

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 615/2021/R/COM
LINEE GUIDA PER LO SVILUPPO DELLA REGOLAZIONE ROSS-BASE
DA APPLICARE A TUTTI I SERVIZI INFRASTRUTTURALI REGOLATI
DEI SETTORI ELETTRICO E GAS

In relazione al procedimento avviato con delibera 271/2021 e al conseguente DCO 615/2021, Enel rileva con favore come la tematica sia affrontata da ARERA con una certa gradualità e che siano consultate in via preventiva le logiche delle principali linee di intervento, prima di entrare nel dettaglio dei meccanismi regolatori ancora da sviluppare. Pertanto, anticipiamo di seguito alcune considerazioni che in questa fase possono essere solo di tipo generale, in attesa di una definizione più puntuale delle possibili soluzioni regolatorie verso cui il sistema potrà orientarsi.

In via preliminare, Enel intende sottolineare come l'approccio di regolazione tariffaria in vigore, differenziato per costi di capitale e costi operativi, abbia consentito **negli ultimi anni** di realizzare **importanti guadagni di efficienza** a beneficio del sistema, sia per quanto riguarda gli investimenti che i costi operativi. Con particolare riferimento ai cd. "capex", occorre poi notare come siano state realizzate efficienze pur in presenza di una regolazione di tipo "rate of return". Infatti, un'efficienza di spesa permette di ampliare, a parità di risorse, il numero di interventi, con effetti apprezzabili per il gestore di rete sia dal punto di vista tecnico che economico (considerati gli incentivi riconosciuti per la qualità del servizio) e reputazionale.

Mostriamo comunque la nostra **apertura a valutare l'evoluzione dell'attuale assetto della regolazione** in linea con le più avanzate prassi internazionali, a dire il vero compiutamente applicate, come anche citato nel documento di consultazione, solo in Gran Bretagna e in corso di discussione in Portogallo e Australia. Riteniamo quindi fondamentale che un percorso di



cambiamento del framework regolatorio tenga conto delle peculiarità che contraddistinguono il contesto italiano.

Occorre inoltre ricordare come il sistema elettrico sia sempre più complesso e stia vivendo una fase di forte cambiamento per via della diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, dell'innovazione tecnologica, della progressiva elettrificazione dei consumi finali e del ruolo sempre più attivo dei soggetti connessi alla rete. A questo va ad aggiungersi il crescente impatto del cambiamento climatico sulle reti, che stanno vedendo impegnati i gestori in importanti investimenti per l'incremento della resilienza. Elementi che assumono maggior rilievo alla luce dei programmi pubblici di finanziamento, anche tesi a supportare la ripresa dalla crisi economica indotta dall'emergenza pandemica.

Si ritiene quindi indispensabile **continuare a creare un contesto favorevole agli investimenti** nelle reti e al reperimento delle risorse finanziarie necessarie alla loro realizzazione, in ottica di economicità e flessibilità per le scelte dei gestori nonché di sostenibilità ambientale, al fine facilitare la transizione verso un sistema energetico decarbonizzato, digitalizzato e resiliente.

In un contesto, come detto, particolarmente dinamico quale quello che stiamo vivendo e ancor più che ci aspetta nei prossimi anni, la velocità di esecuzione e la flessibilità nelle scelte di investimento risulteranno essenziali per predisporre in tempi adeguati l'infrastruttura di rete, quale strumento indispensabile per facilitare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, efficientamento energetico ed elettrificazione posti dalla transizione energetica.

In altre parole, data la complessità e l'onerosità del passaggio alla regolazione in oggetto, suggeriremmo di prestare particolare attenzione a evitare il rischio di condurre il sistema verso situazioni di complessa attuazione e di un potenziale "stallo", in un momento in cui è necessario

offrire certezze per i nuovi ingenti investimenti. Sotto questo profilo, sottolineiamo infatti nuovamente come il Paese sia chiamato a rispondere alle importanti sfide connesse al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030, di cui le infrastrutture di distribuzione elettrica costituiscono una parte di assoluto rilievo.

Si pensi ad esempio alla laboriosità che la richiesta di **business plan** dettagliati potrebbe comportare, sia per la redazione che per la condivisione e la valutazione da parte dei principali stakeholder, con un conseguente allungamento dei tempi di approvazione della spesa. A tal scopo, riteniamo preliminarmente che il piano di sviluppo dei distributori, di cui all'art. 32 della Direttiva 944/19, possa essere un primo strumento utile per avviare un confronto con il regolatore e gli stakeholder, con un livello di dettaglio che dovrà garantire l'esigenza di trasparenza e **flessibilità**, necessaria anche sulla base dell'esperienza maturata nell'ambito dei piani resilienza e di installazione open meter, nonché evitando complessità eccessive.

Oppure si pensi, ancora, alle tempistiche proprie del procurement degli operatori che si approvvigionano sui mercati internazionali, avviando le gare e il perfezionamento di quanto propedeutico alla finalizzazione dei contratti anche con più di un anno di anticipo rispetto all'avvio del piano, che vanno quindi tenute in ampia considerazione sempre con riferimento alla redazione dei piani di spesa oggetto di analisi e alle previsioni di delivery dei progetti.

Come anche sottolineato da codesta Autorità, si rimarca l'essenzialità di adottare un **sistema di agevole implementazione** da parte degli operatori e allo stesso tempo facilmente controllabile dal regolatore, evitando pertanto scelte che inducano particolare complessità operativa nonché aggravio dei processi di spesa degli operatori e della relativa consuntivazione. Inoltre, saranno fondamentali la semplicità e l'automatismo dei processi di revisione ex post degli scostamenti dei piani, dovuti ad eventi non prevedibili e non gestibili dagli operatori.

Riteniamo quindi imprescindibile che il passaggio verso un nuovo modello di regolazione tariffaria possa avvenire in modo estremamente graduale, prevedendo adeguate occasioni di **trial e sperimentazioni**, ad esempio per particolari tipologie di spesa (sia opex che capex), anche sulla scorta della positiva esperienza in corso di svolgimento con i piani di installazione dei contatori di seconda generazione. Proprio in tale occasione, anche citata dall'Autorità nel documento di consultazione e che riguarda le sole spese di capitale di un singolo progetto, ricordiamo come sia stato necessario circa un anno solo per definire la nuova regolazione, approvare il business plan e individuare il benchmark di costo.

Da tali fasi iniziali, considereremmo peraltro opportuno escludere progetti altamente innovativi, che richiederebbero accorgimenti prudenziali anche in relazione alla gestione delle incertezze.

Per quanto riguarda i molteplici aspetti trattati nell'ambito del dco, si riportano di seguito le osservazioni Enel ai singoli quesiti di consultazione.

S1. Si ritiene debbano essere individuati ulteriori o diversi obiettivi in relazione allo sviluppo del ROSS-base?

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S2. Si ritiene che il ROSS-base debba essere applicato a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, compresi anche i servizi di stoccaggio e rigassificazione?

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S3. In relazione al successivo sviluppo dell'approccio ROSS-integrale, quali si ritiene siano le soglie dimensionali da considerare in relazione al servizio di distribuzione?

Riteniamo che la nuova regolazione debba essere applicata uniformemente e contemporaneamente a tutte le imprese di distribuzione che servono **almeno 100.000 punti di**

prelievo. Ciò al fine di evitare possibili discriminazioni e considerando che queste sono attualmente soggette alla medesima disciplina tariffaria nonché che hanno già intrapreso i rispettivi percorsi funzionali al completamento dei piani di installazione dei contatori di seconda generazione e, pertanto, condividono un'importante esperienza in merito agli elementi fondamentali della regolazione tariffaria in oggetto.

S4. Osservazioni di carattere generale sull'adozione dell'approccio ROSS-base.

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S5. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione della spesa di riferimento.

Si concorda con l'orientamento dell'Autorità, consistente nel prevedere, in una prima fase di sviluppo del ROSS-base e quantomeno in via transitoria, l'adozione di un approccio per l'individuazione della spesa di riferimento senza che siano implementati elementi aggiuntivi di valutazione a costi standard o costi benchmark, rispetto a quelli utilizzati nell'attuale quadro regolatorio.

In particolare, si condivide la proposta di continuità con l'approccio in vigore sia per le spese di capitale che per quelle operative. Si sottolinea tuttavia come le grandi efficienze già realizzate, sia per le opex che per le capex, abbiano di fatto eroso la possibilità di raggiungere nuovi guadagni significativi.

D'altronde, per quanto concerne i costi standard, risulta anche necessario che i singoli operatori possano avere un tempo congruo per dotarsi di un sistema di rilevazione adeguato di quantità e costi, da applicare e collaudare "in esercizio" su numeri reali per almeno un biennio prima di poter formulare previsioni utili.

Emerge poi in tale contesto l'importanza di tutti quei meccanismi osservati nella regolazione già adottata da Ofgem e atti a gestire le **incertezze** legate alla natura spiccatamente previsionale

delle grandezze necessarie a definire il ricavo ammesso degli operatori. Tanto più in un contesto di forte incertezza degli indicatori macroeconomici di riferimento e del funzionamento delle catene di valore globali, quale quello attuale. Si ritiene quindi che tali meccanismi, trattati nel documento di Oxera allegato al dco, dovranno essere recepiti, adattandoli al contesto italiano, anche in occasione dell'implementazione del nuovo modello di regolazione. Ad esempio, prevedendo anche opportune finestre di revisione dei piani, concordate con l'Autorità, che forniscano agli operatori un essenziale strumento di flessibilità in fase di pianificazione di dettaglio, unitamente a dei meccanismi che consentano di tenere conto dell'influenza che i molteplici soggetti e fattori esogeni hanno sull'effettiva realizzazione degli impianti di distribuzione elettrica.

S6. Osservazioni sulle alternative discusse in merito alla definizione dei meccanismi di sharing delle efficienze.

Per quanto riguarda la determinazione delle efficienze e dei livelli di sharing, si sottolinea come i meccanismi vigenti abbiano sinora assicurato un livello di condivisione dei benefici tale da dare il **giusto segnale alle imprese**, consentendo il conseguimento nel tempo di importanti risultati sia in termini di risparmi che di miglioramento delle performance. Mantenere un livello equilibrato di incentivazione consente infatti di rendere efficaci tali strumenti e conseguire ulteriori benefici per il sistema.

In particolare, considerando le efficienze già raggiunte, gli ulteriori incrementi di produttività saranno sempre più difficili e costosi da raggiungere, pertanto occorre assolutamente evitare una diminuzione dell'intensità di incentivazione rispetto l'attuale meccanismo di profit-sharing e price cap.

S7. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione del tasso di capitalizzazione.

S8. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione delle vite utili regolatorie.

Sia per quanto riguarda i tassi di capitalizzazione che le vite utili regolatorie, sottolineiamo che tali temi avranno importanti riflessi economici e finanziari sui risultati degli operatori, così come sulle relative rendicontazioni, per cui appare opportuno operare in merito con la più adeguata **gradualità e prudenza**. Ciò a maggior ragione in considerazione dei rilevanti piani di investimento previsti nei prossimi anni.

S9. Osservazioni sulle ipotesi relative a trattamento lavori in corso, trattamento dismissioni e trattamento contributi.

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S10. Osservazioni in merito al trattamento dello stock di capitale esistente al momento del passaggio al regime ROSS-base.

Si condivide l'orientamento dell'Autorità consistente nella gestione in continuità degli stock di capitale esistenti alla data di entrata in vigore del ROSS-base, ciò anche con l'obiettivo di garantire una significativa gradualità nella gestione della discontinuità metodologica in oggetto.

S11. Osservazioni rispetto alle ipotesi di riallineamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali.

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S12. Come si valuta l'ipotesi di escludere dal riallineamento le regolazioni relative ai servizi infrastrutturali non a rete.

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S13. Osservazioni rispetto alle ipotesi di adottare il RORE come indice per il monitoraggio della performance delle imprese regolate.

Si condivide la necessità di valutare in modo puntuale con imprese e stakeholder la messa a punto della metodologia di determinazione del RORE nonché l'opportunità della validazione dei risultati prima della loro pubblicazione. La definizione di tale indicatore riveste del resto un'importanza di primo rilievo per operatori e investitori, per cui anche in questo caso riteniamo opportuno operare in merito con la più adeguata **gradualità e prudenza**.

A tale proposito, ci preme evidenziare sin da ora che sarà necessario distinguere tra elementi di redditività effettivi (ad esempio legati alle efficienze realizzate) e quelli invece legati esclusivamente a diverse modalità di rappresentazione delle grandezze economiche e patrimoniali che esistono tra i bilanci e la regolazione (ad esempio gli ammortamenti che vengono rivalutati a livello regolatorio, come elemento di compensazione di una remunerazione reale, mentre sono riportati a costo storico nel bilancio).

S14. Osservazioni relative alle opzioni di regolazione individuate.

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.

S15. Osservazioni rispetto ai criteri di valutazione delle opzioni.

Si rimanda a quanto già espresso nelle altre parti del presente documento.