

**RISPOSTA DI ENEL SPA AL  
DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**30 ottobre 2014**

**SCHEMA DI LINEE STRATEGICHE PER IL QUADRIENNIO 2015-2018**

**Osservazioni generali**

La previsione *ex-ante* delle principali direttrici verso le quali si evolverà la regolazione rappresenta sicuramente un elemento importante per le imprese nella definizione della propria politica industriale.

Ciò premesso, occorre evidenziare che le nuove linee strategiche si inseriscono in un contesto cruciale per il settore elettrico, anche considerando le importanti decisioni recentemente adottate a livello europeo.

Diventa quindi sempre più importante il ruolo dell'Autorità di regolazione che dovrà consentire al settore di rilanciarsi e di raggiungere un nuovo equilibrio. Ciò dovrà necessariamente avvenire attraverso la definizione di regole certe, chiare e stabili nel tempo che favoriscano, tramite adeguati meccanismi di incentivazione, gli investimenti nel settore.

Un'attenzione particolare dovrà essere certamente rivolta dal regolatore all'innovazione tecnologica che giocherà un ruolo sempre più rilevante nella crescita del settore; non si potrà infatti prescindere dalla digitalizzazione delle reti di distribuzione e dallo sviluppo del vettore elettrico.

Nei prossimi mesi, tra gli interventi più importanti che l'Autorità dovrà affrontare ci sono sicuramente quelli relativi alle tariffe di distribuzione per il V periodo regolatorio, fondamentali per garantire un contesto favorevole agli investimenti.

**Osservazioni Specifiche**

**1. LINEE STRATEGICHE DELLA REGOLAZIONE NEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS E RELATIVI OBIETTIVI STRATEGICI**

***1.1 Responsabilizzazione degli operatori di rete per uno sviluppo selettivo delle infrastrutture nazionali e locali***

Nel settore elettrico, la presenza di una rete di distribuzione moderna ed efficiente è fondamentale per fornire un servizio con livelli di qualità adeguati e per rispondere alle nuove esigenze del mercato.

In particolare, lo sviluppo delle reti intelligenti - o smart grid - porterebbe benefici per il sistema elettrico e per l'intera economia contribuendo al rilancio delle iniziative infrastrutturali nel Paese; gli investimenti nelle reti elettriche del futuro potrebbero, infatti, avere un effetto positivo su tutto l'indotto che, in Italia, si caratterizza per spiccata innovatività ed elevata competenza. Le reti attive consentono, attraverso dispositivi e processi innovativi, di integrare in maniera ottimale una generazione sempre più capillare e distribuita con i diversi profili di domanda dei singoli clienti, contribuendo ad aumentare la qualità del servizio, l'efficienza energetica e la consapevolezza dei consumi oltre che ad abilitare l'ampliamento dell'offerta nei mercati retail (es. demand response) con conseguenti benefici in termini economici e ambientali.

È necessario che sia definito un quadro normativo-regolatorio favorevole alla sperimentazione di un dispacciamento evoluto che preveda, tra le altre cose, il ruolo attivo del distributore nella gestione della propria rete e nella fornitura di servizi di sistema al gestore della rete di trasmissione.

#### OS2 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali

Condividiamo la posizione dell'Autorità in merito alla futura evoluzione della regolazione tariffaria verso una logica output-based che - attraverso l'applicazione di criteri selettivi - si orienti verso l'incentivazione di quei progetti infrastrutturali in grado di apportare benefici tangibili al sistema. Come già anticipato, infatti, nel prossimo futuro le reti di distribuzione saranno protagoniste di una vera e propria rivoluzione che richiederà nuovi ed importanti investimenti nonché regole certe e stabili nel medio-lungo periodo .

Quanto evidenziato per il settore elettrico è vero anche per gli investimenti in nuove infrastrutture gas. Si ravvisa la necessità di segnali di prezzo di lungo termine coerenti con il ciclo di investimento delle infrastrutture. In particolare per il settore gas sarà importante promuovere nuovi investimenti che consentano di diversificare le fonti di approvvigionamento e aumentare la sicurezza del sistema. In tal senso auspichiamo che la disciplina attuativa del dlgs. 93/11 relativamente alle "infrastrutture strategiche" sia tale da consentire all'Italia di dotarsi in tempi rapidi di terminali di rigassificazione in linea con gli standard europei in termini di efficienza e disponibilità all'utilizzo continuativo.

Tornando al settore elettrico, auspichiamo che per il V periodo di regolazione le tariffe di distribuzione vengano definite tenendo conto delle nuove condizioni macroeconomiche e dei benchmark regolatori internazionali per la determinazione del livello del tasso di remunerazione del

capitale investito. A tale proposito accogliamo con favore il processo di re-definizione delle variabili recentemente annunciato dall'Autorità in occasione della revisione tariffaria dello stoccaggio. Nell'ambito di tale processo si dovrebbe valutare se le metodologie adottate fino ad oggi (ad esempio, per il calcolo dei rendimenti dei tassi BTP, del livello di inflazione e del premio per il rischio di mercato) siano coerenti con lo scenario macroeconomico atteso per i prossimi anni.

Inoltre, il calo della domanda ormai strutturale ed in generale il restringimento della base imponibile, sta determinando forti squilibri finanziari per gli operatori tra i ricavi ammessi ed il gettito tariffario. A tal proposito è necessario adeguare le tariffe obbligatorie in modo da evitare simili disavanzi.

Particolare importanza riveste la revisione della regolazione della qualità del servizio che sarà attuata a partire dal prossimo anno, essendo ormai prossimo alla conclusione il periodo di regolazione incentivante per la durata delle interruzioni non programmate. In tale occasione, potrebbe essere opportuno riflettere su alcuni aspetti dell'attuale impostazione, quali ad esempio le effettive esigenze di qualità delle diverse tipologie di clienti connessi alla rete e gli elementi di contesto che fino ad oggi non hanno permesso il pieno raggiungimento degli obiettivi in alcune aree del Paese, seguendo il suddetto principio di commisurazione dei costi agli effettivi benefici per il sistema.

Vanno, inoltre, posti in essere dei correttivi a quei meccanismi che si sono rivelati strutturalmente penalizzanti nonostante gli investimenti e lo sforzo delle imprese, come, ad esempio, il meccanismo di regolazione delle perdite di rete. A tal proposito, è necessario quanto prima rivedere l'attuale meccanismo e definire le nuove perdite riconosciute per impresa, in modo da porre fine agli squilibri fino ad oggi registrati.

Sempre in materia di perdite su rete di distribuzione, riteniamo infine fondamentale definire una regolazione specifica per il settore del gas naturale. In particolare, in linea con quanto già avviene in molti Paesi europei, sarebbe opportuno individuare meccanismi che sollevino i venditori gas degli oneri connessi con le perdite, che oggi gli stessi sostengono in maniera ingiustificata non avendo alcuna leva per minimizzarli.

## ***1.2 Verso mercati elettrici all'ingrosso più sicuri, efficienti ed integrati***

Il pieno compimento del processo di transizione in corso nel sistema elettrico richiede un quadro regolatorio stabile che includa tra le priorità, la definizione di strumenti di contrattazione a lungo termine. Il Capacity Market, che entrerà in funzione negli anni 2019-2020, grazie alla sua natura di mercato a termine, potrà rappresentare una prima risposta alla necessità degli operatori di disporre di segnali di lungo termine funzionali alle loro scelte industriali. Accanto al capacity market

recentemente approvato – e ai relativi segmenti dedicati alla capacità flessibile – occorrerà introdurre strumenti di negoziazione a lungo termine dell'energia.

La formazione di segnali di prezzo di lungo periodo, infatti, è fondamentale per realizzare un efficace coordinamento tra le scelte di mercato riguardanti la capacità di generazione e il processo di pianificazione delle reti di trasmissione e distribuzione. La contrattazione a lungo termine potrà inoltre assicurare, lato generazione, una remunerazione stabile nel tempo - requisito fondamentale in un settore capital intensive come quello elettrico - e, lato consumo, forniture sicure e non esposte alla volatilità dei prezzi tipica dei mercati spot di breve termine.

Come meglio specificato nel paragrafo relativo al Mercato retail, riteniamo fondamentale alla reale economicità del mercato superare l'attuale limitazione alla contrattualistica a medio-lungo termine che costituisce, a nostro avviso, la singola voce più penalizzante per lo sviluppo dello stesso mercato retail.

Per migliorare la capacità di adattamento del sistema ai mutamenti dello scenario di mercato minimizzando i relativi costi per gli utenti finali, è quanto mai opportuno introdurre strumenti di gestione della capacità di generazione marginale. In particolare occorrerebbe modificare il quadro normativo/regolamentare al fine di consentire agli operatori di porre in conservazione (mothballing) gli impianti oppure, nei casi di chiusura definitiva degli stessi, favorire la riconversione industriale dei siti produttivi valutandone tutti i possibili usi – energetici e non - in modo da assicurare la continuità dei livelli occupazionali.

Per quanto attiene agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, negli ultimi anni sono stati realizzati significativi investimenti e la produzione da fonti rinnovabili è notevolmente cresciuta permettendo all'Italia di raggiungere gli obiettivi al 2020 con notevole anticipo.

Per il futuro, lo strumento dell'ETS deve essere quello principale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili, accompagnato dall'utilizzo di strumenti efficienti, quali le aste, per assicurare il raggiungimento degli obiettivi ambientali.

Anche al fine di conseguire i nuovi obiettivi europei di decarbonizzazione, dunque, si renderà necessario sviluppare una contrattazione a lungo termine dell'energia. Tali strumenti, infatti, saranno centrali per lo sviluppo di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili in un contesto di scarsità di risorse economiche da destinare alle nuove incentivazioni.

Con riferimento alla riforma del dispacciamento e all'obiettivo di integrazione nel mercato delle fonti rinnovabili non programmabili, si condivide l'idea di rimuovere progressivamente la tradizionale "contrapposizione" con gli impianti convenzionali. In particolare, la suddetta integrazione dovrà avvenire attraverso:

- a. la responsabilizzazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita al rispetto del programma di immissione attraverso il pagamento degli oneri di sbilanciamento e la progressiva partecipazione alla gestione in sicurezza del sistema;
- b. un quadro regolatorio favorevole alla sperimentazione di sistemi di accumulo, oltre che da parte dei distributori, anche ad opera di soggetti non regolati (ad es. titolari di impianti rinnovabili) che intendono esplorare le potenzialità di tali dispositivi per la gestione ottimale degli impianti (maggiore programmabilità e minimizzazione sbilanciamenti).

Per quanto riguarda l'obiettivo strategico relativo alla creazione di un mercato elettrico più integrato, condividiamo la priorità attribuita alle misure di armonizzazione dei mercati intraday e del mercato dei servizi di dispacciamento, anche al fine di valorizzare la capacità flessibile installata nel territorio nazionale.

A tal riguardo, i meccanismi transitori di valorizzazione della flessibilità al momento in discussione, dovranno essere technology neutral valorizzando al massimo il contributo di tutte le tecnologie a parità di servizi resi al sistema.

### ***1.3 Aumento della liquidità e della flessibilità del mercato del gas in una prospettiva europea***

#### **OS7 - Revisione della struttura dei corrispettivi gas e delle modalità di allocazione della capacità in un'ottica di mercato**

Nell'ambito della revisione della struttura dei corrispettivi tariffari, auspichiamo che le regole che saranno adottate in recepimento del Codice di rete europeo possano ridurre gli attuali differenziali territoriali dei costi di trasporto. A nostro avviso le linee guida di ACER in tema di armonizzazione tariffaria sono assolutamente compatibili con un'evoluzione dei corrispettivi in tal senso.

Enel, a fronte del ruolo sempre maggiore delle fonti rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico, condivide l'intenzione dell'Autorità di rivedere le regole attuali; in particolare si ritiene opportuno superare gli attuali criteri di conferimento annuale di capacità ai punti di uscita nazionali, prevedendo modalità più flessibili di accesso al servizio di trasporto.

Inoltre, sempre in tema di trasporto, Enel ritiene che, tra gli obiettivi strategici, l'Autorità dovrebbe considerare anche il superamento delle criticità relative alle capacità conferite negli anni scorsi su base pluriennale. In particolare, a nostro avviso, andrebbe valutata l'introduzione anche in Italia, come già in molti Paesi europei, di un'opzione di revisione degli impegni pluriennali di capacità (cd. *reset option*) per gli operatori che ne siano divenuti titolari in un diverso contesto normativo e regolatorio.

OS8 - Aumento della flessibilità e dell'efficienza del sistema di bilanciamento e dei servizi di stoccaggio e di rigassificazione

Enel condivide l'attenzione posta al recepimento del Codice di rete europeo sul bilanciamento e ritiene che possa rappresentare un'occasione di ulteriore efficientamento degli attuali assetti.

In tale sede, con congruo anticipo rispetto all'implementazione delle regole europee, si ritiene debba essere aumentato il set di dati messi a disposizione degli utenti relativamente ai flussi di gas, allo stato del sistema di trasporto e dello stoccaggio.

Con riferimento allo stoccaggio, condividiamo quanto sottolineato nelle Linee Strategiche in merito alla necessità di "migliorare l'efficienza e la flessibilità delle modalità di utilizzo delle capacità conferite compatibilmente con i vincoli per la sicurezza definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico". Con l'occasione si evidenzia che tali vincoli costituiscono un limite molto forte alla capacità di movimentazione dello stoccaggio e alle strategie di approvvigionamento degli utenti e sarebbe, di conseguenza, a nostro parere auspicabile che il Ministero ne preveda il superamento.

Ad ogni modo, nel caso di conferma di tali vincoli, si potrebbe pensare di allentarli ad esempio estendendo a tutti i giorni dell'anno la facoltà oggi prevista solo nei casi di attivazione della sessione *locational* (peraltro destinata a scomparire nel nuovo assetto proposto in recepimento del codice europeo) di nominare stoccaggio oltre la capacità commerciale definita secondo le regole ministeriali con il contestuale obbligo di reintegro della risorsa nei giorni successivi la movimentazione.

Sempre al fine di favorire un efficace funzionamento del sistema di stoccaggio, ribadiamo l'opportunità di colmare l'attuale gap informativo che non mette gli utenti nella condizione di conoscere tutte le variabili dello stoccaggio che possono potenzialmente incidere sulle proprie scelte di portafoglio. In particolare, si auspica che Stogit metta gli Utenti nella condizione di poter prevedere, applicando un algoritmo noto ex ante e replicabile, la capacità addizionale di stoccaggio di volta in volta disponibile.

Relativamente alla rigassificazione, si ritiene opportuna la messa a disposizione da parte di tutti i terminali di ogni prestazione incrementale con flussi informativi e scadenze operative allineati alle nuove tempistiche del mercato di bilanciamento in modo tale da massimizzare la flessibilità complessivamente disponibile.

Il documento sulle Linee strategiche evidenzia l'accorciamento dell'orizzonte temporale del mercato. Tale evoluzione, in termini generali, sembra poco compatibile con le modalità di contrattazione a lungo termine. Riteniamo d'altra parte che i contratti di lungo termine, sia pure

con caratteristiche più rispondenti al diverso contesto di mercato, sempre più caratterizzato da flessibilità e liquidità degli strumenti di breve, possano continuare ad avere un ruolo anche in futuro, al fine di stabilizzare prezzi e quantità approvvigionate. Pertanto auspichiamo che tale tema possa essere oggetto di un'attenta riflessione a livello nazionale ed europeo.

Riteniamo condivisibile, infine, rimuovere le barriere allo sviluppo del mercato nazionale anche al fine di fornire segnali di mercato su orizzonti temporali sempre più lunghi. Al contempo Enel ritiene che il perseguimento di obiettivi concreti di aumento di liquidità sul mercato a termine dovrebbe avvenire senza imposizioni di tipo amministrato, come quelle previste ad esempio con riferimento al meccanismo di "market maker" di cui alla Legge 21 febbraio 2014, n. 9. Tipicamente in altri mercati la scelta di operare come *market maker* è effettuata su base volontaria ferma restando la libertà di rinunciare in qualsiasi momento. Enel vede con favore interventi di rimozione delle barriere all'accesso e minimizzazione dei costi di transazione, in modo da creare le condizioni per la piena liquidità e trasparenza del mercato a termine.

#### ***1.4 Più concorrenza nei mercati retail, anche grazie ad una domanda più consapevole ed attiva***

##### OS12 – Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica.

Valutiamo positivamente il processo di riforma tariffaria recentemente avviato dall'Autorità. Il superamento della tariffa progressiva è certamente un elemento fondamentale ai fini del raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica.

L'attuale sistema tariffario caratterizzato da scaglioni di consumo con prezzi crescenti rappresenta, infatti, un forte ostacolo alla diffusione di tecnologie elettriche efficienti quali, ad esempio, la pompa di calore, la cucina ad induzione e l'auto elettrica che sono in grado di produrre significativi benefici in termini di risparmi di energia primaria e di abbattimento delle emissioni inquinanti.

Oltre a disincentivare lo sviluppo del vettore elettrico, le attuali tariffe sono anche basate su uno schema di sussidi incrociati che introduce forti distorsioni per i clienti stessi.

Infatti, l'applicazione di un prezzo crescente all'aumentare dei consumi comporta tariffe agevolate per i clienti non bisognosi con bassi livelli di consumo e tariffe più alte per i clienti bisognosi, quali le famiglie numerose.

La presenza di scaglioni di consumo rende inoltre particolarmente complesso l'attuale layout della bolletta elettrica.

Alla luce di quanto sopra, riteniamo che per raggiungere pienamente gli obiettivi della riforma sia necessario eliminare completamente gli attuali scaglioni di consumo, introducendo una tariffa

elettrica non progressiva. Naturalmente, è fondamentale che nella revisione delle attuali tariffe l'Autorità persegua un criterio di semplificazione per ridurre al minimo gli impatti gestionali sugli operatori.

Nello specifico riteniamo che le soluzioni che consentirebbero di raggiungere in modo più efficace gli obiettivi sopra indicati, rispettando il principio dell'aderenza delle tariffe ai costi, sono quelle che prevedono che le tariffe di rete siano espresse tutte in quota fissa e in quota potenza.

L'introduzione di una quota fissa anche per gli oneri di sistema, e la sua entità, potrebbe essere valutata in fase di consultazione tenendo conto da una parte dell'esigenza di prevedere una modalità di applicazione degli oneri di sistema più sostenibile in prospettiva (considerando che lo sviluppo dell'autoconsumo determina una riduzione della base imponibile e quindi un aumento dei corrispettivi unitari) e dall'altra dell'opportunità di evitare discontinuità eccessive per i clienti finali.

### OS13 – Aumento della concorrenza nel mercato

Dopo i positivi risultati raggiunti dalla liberalizzazione dei settori energetici, condividiamo l'obiettivo dell'Autorità di dare nuovo impulso allo sviluppo dei mercati retail per aumentare il livello di concorrenza e consapevolezza o "capacitazione" e consentire ai clienti finali di cogliere appieno tutti i vantaggi e le opportunità offerti dal mercato libero.

In tema di concorrenza, prima di presentare le nostre osservazioni sugli aspetti segnalati nel documento, evidenziamo di seguito due temi che a nostro avviso giocano un ruolo altrettanto importante nella definizione di un contesto di mercato con regole certe e maggiormente competitivo.

Riteniamo infatti che un mercato competitivo necessiti, da un lato, dal rafforzamento delle regole in materia di morosità e, dall'altro, dalla definizione di una più precisa disciplina dei rapporti tra trader e distributori.

Riteniamo inoltre fondamentale alla reale economicità del mercato superare l'attuale limitazione alla contrattualistica a medio-lungo termine che costituisce, a nostro avviso, la singola voce più penalizzante per il suo sviluppo. L'attuale regolamentazione rende di fatto impossibile questo tipo di contrattualistica a tutto vantaggio di intermediari interessati alla contrattazione a breve e a danno sia dei clienti che non beneficiano del loro reale potere di acquisto sia dei soggetti industriali che non dispongono di segnali di prezzo a lungo termine.

### **Morosità.**

La dimensione raggiunta dagli inadempimenti dei clienti finali sta mettendo a repentaglio l'equilibrio economico finanziario degli operatori. Si tratta di un'emergenza che deve essere fronteggiata



rapidamente – senza ulteriori rinvii o particolari sperimentazioni – con interventi che auspichiamo possano arrivare tempestivamente anche prima del termine ipotizzato dall’Autorità per la conclusione del procedimento avviato con la Delibera 476/14.

Un intervento mirato e di rapida implementazione su cui sarebbe opportuno fare una riflessione è il blocco dello switching. Tale strumento eviterebbe di “rincorrere” la morosità quando si è già manifestata ed il venditore non ha più leve per arginare il fenomeno e sospendere il cliente, massimizzando l’efficacia nel contrasto della morosità e minimizzando gli interventi regolatori.

Nelle more, è necessario valorizzare rapidamente gli strumenti già esistenti che attribuiscono i costi della morosità direttamente ai soggetti che l’hanno generata, evitando ricadute sulla collettività. Condividiamo pertanto quanto proposto nel documento di consultazione 477/14, soprattutto in merito all’estensione del Sistema Indennitario al settore gas così come ai clienti MT per il settore elettrico. In ogni caso, proprio nel settore elettrico, è necessario adeguare il corrispettivo  $C_{mor}$  (oggi pari a 2 mensilità) all’effettivo rischio regolatorio sopportato dal venditore (pari ad almeno 5 mensilità).

Nell’ambito degli strumenti di prevenzione della morosità, condividiamo l’avvio della Banca Dati dei Clienti Inadempienti (BICSE) a cominciare dai clienti non domestici purché la partenza circoscritta a tali clienti rappresenti un primo passo per l’estensione della BICSE anche ai clienti domestici, rispetto ai quali i venditori hanno meno strumenti per poterne valutare l’affidabilità. A questi interventi riteniamo poi necessario affiancare una definizione chiara del perimetro dei clienti non disalimentabili.

### **Rapporti trader – distributori.**

Come anticipato, un altro aspetto fondamentale per la concorrenza del mercato attiene ai rapporti tra venditori e distributori. In merito condividiamo la definizione di un Codice di Rete tipo della distribuzione anche per il settore elettrico che stabilisca regole certe salvaguardando, al contempo, il buon funzionamento del mercato.

In particolare, per rispondere a tali obiettivi, il Codice di rete dovrebbe prevedere:

- un robusto sistema di garanzie capace di coprire interamente i rischi a cui è esposto il distributore (5-6 mesi anche in funzione della proposta di allungamento dei tempi di pagamento dei venditori), prevedendo anche eventuali meccanismi incentivanti a “scendere” al fine di premiare comportamenti virtuosi dei venditori;
- una scadenza di pagamento per i venditori che assicuri al distributore – e quindi al sistema – un lag temporale sufficiente tra il pagamento delle fatture di trasporto da parte dei venditori ed il versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti a GSE, CCSE e Terna. Tale lag

deve permettere il mantenimento di un equilibrio anche in presenza di ritardi nei pagamenti da parte dei venditori. Peraltro, proprio al fine di non complicare ulteriormente il processo di fatturazione sia per i venditori che per i distributori, riteniamo che la scadenza di pagamento dovrebbe essere unica e non prevedere tempistiche differenziate.

### **Monitoraggio e Sistema Informativo Integrato (SII).**

Riteniamo corretto verificare l'effettivo stato di salute del mercato retail attraverso un'attività di monitoraggio rispetto alla quale il Sistema Informativo Integrato (SII) potrebbe giocare un ruolo attivo.

Da sempre Enel crede che il SII possa contribuire a migliorare il livello di competitività del settore nella misura in cui intervenga per semplificare i rapporti tra venditori e distributori, certificando i principali flussi informativi in vigore tra gli operatori e soprattutto garantendone l'effettiva attuazione secondo i tempi e le modalità previste dalla regolazione.

Grazie a questo ruolo, il SII si configurerebbe come il soggetto terzo in grado di certificare e monitorare il corretto funzionamento del mercato, rilevando eventuali inadempimenti e proponendo azioni correttive.

Il percorso tracciato dall'Autorità rivoluziona, invece, le attuali governance delle operazioni commerciali prevedendo per il SII un ruolo di intermediario nei singoli processi che rischia di complicare – anziché semplificare – il dialogo tra venditori e distributori e peggiorare la qualità commerciale per il cliente finale. Rischi che la stessa Autorità ha inteso verificare attraverso una sperimentazione del modello proposto; sperimentazione inevitabile e necessaria ma che espone ad un'inefficienza in termini di tempo e risorse in una fase delicata per lo sviluppo del mercato come quella attuale.

Per tale ragione, come evidenziato nell'istanza di riesame inviata recentemente all'Autorità, riteniamo opportuna un'ulteriore riflessione rispetto alle previsioni introdotte dalla Del. 398/14 in merito alle modalità di sperimentazione e all'introduzione della voltura con switching.

In merito alla sperimentazione, riteniamo che l'implementazione del SII secondo il ruolo individuato dall'Autorità dovrà essere considerata solo se gli esiti di tale attività di verifica mostreranno un effettivo miglioramento dei processi anche in termini di minori tempi di esecuzione, maggiore qualità verso i clienti finali e minori costi per il sistema.

In merito all'introduzione della voltura con switching, invece, riteniamo che tale aspetto dovrebbe essere affrontato solo al termine della revisione della disciplina sulla morosità per valutare l'effetto della voltura con switching – resa possibile dalla Delibera anche con decorrenza infra mese – sulla

morosità sopportata dai venditori del mercato libero rispetto ai comportamenti opportunistici dei clienti inadempienti.

#### **4. LINEE STRATEGICHE E RELATIVI OBIETTIVI STRATEGICI IN MATERIA DI ENFORCEMENT**

##### ***4.1 Riorganizzazione e sviluppo degli strumenti di assistenza ai clienti finali e agli utenti***

Evidenziamo che l'attenzione e la cura verso il consumatore sono tra i principali obiettivi strategici degli operatori del settore. Per questo motivo, guardiamo con interesse al processo di razionalizzazione del sistema di gestione dei reclami che deve a nostro avviso necessariamente partire dall'esperienza fin qui maturata, valorizzando gli investimenti già effettuati.

##### **OS23 – Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie insorte con gli operatori dei settori regolati**

Con riferimento alla revisione del processo di gestione dei reclami e di risoluzione delle controversie avviato recentemente dall'Autorità, non è a nostro avviso corretto parlare di "riorganizzazione del sistema di tutele" quanto piuttosto di "efficientamento dell'organizzazione esistente".

Gli interventi dovranno infatti essere volti a razionalizzare il processo attuale senza stravolgere ruoli e responsabilità già chiaramente individuati nel rispetto dei principi di efficacia e economicità. Per questo motivo, non dovrebbe essere necessario avviare alcun progetto pilota in materia di gestione reclami, essendo a nostro avviso sufficiente definire opportune integrazioni alla disciplina regolatoria che tengano conto, tra l'altro, delle innovazioni tecnologiche intervenute nel corso degli ultimi anni e della necessità di garantire un rapporto ancora più diretto e flessibile tra operatori e i clienti finali.

L'efficientamento del sistema non potrà in ogni caso prescindere dal mantenimento del primo livello di gestione del reclamo in capo agli operatori, gli unici soggetti contrattualmente e giuridicamente legittimati in tal senso e i primi interessati alla soddisfazione del cliente finale. Un'eventuale riforma della prima istanza non sarebbe tra l'altro a nostro avviso corretta anche in ragione dell'alto grado di efficienza raggiunto in generale dal settore. A conferma di ciò e del livello di attenzione e cura garantito ai clienti, evidenziamo infatti che dalla nostra esperienza solo il 2-3% dei reclami ricevuti non si chiude in maniera soddisfacente in prima istanza.

Le considerazioni circa l'opportunità di continuare a valorizzare gli investimenti effettuati dal settore e i risultati raggiunti è valida anche con riferimento al secondo grado di risoluzione delle controversie. Nello specifico, riteniamo importante salvaguardare la pluralità, l'alternatività e la

specializzazione degli strumenti di secondo livello a disposizione del cliente in attesa tra l'altro delle evoluzioni normative che seguiranno al recepimento della direttiva europea sulle *Alternative Dispute Resolution* – ADR.

Data l'importanza del tema, auspichiamo comunque che le modifiche regolatorie vengano definite in maniera graduale secondo un procedimento pianificato che garantisca il coinvolgimento sistematico di tutte le parti interessate ed una accurata analisi preventiva delle interventi che verranno ipotizzati, anche attraverso audizioni/consultazioni che consentano un dialogo costruttivo.

#### **4.2 Promozione della compliance regolatoria**

##### OS25 – Indagini e monitoraggio servizi misura, fatturazione e investimenti

Le iniziative svolte dall'Autorità nell'ambito delle proprie competenze in materia di vigilanza e monitoraggio sono certamente utili per verificare i livelli di servizio e gli standard di qualità raggiunti dal settore.

Al fine di rendere tale processo razionale e non incorrere nel rischio di *over-regulation*, riteniamo però importante: i) da un lato, assicurare un ordinato monitoraggio che non produca inefficienti duplicazioni nelle richieste di informazioni; ii) dall'altro, non limitare l'autonomia degli operatori, necessaria in un libero mercato, attraverso la definizione di una regolazione troppo stringente e l'introduzione di nuovi indicatori.

##### OS26 – Sviluppo di Indicatori reputazionali

In un mercato orientato ad una piena apertura in cui, come sottolineato nelle stesse Linee Strategiche consultate dall'Autorità, i margini concorrenziali sono limitati, l'introduzione di indicatori reputazionali degli operatori pone non poche perplessità. L'orientamento ci sembra peraltro in contrasto con la recente proposta dell'Autorità di superare l'unica graduatoria esistente (call center) proprio in coerenza con lo sviluppo di un mercato più competitivo.

Occorre inoltre considerare che la complessità di rappresentare in maniera oggettiva e neutrale elementi soggettivi, quali le preferenze e i *desiderata* dei clienti finali, non solo rende molto difficile la costruzione di simili indicatori ma comporta anche il rischio di fornire messaggi distorsivi per i clienti finali e potenzialmente lesivi dell'immagine degli operatori.

Per questi motivi, l'eventuale definizione di indicatori reputazionali non potrà prescindere da un esteso e approfondito processo di analisi di tutti gli aspetti applicativi e degli impatti della proposta e, in ogni caso, da un adeguato coinvolgimento degli operatori interessati.

OS27 – Sviluppo strumenti di enforcement complementari alle sanzioni: codificazione impegni, watch list e self reporting.

Enel condivide le osservazioni di codesta Autorità circa la particolare onerosità dei procedimenti sanzionatori e a tal fine accoglie con favore l'introduzione o l'implementazione di strumenti alternativi finalizzati alla promozione della *compliance* regolatoria.

In tal senso, anche nell'ottica di favorire il rispetto del principio di economicità procedimentale, potrebbe risultare di particolare utilità l'introduzione dello strumento della c.d. *moral suasion* (come noto già previsto e ampiamente utilizzato da altre autorità amministrative indipendenti: si pensi all'AGCM) attraverso cui l'Autorità – nei casi di non manifesta violazione della regolazione di settore - può invitare l'operatore interessato a cessare quei comportamenti potenzialmente in grado di integrare una violazione della stessa.

Analogamente, in un'ottica di maggiore trasparenza, Enel condivide la proposta volta alla predisposizione di apposite Linee Guida che illustrino i meccanismi procedurali per la predisposizione e la valutazione degli impegni, a condizione tuttavia - in una logica deflattiva dei procedimenti sanzionatori - di non limitare il ricorso a tale strumento. Enel reputa infatti opportuno valorizzare adeguatamente lo strumento degli impegni che – a differenza della sanzione - , oltre a determinare un impatto economico sull'operatore, si traduce spesso anche in un rafforzamento delle misure già previste dalla regolazione a vantaggio dei consumatori.

Enel condivide infine anche l'orientamento teso a rafforzare il meccanismo dell'autodenuncia (c.d. *self-reporting*) attraverso la previsione – anche in questo caso funzionale a ridurre la citata onerosità connessa alla gestione dei procedimenti sanzionatori – della possibilità di accesso alla procedura semplificata di cui all'art. 5 del Regolamento Sanzioni e Impegni.

*OS28 – Sviluppo di meccanismi di monitoraggio dei mercati finalizzati anche a garantirne la trasparenza e integrità nonché del sistema di verifica ed enforcement degli obblighi previsti dal REMIT*

Enel, che condivide le finalità del Regolamento REMIT e da tempo si impegna a darne piena attuazione, ha accolto favorevolmente la recente attribuzione dei relativi poteri formali (di indagine e sanzionatori) a codesta Autorità. Enel ritiene tuttavia necessario che, all'attribuzione di tali poteri, segua la definizione da parte dell'Autorità di criteri e modalità di applicazione degli obblighi di pubblicazione delle informazioni privilegiate al fine, da un lato, di garantire una uniforme applicazione di tali obblighi e, dall'altro, giungere ad una comune e condivisa interpretazione della medesima disciplina da parte di tutte le Autorità a vario titolo coinvolte.

#### **4.1 Riorganizzazione e sviluppo degli strumenti di assistenza ai clienti finali e agli utenti**

##### *OS29 – Revisione e semplificazione del bonus elettricità e gas*

Al fine di tutelare i clienti disagiati e in coerenza con quanto disposto all'articolo 11.3 del decreto 102 del 2014, dovrebbe essere previsto un incremento del livello attuale del bonus sociale percepito dai clienti accompagnato da efficaci strategie informative nei confronti dei soggetti che pur avendo i requisiti non hanno richiesto il bonus, quali misure di accompagnamento alla revisione delle tariffe dei clienti domestici.

Nel caso in cui si decidesse di ampliare la platea dei beneficiari, data l'entità dei volumi in gioco, sarebbe necessario introdurre forti semplificazioni al meccanismo di gestione del bonus sociale.

In particolare, occorrerebbe: *i)* rimuovere il requisito della residenza tra quelli previsti ai fini dell'ottenimento del bonus; *ii)* introdurre nuove modalità di esecuzione dei controlli sul codice fiscale; *iii)* svincolare l'erogazione del bonus sociale dalla fattura di trasporto emessa dall'impresa distributrice.