

Quadro strategico 2019 – 2021 dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

Documento per la consultazione 139/2019/A



Osservazioni di Sorgenia

Milano, 10 maggio 2019

Il settore energetico sta attraversando una fase di profondo mutamento che sta già portando gli operatori, i consumatori ed il sistema ad affrontare importanti sfide su piani diversi ma sempre più interconnessi tra di loro. L'avvento di nuove tecnologie digitali, il processo di decarbonizzazione ed il superamento delle tutele di prezzo sono tutti ambiti sui quali sarà necessario svolgere un sinergico lavoro di integrazione.

Sorgenia apprezza la modalità di condivisione con gli operatori delle linee strategiche della regolazione. L'individuazione di obiettivi di riforma su un orizzonte temporale di medio termine è, a nostro avviso, la modalità più corretta per tracciare la linea di coerenza dei singoli interventi regolatori e può rappresentare per gli operatori un segnale di trasparenza e chiarezza dell'indirizzo della regolazione nell'ambito del quale effettuare le opportune scelte imprenditoriali.

Si riportano di seguito alcuni contributi puntuali relativamente agli specifici obiettivi ed alle linee di intervento delineati nella proposta di Quadro Strategico 2019-2021 posta in consultazione.

Il consumatore consapevole

OS.1 – OS.2 – OS.3 – Dare voce al consumatore – Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio – Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili

Si condivide la proposta di agevolare la trasformazione dei consumatori in attori consapevoli dei settori energetici ed ambientali, affiancando questa ad un rafforzamento del contesto competitivo. Per il perseguimento di tali importanti obiettivi risulta indispensabile che il consumatore sia coinvolto nei cambiamenti che stanno interessando il settore attraverso **campagne informative efficaci**, nonché tramite politiche di incentivazione all'utilizzo di **strumenti per il monitoraggio e l'efficientamento dei propri consumi**.

Si ritiene che un ulteriore strumento utile a garantire una maggiore consapevolezza del consumatore possa essere la promozione di canali di attivazione contrattuale che vedano la centralità del cliente nel processo di scelta di un fornitore sul mercato. In tal senso, condividiamo l'opportunità di estendere le funzionalità del **Portale delle Offerte**, anche al fine di agevolare il confronto tra le diverse offerte da parte dei consumatori. Perché questo confronto sia efficace e oggettivo, risulta però indispensabile l'individuazione di modalità con cui valorizzare adeguatamente i servizi aggiuntivi inclusi nelle offerte di energia elettrica e gas nonché l'introduzione di maggiori controlli riguardo la congruenza delle offerte pubblicate dagli operatori con riferimento alle rispettive condizioni contrattuali, al fine di garantire la correttezza delle informazioni pubblicate.

Riteniamo parimenti opportuno che il sostegno riconosciuto dalla regolazione e dal legislatore europeo e nazionale alla centralità del consumatore sia affiancato, in accordo con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, l'attento monitoraggio dei canali di acquisizione quali il *teleselling* ed il *door-to-door*.

Infine, con riferimento alla povertà energetica, nel concordare con il Regolatore circa la necessità di estendere il perimetro dei potenziali beneficiari dei Bonus sociali e di automatizzarne l'accesso, individuiamo nello stimolo all'**efficientamento** un utile contributo per contrastare il fenomeno, anche attraverso il riconoscimento normativo di un ruolo attivo alle ESCO nell'accesso ai relativi benefici fiscali.

Valutazione dell'impatto regolatorio e promozione della *compliance* regolatoria

OS.5 – OS.6 – Rafforzamento della *accountability* regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione – Promozione della *compliance* regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori

Si concorda con l'Autorità circa l'opportunità di promuovere strumenti di *self-audit* per ridurre il rischio dell'operatore di incorrere inconsapevolmente in fattispecie di errata applicazione dei disposti regolatori. In

tal senso, l'adozione di Linee Guida quale punto di raccolta dei chiarimenti forniti nel tempo ai singoli operatori consentirebbe agli stessi una migliore comprensione del dettato normativo. Di tali Linee Guida dovrebbe esser garantita adeguata diffusione e, alla luce della loro portata esplicativa, dovrebbero contenere una clausola che salvaguardi comportamenti antecedenti alla loro pubblicazione che fossero difformi ma potenzialmente in linea con interpretazioni comunque ragionevoli della norma.

Infine, auspichiamo che siano individuati processi di assistenza agli operatori, con eventuali canali di contatto dedicati, che consentano un accesso rapido e meno strutturato alla risoluzione di eventuali dubbi interpretativi, non già ricompresi nelle Linee Guida.

Mercati efficienti e integrati

OS.16 – Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo

In tema di mercato di **bilanciamento**, si ritiene necessaria la definizione di una reale ed effettiva parità di condizioni tra tutti i partecipanti, ovvero **un'applicazione rigorosa del *level playing field***, principio sostenuto al fine di evitare o rimuovere eventuali distorsioni del mercato e annoverato dalla Commissione Europea tra le linee guida del *Clean Energy Package*. I mercati di bilanciamento, almeno in Italia, richiedono infatti stringenti limiti di *performance* per gli operatori che vi partecipano e prevedono l'obbligo di presentare offerte per tutte le unità disponibili. In tale contesto, sarebbe insostenibile uno scenario in cui i vincoli di accesso al mercato e di obbligatorietà di presentazione delle offerte venissero applicati solo per alcune tecnologie in quanto questo genererebbe una distorsione nelle regole ed un'asimmetria tra gli operatori in un mercato per sua natura fortemente competitivo. Come alternativa, nell'eventuale impossibilità di realizzare un mercato con regole uniformemente applicabili a tutti gli operatori, sarebbe auspicabile la risoluzione del problema attraverso la frammentazione dei mercati in servizi.

A livello nazionale, la **valorizzazione degli sbilanciamenti** effettivi è ancora oggetto di un regime transitorio, nelle more della definizione di una disciplina eventualmente basata su prezzi nodali, ai sensi della delibera dell'ARERA 419/2017/R/eel. Dal 1° settembre 2017, infatti, è stato ripristinato il meccanismo *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tutte le unità non abilitate, in attesa di un possibile passaggio ad una disciplina basata sui prezzi nodali, inizialmente prevista dal 1° gennaio 2019. Avendo recentemente appreso l'intenzione dell'ARERA di intervenire a breve sul tema, ribadiamo il nostro appoggio, in linea con quanto previsto dal Regolamento UE 2195/2017 sul Bilanciamento Elettrico UE (EBGL), alla scelta di utilizzare il meccanismo del ***single price*** a prezzo medio ponderato, anche nell'ottica, tracciata dallo stesso EBGL, di una sua applicazione **a tutte le Unità partecipanti al MSD**. Va ribadito, infatti, che il sistema attualmente in vigore per le Unità abilitate è estremamente gravoso e può condurre, in talune circostanze, a costi significativi e assolutamente sproporzionati rispetto all'impatto che uno sbilanciamento può causare al sistema. Questo meccanismo, pertanto, oltre ad essere fortemente discriminatorio tra i diversi soggetti che operano sul mercato elettrico, introduce distorsioni evidenti ed ingiustificate nell'attribuzione dei reali costi di sbilanciamento che il sistema sopporta.

La **riforma del Mercato Infragiornaliero (MI)**, in linea con la normativa europea ed il Regolamento UE 2015/1222 CACM (*Capacity allocation and Congestion management*), implica:

- la chiusura del MI un'ora prima della consegna dell'energia (mentre a regolazione vigente le sessioni del MI chiudono circa 4 ore prima della consegna);
- l'introduzione della negoziazione continua quale modalità di scambio dell'energia.

Sorgenia sostiene che il numero di sessioni dovrà essere rivisto coerentemente con la regolazione europea, avvicinando il mercato *intraday* all'H-1 (*gate closure*) e riducendo il divario attuale di quattro ore dai mercati del dispacciamento entro il 2019. In linea generale, si preferisce un modello di contrattazione ibrida continuo/aste, al fine di mantenere i benefici di entrambi i meccanismi.

A tal proposito, e in vista di una sempre più massiccia integrazione delle fonti rinnovabili nel MSD, sarebbe utile valutare un possibile rilassamento di alcuni vincoli (c.d. intervalli di fattibilità) in modo da consentire a tutti gli operatori che operano sui mercati di poter ottimizzare e ridurre uno sbilanciamento accidentale.

Le modifiche richiedono l'introduzione di strumenti volti a coordinare il mercato infragiornaliero a contrattazione continua, con chiusura un'ora prima della consegna, con le sessioni di programmazione del mercato dei servizi di dispacciamento (cd MSD ex-ante) in cui Terna riserva la capacità utile al bilanciamento delle immissioni e prelievi. In tal senso, è opportuno prendere in considerazione l'introduzione di meccanismi che remunerino l'operatore la cui capacità è riservata da Terna in fase di MSD ex-ante e quindi non più oggetto di contrattazione nel MI. Si sostiene che l'opzione di riserva andrebbe remunerata per coprire il costo opportunità legato al vincolo che non consente all'unità abilitata di disporre su MI della capacità riservata e perciò vincolata. Si ritiene che la remunerazione del costo opportunità delle unità abilitate andrebbe garantita anche nel caso di abilitazione volontaria per fornire a Terna la necessaria disponibilità di risorse riserva di capacità.

Si ritiene che un **Mercato della capacità**, se correttamente articolato, possa rappresentare un utile strumento per guidare la transizione in atto tenendo sotto controllo adeguatezza, sicurezza e costi del sistema. Tuttavia, il disegno di Mercato della capacità fin qui sviluppato – la cui valutazione avviene peraltro in assenza di alcuni parametri essenziali per comprenderne a pieno gli effetti sul mercato – deve essere migliorato rispetto all'efficacia con cui valorizza e seleziona le risorse più flessibili, efficienti e ambientalmente sostenibili attraverso modifiche di facile applicazione:

1. Introduzione *Emissions Performance Standard* (EPS);
2. *De-rating* della capacità non abilitata;
3. Inclusione degli impianti essenziali nel Mercato della capacità;
4. Piena integrazione delle risorse di *Demand Side Response* (DSR) nel mercato della capacità.

In merito alla **riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas** naturale relativa ai prelievi di gas ai *city gate*, si condividono gli obiettivi dell'Autorità. Si ribadisce che tali revisioni costituiscono un ulteriore tassello a completamento delle discipline di *switching* e *settlement gas*, inserendosi all'interno di un quadro regolatorio già in gran parte definito. Sorgheria intende rinnovare il proprio apprezzamento a favore delle funzioni e del ruolo attribuito al SII di garante dei rapporti commerciali tra Utente del Bilanciamento (UdB) e Utente della Distribuzione (UdD). Si apprezza inoltre la recente Delibera dell'Autorità che esclude i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto dalla riforma dei conferimenti. Tuttavia, sarà necessario arrivare ad un chiarimento in merito al progetto pilota per i termoelettrici, a valle anche delle Delibere sui criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023), che ha incluso la rete regionale di gasdotti nell'ambito della metodologia dei prezzi di riferimento.

OS.17 – Funzionamento efficiente dei mercati *retail* e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato

I dati ad oggi disponibili relativi allo stato di effettiva apertura dei mercati dell'energia testimoniano che il sistema non è stato in grado di generare una reale concorrenza nel settore impedendo di fatto ai consumatori di beneficiare appieno dei vantaggi connessi alle dinamiche concorrenziali.

In particolare, gli esiti del monitoraggio svolto dall'ARERA con riferimento all'anno 2017 descrivono una situazione molto critica per il Mercato elettrico *retail* evidenziando solo un leggero miglioramento dell'indice di concentrazione del mercato domestico (che resta comunque elevato), ed una contestuale preoccupante

aumento della quota di mercato dell'operatore dominante. L'82,7% dell'energia complessivamente venduta ai clienti domestici (Mercato libero e Maggior tutela) risulta fornita dai primi 5 operatori integrati, mentre si rileva un incremento del numero di operatori presenti sul mercato libero a parità di "quota contendibile" e una conseguente riduzione delle quote di mercato riferibili ai soli operatori attivi sul solo Mercato libero. Si evidenzia inoltre che il tasso di *switching* resta sostanzialmente invariato rispetto agli anni precedenti (10,06%) e che il 68% di coloro che abbandonano la Maggior tutela lo fanno verso il venditore appartenente al medesimo gruppo societario.

Si auspica quindi che, per quanto riguarda la **cessazione delle tutele di prezzo**, venga mantenuta e rispettata la data del 1° luglio 2020 come deciso momento di discontinuità con l'attuale sistema. L'incertezza sulle tempistiche, oltre a penalizzare gli investimenti che gli operatori intendono realizzare, pone in una posizione di vulnerabilità i consumatori finali. In particolare, si ritiene opportuno che siano individuati meccanismi idonei ad assicurare, nella fase di transizione, il raggiungimento di un assetto di mercato realmente competitivo, anche attraverso misure volte a ridurre il grado di concentrazione del mercato. Si ritiene inoltre necessario riconoscere e valorizzare la centralità del consumatore, prevedendo da subito l'avvio di penetranti e diffuse campagne informative istituzionali volte ad accompagnare il processo di rimozione delle tutele di prezzo nel settore energetico. Tali campagne dovrebbero contribuire ad indirizzare il cliente verso il mercato libero, evidenziando inequivocabilmente i benefici attesi dalla liberalizzazione.

Con riferimento all'ulteriore adeguamento di aspetti contrattuali e regolatori a tutela del cliente finale, si sottolinea in particolare la necessità di prendere in considerazione l'utilizzo di modalità di relazione innovative verso i clienti che scelgono i **canali digitali** per sottoscrivere le offerte commerciali di energia elettrica e gas e per gestire il rapporto con il proprio fornitore. La regolazione, e più in generale, la normativa, non dovrebbero infatti in nessun caso costituire un ostacolo alla formulazione di offerte innovative, imponendo vincoli incoerenti con la natura delle stesse, tanto in termini di documenti utili all'attivazione contrattuale quanto in termini di canali di gestione del rapporto contrattuale.

OS.18 – Razionalizzazione e semplificazione dei flussi operativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato

Le società di vendita ad oggi devono ancora avvalersi direttamente delle società di distribuzione per numerose attività essenziali (quali ad esempio l'attivazione e il distacco delle forniture di elettricità e di gas), essendo però le uniche responsabili del complessivo servizio reso ai clienti finali. A fronte di questo assetto, la regolamentazione non prevede tuttavia adeguati meccanismi di **responsabilizzazione del distributore** affinché le attività di sua competenza siano rese con standard elevati di qualità ed efficienza. Si pensi in particolare al servizio di attivazione di una nuova fornitura, rispetto al quale riscontriamo, soprattutto con riferimento ai distributori di gas naturale, importanti ritardi ed inefficienze che tipicamente vengono attribuite dal cliente al venditore cui si è rivolto. Si segnala a tal proposito che questo stato di cose ha portato numerosi venditori attivi sul mercato libero a non rivolgersi a clienti che devono effettuare una nuova attivazione al fine di non subire le inefficienze di questo processo e la conseguente immagine negativa che verrebbe attribuita dai clienti al venditore stesso.

Con riferimento ai **processi di gestione del cliente** si auspica pertanto il rapido completamento del percorso già intrapreso di centralizzazione di queste attività presso il Sistema Informativo Integrato (SII).

Inoltre, relativamente al processo di *switching* si rileva che tempistiche con cui oggi è possibile cambiare fornitore sono incompatibili con le aspettative dei clienti. Pur avendo fortemente ridotto la tempistica dello *switching*, l'assetto regolatorio è tale per cui il cliente può essere attivato solo a partire dal primo giorno del mese successivo a quello in cui è avvenuta la richiesta di *switching*. Questa rigidità di processo fa sì che in alcuni casi il cliente viene attivato dopo circa 50 gg.

Con riferimento al **servizio di distribuzione gas**, si auspica che vengano adottati con urgenza degli interventi volti a regolare ed uniformare il servizio sull'intero territorio nazionale. Nello specifico si fa riferimento al tema delle garanzie finanziarie che il distributore può richiedere all'utente in quanto l'assenza di adeguata regolazione sul tema espone i venditori ad «abusi di potere» da parte dei distributori. Si auspica inoltre l'avvio di procedimenti volti alla standardizzazione delle fatture di trasporto, così come già fatto per il settore elettrico, e la uniformazione dei listini delle prestazioni tecniche in modo da garantire una maggiore trasparenza dei costi associati alle prestazioni sia ai clienti sia agli utenti della distribuzione. Si ritiene inoltre necessario un aumento della frequenza dei tentativi di lettura dei contatori gas al fine di ottenere anche in questo settore una numerosità significativa di fatture i cui consumi contabilizzano dati reali.

Con riferimento alla **gestione delle misure nel settore elettrico**, si concorda rispetto alla necessità di superare progressivamente il meccanismo di profilazione dei prelievi (c.d. "*load profiling*"), passando all'utilizzo delle misure effettive ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento, anche al fine di consentire una previsione dei consumi dei clienti basata su effettive rilevazioni orarie. Si segnala però che questo dovrebbe avvenire non prima della completa installazione dei misuratori di nuova generazione nel settore elettrico, c.d. "misuratori 2G". Relativamente all'installazione dei **misuratori 2G** si segnala la necessità di prevedere tempi certi per la conclusione dell'installazione massiva di tali misuratori da parte di tutti i distributori, che costituisce condizione necessaria a garantire ai consumatori su tutto il territorio nazionale di beneficiare delle potenzialità dei misuratori di ultima generazione. Allo stesso tempo tuttavia, si segnala come i venditori finora abbiano riscontrato un peggioramento dei flussi di misura trasmessi dal distributore per i punti presso cui è stata effettuata l'installazione di misuratori 2G (ad esempio si segnala: letture che non vengono trasmesse o vengono trasmesse in ritardo rispetto alle tempistiche previste, misure oggetto di rettifiche spesso incomplete o incoerenti, mancata comunicazione della lettura iniziale tra il misuratore installato e quello sostituito). Seppure si comprenda la difficoltà di un perfetto allineamento agli standard nella fase di avvio di una nuova disciplina, quale quella che riguarda la messa a disposizione delle letture dei misuratori 2G, si sottolinea la necessità di una maggiore attenzione alla qualità dei flussi di misura relativi a tali misuratori, soprattutto in previsione di una fase di installazione che diventerà più intensa e che coinvolgerà anche distributori di medie o piccole dimensioni. La qualità del dato di misura influisce infatti sulla qualità del servizio fornito dai venditori e quindi, in ultima battuta, sui clienti finali e sulla loro possibilità di sfruttare appieno le potenzialità di tali misuratori. Risulta quindi opportuno strutturare un sistema di penali efficaci al fine di garantire il rispetto dei requisiti prestazionali dei misuratori 2G e dei relativi flussi di misura.

È urgente il completamento della regolazione relativa alla **prescrizione breve**, come previsto dall'art. 1 comma 4 della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (Legge Bilancio 2018), al fine di garantire l'effettiva applicabilità del disposto normativo, che introduce il diritto a eccepire la prescrizione biennale, lungo l'intera filiera della fornitura di energia elettrica e di gas naturale. In particolare, è indispensabile la definizione da parte dell'Autorità delle tempistiche e delle modalità per l'esercizio della prescrizione biennale da parte dei venditori nei confronti di Terna S.p.A. e di Snam Rete gas S.p.A. e delle modalità secondo cui i mancati incassi, dovuti a eccezione di prescrizione, siano imputabili ai soggetti responsabili.

OS.19 – Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio controparte nei servizi regolati

Si condivide l'obiettivo di implementare ulteriori misure volte a garantire il sistema e i clienti finali rispetto alle conseguenze economiche di possibili default degli operatori della vendita, attraverso lo sviluppo di strumenti per misurare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti del sistema.

Si ritiene tuttavia opportuno anche potenziare ed integrare gli strumenti a tutela della **morosità dei clienti finali** a disposizione dei venditori, per consentire ai clienti buoni pagatori di beneficiare pienamente delle opportunità di risparmio che il mercato potrebbe offrire.

Si consideri infatti che il tasso di morosità (in termini % rispetto al numero di PdP serviti) dei clienti Domestici in BT è in ripresa per quanto riguarda la Maggior tutela e – sia pur in flessione – è considerevolmente più alto sul Mercato libero (3,8% contro 6%, dati ARERA 2017).

Si ritiene quindi opportuno potenziare gli strumenti a contrasto della morosità già esistenti attraverso:

- Una modifica del sistema indennitario, scollegando l'indennizzo Cmor dal POD/PDR in uso da parte del cliente al momento della richiesta, ma associandolo unicamente al cliente identificato dal codice fiscale/P.IVA;
- L'estensione del sistema indennitario, così come riformato, anche ai clienti MT e con consumi annui superiori a 200.000 Smc;
- L'introduzione della banca dati dei clienti morosi, dando la possibilità di ottenere informazioni su sospensioni, indennizzi Cmor, eventuali contestazioni in corso da parte del cliente sui pagamenti, costituzioni in mora trasmesse al cliente, ecc., non solo con riferimento al POD/PDR ma anche con riferimento al cliente (previo consenso contrattuale del medesimo) identificato dal codice fiscale/P.IVA;
- L'efficientamento del processo di sospensione/interruzione della fornitura;
- Un arricchimento delle informazioni rese disponibili nell'ambito dello *switching* con riserva.

Si ritiene inoltre necessario ed urgente adottare provvedimenti per limitare le conseguenze delle frodi attuate dai clienti finali, il cui impatto economico viene ad oggi completamente assorbito dai venditori e su cui la regolazione non è ancora intervenuta. A tal proposito si segnala che il fenomeno, pur non avendo una frequenza elevata, può determinare un'incidenza importante sul bilancio delle aziende. In generale si ritiene che a fronte di manomissioni del contatore accertate dal distributore e risalenti ad una data antecedente a quella in cui il cliente è entrato in fornitura con il venditore medesimo, il venditore non dovrebbe accollarsi gli importi insoluti relativi ai conguagli derivanti da un comportamento non corretto da parte del cliente, non intercettabile tramite gli strumenti che consentono di verificare l'affidabilità a livello creditizio dei clienti. In questi casi infatti il venditore è impossibilitato a valutare correttamente i rischi derivanti dalla contrattualizzazione del cliente, non essendo a conoscenza del suo vero livello di consumi. Al fine di moderare il fenomeno, si ritiene inoltre necessario introdurre nella regolazione opportuni incentivi/obblighi ai distributori affinché il riscontro di eventuali manomissioni ai contatori avvenga in modo più tempestivo. Si propone ad esempio di introdurre, almeno con riferimento ai clienti di dimensioni più rilevanti (ad esempio i clienti connessi in MT e AT e con consumi di gas superiori a 200.000 mc/anno), un obbligo di verifica periodica da parte dei distributori rispetto alla eventuale presenza di manomissione dei contatori e rispetto al corretto funzionamento degli stessi.

Con riferimento al settore elettrico, si ritiene urgente intervenire per la definizione di meccanismi per un'adeguata compensazione ai venditori dell'eventuale mancato incasso degli oneri generali di sistema: il modello a tendere dovrebbe riconoscerne la natura fiscale o parafiscale. In questo caso, le relative modalità di riscossione e di gestione del rischio di credito potranno essere quindi mutate da quanto recentemente disposti per il Canone Rai, prevedendo un ruolo attivo dell'Agenzia delle Entrate con particolare riferimento al recupero degli insoluti. È inoltre necessario identificare modalità efficienti e tecnicamente percorribili che consentano di reintegrare i venditori degli oneri di sistema non incassati almeno a partire dal 1 gennaio 2016 (data di entrata in vigore della disciplina invalidata dal Giudice amministrativo) e non più recuperabili.

Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche

OS.20 – Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio

Sorgenia concorda in linea generale con il principio di un approccio che premia il valore del servizio erogato (output-based), basati sul controllo complessivo della spesa (totex) proposto in consultazioni precedenti. Si apprezza, anche se appare sfidante, la data obbiettivo precedentemente proposta del 2020/2021 come applicazione dell'approccio totex, limitata al servizio di trasmissione, con un'eventuale estensione, nel sesto periodo regolatorio, alle imprese di distribuzione con oltre 300.000 punti di prelievo e a tendere ad una generale armonizzazione, coinvolgendo anche gli operatori di minore dimensione.

Per quanto riguarda le infrastrutture, esse rappresentano uno degli elementi chiave su cui si dovrà puntare per garantire la sicurezza complessiva degli approvvigionamenti ed un corretto funzionamento dei mercati energetici. In proposito si concorda con lo sviluppo infrastrutturale della rete proposto da Terna, in particolare sulla dorsale adriatica, per ridurre la permanenza di vincoli di transito tra zone di mercato, le congestioni ed i vincoli di rete che rischiano sempre più di determinare condizioni di inefficienza, di scarsa flessibilità e minore economicità nella produzione e nel dispacciamento.

Si ritengono valide quindi le analisi svolte da Terna relative alla necessità di effettuare importanti investimenti per adeguare la rete e renderla più sicura, specialmente nello scenario prospettato di 30% di energia rinnovabile nei consumi finali lordi al 2030, come illustrato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Tale progetto deve essere accompagnato da un costante monitoraggio sulla durata delle procedure amministrative di valutazione dei piani e dei progetti di rete. Infatti, la generale adesione agli obiettivi di sicurezza e flessibilità del sistema spesso non trova riscontro negli iter autorizzativi degli interventi infrastrutturali necessari, che scontano ritardi e valutazioni contrastanti o addirittura non conciliabili da parte delle Amministrazioni coinvolte, anche in caso di esito positivo delle valutazioni di impatto ambientale. I rimedi istituzionali fin qui messi in atto, nell'ambito della semplificazione, non hanno eliminato i gravi ritardi soprattutto nel superamento di alcuni colli di bottiglia tra le aree del Paese.

Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali

OS.22 – Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale

Il Regolamento sul Bilanciamento Elettrico UE (EBGL) propende per un approccio self dispatch, significativamente diverso dall'attuale modello del dispacciamento in Italia basato sul modello central dispatch. Siamo, quindi, favorevoli ad accogliere un approccio graduale di modifica, in considerazione anche della complessità del lavoro di armonizzazione a livello regolatorio e strutturale per il Paese.

I diversi progetti pilota di Terna, ed in particolare le UVAM, sono stati certamente una buona occasione per testare il comportamento di nuove forme di aggregazione sul MSD e testare la promozione di normativa secondaria. Per valutare al meglio il potenziale degli aggregati virtuali e il loro futuro ruolo nel sistema elettrico sarà comunque necessario valutare le informazioni sui risultati della sperimentazione che Terna metterà a disposizione degli operatori e rivedere la regolazione.

Si ribadisce che a tendere tutte le risorse abilitate al MSD possano partecipare in maniera egualitaria, rispettando così il level-playing field previsto dal Regolamento UE 2017/2195 sul bilanciamento elettrico. Riteniamo quindi necessario che vengano chiarite le modalità di partecipazione a regime delle UVAM nel MSD e di accesso delle stesse al Mercato della capacità, anche al fine di evitare una sovrapposizione che aumenterebbe la complessità gestionale del Balancing Service Provider (BSP, che corrisponde alla figura dell'aggregatore).