENEL

Premessa

Accogliamo con positività le disposizioni di recepimento della Direttiva europea sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che fissa al 2030 una quota obiettivo dell'UE di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo almeno pari al 32%, e la quota da fonti rinnovabili nei trasporti sia almeno pari al 14% del consumo finale in tale settore, coerentemente con un incremento degli obiettivi di decarbonizzazione e in attesa delle novità normative che verranno introdotte dall'annunciato pacchetto europeo Fit to 55. Per raggiungere efficacemente questi target il vettore elettrico è lo strumento che può apportare maggiori benefici ad una transizione energetica equa e sostenibile. In tal senso, riteniamo che lo schema di decreto di recepimento andrebbe migliorato nei punti che seguono.

a) Autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili (Artt. 2-8-30-31-32-33)

La valutazione delle nuove disposizioni in materia di autoconsumo collettivo e comunità energetiche presenta elementi tendenzialmente positivi, dal momento che è stato mantenuto l'assetto già introdotto in fase sperimentale dal Milleproroghe. Positiva inoltre anche l'opzionalità dello scorporo in bolletta.

Nel testo permangono in ogni caso alcuni punti di possibile criticità relativi al ruolo della rete di distribuzione nella condivisione dell'energia e alla necessità di rendere omogenei i consumi negli ambiti di condivisione dell'energia.

La bozza di d.lgs fa riferimento, anche per le comunità energetiche rinnovabili, alle modalità di utilizzo della rete di distribuzione per la condivisione dell'energia previste per le comunità energetiche dei cittadini, all'art. 14 della bozza di decreto di recepimento della Direttiva Mercato Elettrico. Dette modalità rischiano di essere inefficienti, nonché contrarie ai pareri ARERA sull'utilizzo delle infrastrutture esistenti.

La sperimentazione attuale incentrata su un modello virtuale ben si presta a quantificare il valore dell'autoconsumo sul sistema elettrico **senza dover ricorrere a ulteriori investimenti in infrastrutture di rete**, come più volte indicato anche dall'ARERA, garantendo al contempo una partecipazione "dinamica" alla comunità (possibilità per i membri di entrare o di uscire in qualsiasi momento dalla configurazione) e la gestione delle reti da parte di soggetti strutturati e sottoposti a stringente rispetto della regolazione, quali i distributori concessionari pubblici.

La possibilità di realizzare reti private, come evidenziato dall'ARERA, può portare ad una costosa duplicazione di infrastrutture che può essere evitata preferendo, laddove possibile, l'utilizzo di reti pubbliche peraltro molto diffuse e capillari in Italia.

Occorre poi garantire che i consumi negli ambiti di condivisione dell'energia siano omogenei. L'ambito di condivisione di una comunità energetica è la Cabina primaria di trasformazione. Le cabine primarie hanno tipicamente un assetto standard da circa 100 MW, ma nelle aree Pedemontane e Montane la capacità di trasformazione della cabina primaria si riduce drasticamente a circa 10/20MW, generando fortissime discriminazioni nella possibilità di un impianto fotovoltaico di una comunità, di condividere energia con un bacino di iscritti con consumi omogenei.

Si potrebbe lasciare ad ARERA il compito di individuare l'ambito di condivisione della Comunità Energetica partendo dall'assetto standard di una cabina primaria individuando un ambito geografico equivalente dato ad es. dall'**aggregato di CAP**.

b) Individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili (art. 20)

Al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER, l'articolo 20 prevede la definizione di una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili con una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC.

La formulazione sembrerebbe limitare l'individuazione delle aree idonee a quelle "strettamente necessarie" all'installazione della potenza essenziale al raggiungimento degli obiettivi fissati al 2030 a livello nazionale ed alla conseguente declinazione a livello regionale. Si ritiene **che l'individuazione di dette aree debba essere la più ampia possibile** sia (a) per mettere in condizione gli operatori di supportare gli obiettivi di transizione energetica del Paese in maniera efficace, efficiente e secondo principi di competitività del mercato dello sviluppo, sia (b) per salvaguardare lo sviluppo già in corso. Ciò anche in considerazione dei dati che evidenziano che l'impatto sul suolo per tutta la capacità RES PNIEC al 2030 sarà pari a < 0,5% di tutto il territorio nazionale. Inoltre, si ricorda al riguardo che sono attesi aggiornamenti in incremento dei target PNIEC in relazione dei più ambiziosi obiettivi al 2050.

È opportuno inoltre ricordare che i probabili upgrade tecnologici porteranno ad avere – soprattutto per la tecnologia eolica - strutture con **potenze unitarie sempre maggiori (coerentemente con quanto sta avvenendo in molti Paesi del mondo) a parità di superficie occupata** escludendo quindi la possibilità di individuare oggi una massima densità di potenza per unità di superficie.

La adottanda disciplina stabilirà altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti. Rispetto alla ripartizione della potenza a livello regionale sarebbe **necessario prevedere l'esercizio di poteri sostitutivi** che vadano oltre la prevista possibilità dei trasferimenti statistici e soprattutto prevedere meccanismi premiali rispetto al raggiungimento dei target. Infine, le **tempistiche di definizione delle aree idonee** (180 gg per i decreti di definizione criteri + 180 gg per individuazione delle aree idonee da parte delle Regioni) risultano **estremamente lunghe**, anche alla luce del rilevante ritardo già accumulato rispetto ai target 2030 di decarbonizzazione

c) Idrogeno e altri gas rinnovabili (Artt. 37, 38)

Le disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas includono anche l'idrogeno in miscela (ovvero in *blending* con il gas naturale). Un *blending* indiscriminato verso tutti gli usi finali, anche quelli per i quali esistono già altre opzioni, non è in linea, tuttavia, con un percorso efficace ed efficiente di decarbonizzazione come evidenziato dalla Commissione Europea, che nella sua Strategia riconosce che il *blending*:

- è meno efficiente e riduce il valore dell'idrogeno;
- modifica la qualità del gas consumato in Europa;
- potrebbe incidere sulla progettazione delle infrastrutture del gas, sulle applicazioni per gli utenti finali e sull'interoperabilità transfrontaliera del sistema;
- rischia di frammentare il mercato interno se Stati membri limitrofi accettano livelli diversi di miscelazione e di ostacolare i flussi transfrontalieri.

È infine oggettivo che a parità di volume di gas complessivamente trasportato, la sostituzione del gas naturale con una determinata frazione di idrogeno rappresenta una diluizione e non un arricchimento in termini di contenuto energetico, oltre a tutte le valutazioni di sicurezza e compatibilità per gli utilizzi finali e per l'esercizio delle infrastrutture.

È certamente positivo che siano definite delle semplificazioni amministrative in particolare per la costruzione ed esercizio degli elettrolizzatori e che sia reso più chiaro l'iter da seguire a seconda delle configurazioni dell'impianto. D'altra parte, si evidenzia che il limite di potenza di 10 MW per la costruzione in edilizia libera rischia di escludere diversi primi progetti pilota di taglia industriale, pertanto si auspica l'innalzamento di tale soglia a 20 MW e l'inclusione anche delle infrastrutture connesse similmente a quanto previsto alle lettere b) e c) dello stesso art. 37 comma 1.

Inoltre, l'introduzione di previsioni dirette alla semplificazione autorizzativa in un ambito, quello degli elettrolizzatori, ad oggi non oggetto di disciplina, dovrebbe fin da subito eliminare ogni incertezza interpretativa ed evitare dubbi applicativi. In tal senso, si dovrebbe chiarire che la realizzazione di elettrolizzatori di cui alla lettera a) è attività di edilizia libera sia nelle ipotesi in cui abbiano una configurazione stand-alone sia quando siano connessi ad impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili già esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione.

Inoltre, si potrebbe introdurre l'autorizzazione con procedura abilitativa semplificata (PAS) di cui all'art. 6 del Dlgs 28/2011, per la realizzazione di elettrolizzatori connessi a impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili già esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione, fuori dai casi in cui si tratti di edilizia libera, e nell'ipotesi in cui la realizzazione dell'elettrolizzatore non comporti l'occupazione di nuove aree.

d) Regolamentazione del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi (Art.36)

L'Art. 36 ha il pregio di disciplinare, ad opera di ARERA, alcuni aspetti oggi non completamente definiti, mentre presenta alcune criticità relativamente alle ampie prerogative attribuite al GSE nei confronti dei DSO. In generale, deve essere chiarito che il gestore di rete è l'unico soggetto responsabile dei dati di misura.

Alcune osservazioni di dettaglio:

- Comma 1 lettera a): sarebbe opportuno togliere il mandato a fissare nuovi e più stringenti limiti di tempo massimo; per le rettifiche dei dati di misura inerenti l'energia immessa in rete è opportuno mantenere l'allineamento con i tempi limite (5 anni) già previsti dalla regolazione del settlement, mentre per i dati relativi all'energia prodotta, limiti temporali non hanno senso e penalizzerebbero i produttori che rischierebbero di non vedersi riconosciuti corrispettivi effettivamente spettanti.
- Comma 1 lettera c): gli inevitabili disallineamenti tra i risultati di algoritmi convenzionali e i dati reali derivanti dal recupero delle misure effettive potrebbero penalizzare i produttori determinando, riguardo alla gestione delle "compensazioni", un onere per il sistema.
- Comma 1 lettera e): tale previsione è superflua e potenzialmente negativa. La disciplina vigente già prevede la chiara attribuzione della responsabilità sulla misura, affidata ai gestori di rete, cui spetta la verifica/validazione del dato. Il GSE non deve rimettere in discussione i dati validati e trasmessi dal DSO, e comunque ha già la facoltà di effettuare una verifica ispettiva in loco sulla producibilità dell'impianto nel caso in cui ipotizzi anomalie.
- Comma 1 lettera f): tale punto è da eliminare, in quanto il gestore di rete è responsabile del servizio di misura ed è soggetto a stringente regolazione in merito ai livelli di qualità della messa a disposizione dei dati di misura sia dei clienti finali che dei produttori, esistono già reportistiche ad hoc inviate periodicamente all'ARERA.

Alla luce delle considerazioni suesposte si propone inoltre di valutare l'opportunità di dare mandato all'ARERA di definire un percorso di semplificazione e miglioramento del processo di acquisizione delle misure da parte del GSE che preveda anche l'unificazione delle anagrafiche tra GSE, TERNA e DSO e l'identificazione del soggetto responsabile dell'aggiornamento di tali anagrafiche; infatti i disallineamenti anagrafici sono alla base di una quota rilevante dei problemi di corretta ricezione delle misure da parte del GSE.

e) Accordi di compravendita di energia elettrica da FER a lungo termine (Art. 28)

L'Art. 28 prevede che il Ministero della Transizione Ecologica fornisca indirizzi al GME per la creazione di una piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di contratti a lungo termine. A tal proposito, si auspica che venga tenuto conto delle del processo di consultazione pubblica di febbraio 2020 (Documento di consultazione del GME n. 01/2020) relativamente alla "Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (PPA Platform)", nonostante l'articolo 18 del DM FER 1 sia stato abrogato.