

Memoria di Enel sulla proposta della CE di revisione delle linee guida TEN-E

Il regolamento TEN-E ha fornito un quadro positivo per affrontare le sfide dei mercati elettrici favorendo lo sviluppo di progetti transfrontalieri, tuttavia le priorità e i criteri di ammissibilità previsti dal TEN-E sono stati definiti nel 2013, pertanto non sono più totalmente in linea con l'evoluzione del sistema energetico, con i più nuovi e sfidanti obiettivi di decarbonizzazione al 2050 e di sostenibilità ambientale. Per questi motivi, Enel accoglie con favore la revisione del regolamento TEN-E, che rappresenta un primo passo per rendere le infrastrutture energetiche transeuropee a prova di futuro e per realizzare l'ambizione climatica. Una decarbonizzazione efficace dal punto di vista dei costi è cruciale se l'Europa vuole rimanere competitiva sul mercato globale. La transizione energetica richiederà investimenti molto significativi nella generazione e trasmissione di energia elettrica a zero emissioni, nello stoccaggio, nella gestione della domanda energetica, nella mobilità elettrica, nelle reti a bassa e media tensione e nell'intero spettro di soluzioni per le smart grids. Inoltre, Enel accoglie con favore il fatto che la "sostenibilità" sia ora un criterio obbligatorio per l'assegnazione di Progetti di interesse comune (PCI) e per accedere alla relativa assistenza finanziaria dell'UE.

La revisione delle linee guida TEN-E non dovrebbe solo riguardare la trasmissione dell'energia, ma anche la distribuzione nonché il panorama delle soluzioni per i clienti dell'energia di domani, come le smart grid elettriche, lo stoccaggio, i veicoli elettrici, la gestione della domanda e l'integrazione settoriale, aprendo alla possibilità di realizzare non solo progetti transfrontalieri ma anche di carattere più locale e decentralizzato.

In questo contesto, Enel ritiene che la proposta debba essere migliorata come segue:

CAPO II (Articolo 3, 4, Allegato II, III e IV) PROGETTI DI INTERESSE COMUNE E PROGETTI DI INTERESSE MUTUO

Infrastruttura per i combustibili fossili

Il buono stato dell'infrastruttura gas, insieme alla potenziale diminuzione della domanda di gas nel lungo periodo, gli alti costi di investimento e di gestione delle nuove infrastrutture e la lunga durata dei progetti di infrastrutture energetiche (su larga scala), richiedono l'utilizzo di un approccio cauto verso i nuovi investimenti nel settore gas, al fine di evitare investimenti eccessivi e costi aggiuntivi per i consumatori. Nel modificare il regolamento TEN-E per includere le nuove tecnologie, sarà cruciale assicurare che la selezione delle migliori tecnologie per la decarbonizzazione sia fatta su solidi principi economici, nel migliore interesse per i consumatori di energia. Quindi Enel accoglie con favore e sostiene la rimozione delle categorie di infrastrutture energetiche basate sul gas naturale (e più in generale basate sui combustibili fossili come il petrolio).

Categoria elettricità

Progetti di trasmissione dell'elettricità

L'infrastruttura energetica transfrontaliera su larga scala è necessaria per aiutare a raggiungere una maggiore diffusione delle energie rinnovabili su larga scala e un migliore funzionamento dei mercati dell'energia. Di conseguenza, un contributo importante potrebbe essere dato dallo sviluppo di linee di interconnessione sotto i 150 kV al fine di includere tutte le infrastrutture di trasmissione elettrica.

In questo contesto Enel chiede:

di modificare i criteri di valutazione specifici per l'inclusione di linee a bassa tensione fino a 150 kV nella lista PCI e di applicare gli stessi criteri ai progetti che sono e/o saranno inclusi nel TYNDP e in qualsiasi altra lista successiva. La riduzione da un livello di tensione di 150 kV a 110 kV potrebbe essere utile per la riduzione

delle congestioni, per l'aumento degli scambi attraverso una capacità di trasporto aggiuntiva, per l'integrazione del mercato e il sostegno allo sviluppo di investimenti privati nel settore della trasmissione di energia. [Allegato II(1)(a)]

Progetti di stoccaggio dell'elettricità

Lo sviluppo di progetti di stoccaggio porterebbe a una minore volatilità dei prezzi e a minori differenze di prezzo tra mercati vicini, quindi ridurrebbe la necessità di avere capacità di trasmissione transfrontaliera. Inoltre, lo sviluppo significativo di soluzioni di stoccaggio decentralizzate, la necessità di espansione della rete di trasmissione, nella misura in cui gli investimenti di rete richiesti per far fronte al picco derivante ad esempio dai parchi eolici, potrebbero essere ridotti. Tuttavia, la maggior parte di questi progetti hanno un carattere locale e quindi non si conciliano con gli obiettivi del regolamento. In tal senso, si ritiene di dover considerare un ampliamento dei criteri di ammissibilità per sostenere i progetti di stoccaggio a carattere locale e consentire l'aggregazione delle risorse.

Secondo l'attuale regolamento TEN-E un progetto di stoccaggio elettrico potrebbe essere ammissibile come PCI solo quando ha un significativo impatto transfrontaliero e il "progetto è caratterizzato da almeno 225 MW di capacità installata e ha una capacità di stoccaggio che consente una generazione netta annua di 250 Gigawatt-ora/anno". I progetti di stoccaggio di energia decentralizzata hanno una rilevanza maggiore rispetto al 2013. In particolare, una capacità di 225 MW pone una barriera di ingresso molto alta (sarebbe uno dei più grandi progetti di stoccaggio al mondo) ed esclude a priori qualsiasi progetto connesso alla distribuzione.

A questo proposito, Enel chiede:

- Un allargamento dei criteri di ammissibilità per supportare progetti di stoccaggio a carattere locale nonché la possibilità di aggregare le risorse visto il beneficio indiretto che questi sistemi di stoccaggio danno al bilanciamento della rete europea il quale potrebbe rappresentare un impatto transfrontaliero (in questo caso con progetti di dimensioni da 50 a 100 MW anche in forma aggregata). [Allegato IV(1)(b)]
- I criteri di ammissibilità dovrebbero essere abbassati per sostenere i progetti di stoccaggio collegati alla rete ad alta e media tensione. [Allegato II(1)(b)]

Progetti smart grids elettriche

Nei prossimi anni, si prevede un grande aumento della domanda di elettricità e delle fonti di energia distribuita: nel 2030 circa il 70% della nuova capacità rinnovabile europea dovrebbe essere collegata alle reti di distribuzione. Per sostenere la loro integrazione in modo che le flessibilità di tutte le risorse collegate, come il *demande response*, lo *storage* e i veicoli elettrici, gli operatori di rete stanno investendo sempre più in nuove tecnologie digitali con lo scopo di migliorare il monitoraggio, essere efficienti, e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

La maggior parte dei progetti in questo campo non soddisfano i criteri stabiliti nella proposta di regolamento, in quanto riguardano infrastrutture a bassa tensione, e/o coinvolgono solo uno Stato membro e hanno un limitato impatto transfrontaliero. Dato che solo pochissimi progetti di smart grid fanno parte della lista PCI dell'Unione, c'è un ulteriore potenziale non sfruttato in questo senso. Al fine di adattarsi alla transizione tecnologica e di portare un sostegno specifico ai nuovi modelli di business e alle tecnologie emergenti in questo contesto, è necessario permettere a più progetti smart grids di diventare PCI. I progetti decentralizzati possono richiedere lo status di PCI se offrono replicabilità in tutta l'UE o sinergie per più di uno Stato membro, in particolare introducendo connessioni virtuali transfrontaliere. Inoltre, al fine di sviluppare progetti a livello di distribuzione, dovrebbe essere incluso un criterio alternativo a quello dell'integrazione delle rinnovabili (che comunque dovrebbe essere mantenuto) come i) l'elettrificazione dei trasporti e degli usi finali (ad esempio un criterio relativo alla penetrazione dei veicoli elettrici o delle pompe di calore), ii) l'osservabilità

delle risorse distribuite e i dispositivi abilitanti i servizi di flessibilità, che rappresentano le sfide attuali rilevanti per le reti di distribuzione per contribuire agli obiettivi di transizione energetica.

Infine, considerando che il PCI punta all'integrazione su larga scala delle energie rinnovabili, progetti di grande impatto dovrebbero essere considerati prioritari.

A questo proposito, Enel propone di:

- **Aggiornare la definizione fornita di “smart electricity grid”** includendo il concetto di integrare in modo efficiente in termini di costi, il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi a tale rete, compresi i generatori, i consumatori e quelli sia che generano sia che consumano, al fine di garantire un sistema elettrico economicamente efficiente e sostenibile con basse perdite e con alti livelli di qualità, sicurezza di approvvigionamento e del sistema. [Articolo 2]
- **Adattare i criteri transfrontalieri.** Il requisito del “valore aggiunto europeo” potrebbe essere valutato in base alla partecipazione di almeno due Stati membri, senza che ciò necessariamente implichi un confine fisico comune. La cooperazione transfrontaliera può essere soddisfatta attraverso una forte cooperazione sulla replicabilità, la scalabilità e/o la cooperazione per la standardizzazione. In effetti, il potenziale di replicabilità delle sinergie previste piuttosto che il rigido criterio geografico, ha più senso quando si tratta di progetti legati al DSO, digitali o alla demand response. [Articolo 4(1)(c) & Allegato IV(1)(c)]
- **Estendere l'ammissibilità ai progetti a bassa tensione** oltre che alle reti ad alta e media tensione già previste dalla proposta della Commissione. [ALLEGATO II, paragrafo 1, lettera d), allegato IV, paragrafo 1, lettera c)]
- **Eliminazione della partecipazione obbligatoria dei TSO quando un DSO agisce come promotore del progetto**, requisito, questo che costituisce una delle principali barriere. Allegato IV, punto 1, lettera c)]
- Inserire nel regolamento TEN – E come prioritari progetti di sinergie tra i settori dell'energia, del trasporto e del digitale al di là quindi di una semplice indicazione nei “considerato” (crf. considerato 12). Ad esempio, segnaliamo che l'industria mostra un crescente interesse nell'indagare e sperimentare sinergie tra la ricarica ad alta potenza per i veicoli elettrici e lo stoccaggio di energia a livello di media tensione al fine di fornire benefici a lungo termine alla sostenibilità finanziaria complessiva dell'infrastruttura di ricarica.

Categoria Smart Gas

Per quanto riguarda l'inclusione della miscelazione, c.d. blending, nella categoria smart gas grid, bisogna considerare che l'idrogeno è una risorsa scarsa e costosa che dovrebbe essere usata dove non è possibile effettuare l'elettrificazione diretta o dove quest'ultima non risulta essere una scelta efficiente. Il blending dell'idrogeno nella rete gas è una soluzione inefficiente e non necessaria per l'avvio del mercato dell'idrogeno che sarà piuttosto guidato dalla sostituzione degli attuali usi dell'idrogeno basato sul combustibile fossile. Infatti, il blending dell'idrogeno finirebbe per alimentare usi finali per i quali già esistono altre opzioni di decarbonizzazione più efficaci ed efficienti, e creare effetti di lock-in nelle tecnologie basate sul gas (ad esempio nel settore del riscaldamento, dove l'isolamento degli edifici e la sostituzione degli apparecchi di riscaldamento a gas con pompe di calore elettriche più efficienti hanno un maggiore potenziale di riduzione delle emissioni di CO₂ ad un costo di abbattimento inferiore). Trascurando anche l'uso sub-ottimale dell'idrogeno, cioè non nei settori dove le emissioni sono più difficili da abbattere, va notato che i progetti che prevedono il blending dell'idrogeno nella rete del gas naturale, anche quando gli elettrolizzatori funzionano con elettricità rinnovabile per produrre idrogeno verde, hanno un potenziale di riduzione dei gas serra limitato. Un'alta miscela di idrogeno, molto più di quella attualmente considerata raggiungibile senza grandi modifiche, si traduce in una riduzione molto moderata delle emissioni di gas serra (ad esempio, una miscela di 30 vol% si traduce in un effetto di -11,6% di CO₂) fornendo solo un margine relativamente limitato

per la decarbonizzazione nel medio e lungo termine. Quindi, tali progetti sembrano avere una rilevanza limitata quando si discute dello sviluppo delle infrastrutture energetiche dell'UE, cioè l'ambito del TEN-E, che dovrebbe essere basato su considerazioni e soluzioni di lungo termine.

A questo proposito, Enel propone di:

- **Rimuovere il tema del blending** dalla categoria Smart gas grid. [Articolo 4(3)(f), Allegato II(2)(a)]
- **Includere una chiara definizione dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio** di cui all'articolo 4(3)(f), ALLEGATO II(a), ALLEGATO IV(6)(a), ALLEGATO I(4)(13) in coerenza con la prossima revisione della direttiva sulle energie rinnovabili e la revisione del pacchetto gas. [Articolo 2]
- **Stabilire una soglia basata sul numero di consumatori e/o sul volume di consumo energetico**, simile a quella delle smart grid elettriche e ciò al fine di assicurare la parità di condizioni con i progetti di altre categorie e per garantire la rilevanza del progetto. [Allegato IV(1)(f)]. Infatti, secondo la valutazione d'impatto della CE che accompagna la proposta TEN-E, c'è il rischio che tali progetti abbiano scarsa rilevanza transfrontaliera.

Categoria idrogeno

L'elettrificazione diretta rimane il primo e più efficiente mezzo di decarbonizzazione dei settori di uso finale e di conseguenza l'infrastruttura elettrica dovrebbe rimanere l'obiettivo principale del regolamento TEN-E. Tuttavia, se necessario per decarbonizzare i settori c.d. *hard to abate*, il sostegno a infrastrutture dedicate all'idrogeno dovrebbe essere mirato ed efficace dal punto di vista dei costi, sulla base di una solida analisi costi-benefici della CE e dei regolatori nazionali.

Tale analisi dovrebbe tenere conto dello sviluppo delle reti elettriche, delle forniture di elettricità rinnovabile, nonché della crescita della domanda di idrogeno, soprattutto in cluster più localizzati, incentrati su settori con emissioni difficili da ridurre, per i quali la domanda di idrogeno non richiederebbe infrastrutture di trasporto dedicate a lungo raggio.

CAPO III (Articoli 7, 8, 9, 10 e Allegato VI) CONCESSIONE DI PERMESSI E PARTECIPAZIONE PUBBLICA

I disallineamenti normativi tra i diversi Stati membri (dove presenti) rallentano ancora il processo autorizzativo e lo status PCI non migliora questo ostacolo, pertanto la revisione delle linee guida TEN-E con l'obiettivo di affrontare questi problemi è di fondamentale importanza. Tali disallineamenti aumentano i tempi di sviluppo dei progetti e di fatto rallentano lo sviluppo delle infrastrutture critiche.

Da un punto di vista generale, accogliamo con favore le nuove disposizioni che mirano a semplificare e accelerare la procedura autorizzativa, ma riteniamo che siano necessari ulteriori miglioramenti:

- Alla Commissione europea deve essere notificata immediatamente dall'autorità competente, mentre quest'ultima deve debitamente giustificare ogni ritardo. La Commissione dovrebbe monitorare più da vicino il processo di autorizzazione e dovrebbe intraprendere azioni appropriate per far rispettare i tempi di autorizzazione. [Articolo 10(2)]
- Lo stato PCI dei progetti PCI con sovvenzione CEF non dovrebbe essere rinnovato ogni due anni, perché ciò causa un inutile lavoro amministrativo per i promotori del progetto. [Articolo 3, paragrafo 4, secondo comma]

Riteniamo inoltre necessario rivedere la proposta del Regolamento prevedendo che l'autorità competente sia responsabile del processo di consultazione. Inoltre, le disposizioni (i.e. pubblicazione multipla sul sito web del promotore del progetto) relative alle linee guida per la trasparenza e la partecipazione del pubblico dovrebbero essere riviste al fine di evitare ulteriori oneri amministrativi per i promotori del progetto [Articolo 9, Allegato VI]

CAPO IV (Articoli 11, 12, 13 e Allegato V) PIANIFICAZIONE INTERSETTORIALE DELLE INFRASTRUTTURE

Ruolo dell'entità DSO dell'UE nel processo di pianificazione della rete

Per quanto riguarda il coinvolgimento dei DSO nel processo di pianificazione della rete, considerando che l'integrazione dei sistemi non si limita al livello del TSO, è necessario prevedere un ruolo maggiore dei DSO nel processo TYNDP. I DSO dovrebbero essere strettamente coinvolti nello sviluppo degli scenari TYNDP e nella selezione dei PCI, a partire dall'esercizio di costruzione dello scenario. I DSO, infatti, hanno una visione d'insieme delle fonti connesse alla loro rete (EVs, DG, asset di stoccaggio, comportamento dei consumatori) così come la capacità di fornire flessibilità al sistema energetico (supporto di potenza attiva o reattiva, Demand Side Response, Power-to-gas...). I DSO possono fornire ipotesi utili per quanto riguarda la domanda di picco e l'impatto della domanda flessibile.

CAPO VI (Articoli 16 e 17) QUADRO NORMATIVO

Consentire investimenti con impatti transfrontalieri e incentivi

I progetti relativi alle smart grids elettriche dovrebbero poter beneficiare anche degli incentivi di cui agli articoli 16 e 17 della proposta. Il principale stimolo per i promotori dei progetti ad ottenere lo status di PCI è la possibilità di ricevere anche il supporto finanziario dal Connecting Europe Facility (CEF). Tuttavia, in molti Stati membri, le imprese regolamentate sono piuttosto disincentivate ad ottenere lo status di PCI e a ricevere una sovvenzione dal CEF. Infatti, in alcuni Stati membri non vi è alcun incentivo, questo combinato con il fatto che tali progetti possono portare ad aumento degli OPEX, che è spesso oggetto di requisiti di efficienza, porta i progetti ad avere un impatto finanziario negativo. Pertanto, le tecnologie sotto il regolamento TEN-E e l'impatto delle sovvenzioni non dovrebbero avere un impatto finanziario diverso se il beneficiario di una sovvenzione è regolamentato o non regolamentato, poiché l'impatto sull'utente finale è comunque lo stesso. Se un fornitore di soluzioni riceve una sovvenzione dall'UE per finanziare il suo progetto, il fornitore di soluzioni venderà il servizio al mercato a un prezzo di mercato. Se è un operatore di rete a procurarsi la flessibilità, questa sarà trattata come un costo OPEX che influenzerà la tariffa di rete. A causa di questo effetto, alcune soluzioni sono favorite a spese di altre con la conseguenza che la soluzione più efficiente non sarà integrata nel sistema energetico.

CAPITOLO VII DISPOSIZIONI FINALI

Disposizioni transitorie

Per assicurare un quadro stabile e per evitare ritardi che potrebbero derivare dal cambiamento della legislazione, la precedente esenzione concessa ai progetti PCI, che hanno già presentato un fascicolo di domanda prima del 16 novembre 2013, per conformarsi ai requisiti delle disposizioni del capo III del regolamento (UE) n. 347/2013 e del nuovo regolamento TEN-E attualmente in discussione, dovrebbe essere estesa. [Articolo 24]