

QUADRO STRATEGICO ARERA 2019-2021

Documento per la consultazione 139/2019/A del 9 aprile 2019

Osservazioni di Elettricità Futura

9 maggio 2019

Il settore energetico sta attraversando una fase di profondo cambiamento, inquadrabile all'interno del più ampio processo di decarbonizzazione, innovazione tecnologica e digitalizzazione che sta interessando tutti i settori delle attività umane. Questa "transizione energetica", è destinata a rafforzarsi in maniera significativa nei prossimi anni, anche alla luce degli obiettivi climatici che sono stati individuati a livello europeo con gli obiettivi UE al 2030 e nazionale con il recente Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

L'incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili, l'innovazione tecnologica e la digitalizzazione rendono infatti possibili degli scenari energetici completamente nuovi rispetto al passato: dalla diffusione della generazione elettrica rinnovabile ed efficiente, passando per la digitalizzazione e smartizzazione delle reti, fino al ruolo centrale del consumatore attivo nel sistema, la regolazione avrà sempre di più il ruolo di vero abilitatore della transizione energetica e dell'economia circolare.

In tale contesto è più che mai necessario che l'attività dell'ARERA, ma anche di tutti i diversi soggetti istituzionali aventi un ruolo nella disciplina del settore, sia improntata all'equilibrio e alla tempestività, in quanto le scelte che sono chiamati a compiere incideranno in misura molto più forte che in passato sull'assetto del settore.

Apprezziamo l'impegno dell'ARERA nell'individuare le linee strategiche delle azioni che dovranno essere intraprese nei prossimi anni e condividiamo l'orientamento a procedere con un approccio di semplificazione, in un'ottica maggiormente output based che punti al raggiungimento di determinati risultati lasciando più libertà di manovra agli operatori (sia in ambito retail che wholesale). Tale approccio dovrebbe riservare inoltre attenzione alla necessità di evitare oneri eccessivi per gli operatori nell'ambito delle attività di *reporting* e monitoraggio, oltre all'opportunità di accompagnare una fase di sviluppo dei mercati e superamento delle tutele di prezzo.

Apprezziamo in particolare il processo partecipativo previsto dall'Autorità attraverso la presente consultazione e le relative audizioni. Riteniamo che il Quadro Strategico, alla luce dei trend evolutivi descritti in precedenza, debba porre maggiore attenzione alle tematiche riguardanti le fonti rinnovabili, la generazione distribuita, gli accumuli e la mobilità sostenibile, in quanto elementi trainanti della transizione energetica già in atto, che forniranno un contributo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei.

Riteniamo infine che tra le priorità strategiche dell'ARERA debba senza dubbio esserci anche la salvaguardia del proprio ruolo di autorità amministrativa indipendente.

In relazione agli specifici obiettivi ed alle linee di intervento delineati nella proposta di Quadro Strategico 2019-2021 posta in consultazione, riportiamo di seguito alcuni contributi puntuali sui temi di maggiore interesse associativo.

Il consumatore consapevole

Il Clean Energy Package ha chiaramente individuato nel consumatore finale colui che avrà un ruolo centrale nel futuro sistema elettrico. A tal fine, un importante contributo potrà essere fornito dalla disponibilità dei dati e la completa apertura del mercato, poiché un mercato completamente liberalizzato e concorrenziale potrà consentire un migliore sviluppo di una pluralità di offerte sempre più “tailor made” (non necessariamente limitate alla commodity energetica).

OS.1 Dare voce al consumatore e OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio

Condividiamo in generale gli orientamenti dell’Autorità e ribadiamo che uno degli elementi più importanti è la creazione di un contesto di piena consapevolezza dei consumatori finali. A tal fine è essenziale una campagna di comunicazione istituzionale efficace, terza e imparziale, soprattutto con riferimento alle opportunità del mercato libero e al previsto superamento dei regimi tutelati.

Auspichiamo in tal senso un coordinamento tra Governo e ARERA per definire le modalità di comunicazione e contenuti della suddetta campagna, prevedendo eventualmente un percorso partecipato attraverso consultazione pubblica per la selezione dei canali e dei messaggi chiave da veicolare ai consumatori finali.

Riconosciamo inoltre le potenzialità, in termini di capacitazione e partecipazione dei consumatori finali, connesse all’entrata in operatività del Portale Consumi. Riteniamo tuttavia opportuno segnalare, come già fatto in altre sedi, che il servizio offerto da questo Portale dovrà caratterizzarsi per la sua essenzialità, limitandosi alla messa a disposizione dei dati di consumo in formato xml ed evitando rielaborazioni di dati e comparazioni con clienti-tipo. Questi servizi a valore aggiunto sono infatti sempre più parte integrante delle offerte commerciali di molteplici operatori del mercato libero e non si ravvede la necessità che siano anche offerti dal Portale. In considerazione poi della sensibilità delle informazioni presenti sul Portale, l’eventuale accesso di parti terze ai dati dei consumatori dovrebbe essere oggetto di consenso esplicito e verificabile del cliente finale e dovrebbero essere stabiliti requisiti stringenti da rispettare per il soggetto terzo che desideri avere l’accesso a tali dati. Deve infatti essere obiettivo primario quello di evitare ogni utilizzo inconsapevole e fraudolento dei dati resi disponibili sul Portale.

L’estensione delle funzionalità a fini comparativi dell’altro portale previsto dall’Autorità, il già attivo Portale Offerte, presenta anch’essa alcune problematiche. Innanzitutto, per quanto si riconosca come fondamentale la capacità del consumatore di orientarsi sul mercato, riteniamo che per il raggiungimento di quest’obiettivo sia necessario dare piena consapevolezza al cliente finale del funzionamento e delle opportunità offerte dal mercato libero. Il Portale Offerte al contrario corre il rischio di ridurre la comparazione delle offerte semplicemente ad una differenza di prezzo, senza che questo si traduca in una maggiore consapevolezza del cliente. Andrebbe inoltre chiarito il concetto stesso di “confrontabilità”: grazie alle nuove tecnologie, gli operatori ad oggi stanno ampliando il proprio parco offerte con proposte che integrano la fornitura energetica con beni e servizi aggiuntivi, facendo sì che il valore della singola offerta sia valutato diversamente da cliente a cliente, in base alle proprie preferenze. Al contrario, una confrontabilità fortemente incentrata sul prezzo dell’offerta, e non sulle caratteristiche della stessa, rischia di creare una competizione al ribasso tra gli operatori, limitandone fortemente la capacità innovativa, a discapito dei clienti finali.

OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili

Condividiamo l’orientamento dell’Autorità che vede la necessità di interventi legislativi volti ad aumentare l’efficacia degli strumenti di tutela per i clienti vulnerabili e ampliare la platea. Senza entrare nel merito della quantificazione del livello di agevolazione da riconoscere (aspetto di pertinenza politico-sociale), per

rispondere al grave problema della scarsità di fruizione del bonus sociale, proponiamo di garantire l'informazione e di semplificare l'accesso, rendendo automatico il processo di riconoscimento e di rinnovo.

Il rafforzamento del Bonus sociale, volto a garantire maggiormente alle fasce più deboli di consumatori il diritto all'energia, può avere inoltre un importante effetto sul contrasto alla morosità dei clienti finali, che negli ultimi anni ha assunto una dimensione sempre più rilevante. Rendendo tale strumento più efficace infatti, indirettamente si riduce la quota di morosità "da bisogno", consentendo di intervenire al potenziamento degli strumenti di prevenzione e contrasto della morosità "intenzionale" attraverso modalità da definire e con il pieno consenso di tutti gli stakeholder.

Proposte:

1. campagna informativa istituzionale (per es. attraverso i media nazionali) sull'esistenza dell'agevolazione e sulle modalità di accesso;
2. coinvolgimento delle Associazioni dei Consumatori nella promozione dello strumento e nell'assistenza alla fruizione;
3. automatismo per l'ammissione al Bonus per disagio economico, centrato sul ruolo del Sistema Informativo Integrato (SII) che dovrebbe consentire l'incrocio automatico dei dati anagrafici con quelli relativi alle utenze di elettricità e gas. Ciò potrebbe avvenire attraverso l'attivazione di un canale di scambio di informazioni tra INPS, che possiede le informazioni anagrafiche e reddituali dei clienti che hanno ottenuto la certificazione ISEE, ed il SII, che dalle anagrafiche dei clienti può risalire ai dati relativi alle utenze di elettricità e gas;
4. pieno automatismo anche per il Bonus per disagio fisico, incrociando le informazioni in possesso delle ASL sui clienti che utilizzano apparecchi elettromedicali con quelle del SII.

Le sopra citate misure di agevolazione per le situazioni di povertà energetica potrebbero essere più efficaci e meno onerose per il sistema se, di pari passo, si eliminassero le cause fisiche di dispersione energetica. Pertanto, risulta essenziale favorire la rigenerazione del parco immobiliare del nostro Paese e soprattutto degli edifici social housing e di proprietà/gestiti dalle amministrazioni locali, che versano spesso in condizioni critiche dal punto di vista energetico. Questo può essere fatto introducendo misure concrete che promuovano la riqualificazione energetica complessiva a partire dall'involucro (e non solo degli impianti) e consentano la realizzazione di interventi radicali che favoriscano al contempo una riduzione della spesa energetica delle amministrazioni proprietarie e degli inquilini, oltre che la fornitura di alloggi più confortevoli per la popolazione meno abbiente. In questi termini va sicuramente perseguita una collaborazione tra le amministrazioni pubbliche e le ESCO che realizzano investimenti, anche nell'ambito di progetti di partenariato pubblico/privato.

Inoltre, condividiamo e supportiamo la necessità definire e standardizzare i processi da intraprendere in aiuto di chi è vittima di eventi eccezionali e calamità. Segnaliamo infatti come la mancanza in passato di definizioni univoche e procedure uniformi abbia creato serie difficoltà nell'applicazione degli interventi in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato il Centro Sud Italia (ad esempio la mancata definizione delle cosiddette "zone rosse").

In relazione alla Linea di intervento "d", riteniamo che sia necessario semplificare l'attuale quadro regolatorio, adottando una definizione univoca di autoconsumo e promuovendo la realizzazione di sistemi alimentati da impianti FER e/o CAR caratterizzati da elevati standard di qualità/sicurezza del servizio e della rete privata, se ne risulta necessaria e conveniente la realizzazione. Inoltre, sarà opportuno regolamentare sia lo scambio virtuale - ad es. attraverso lo "scambio sul posto perimetrale" anticipato dall'ARERA - che lo scambio fisico - attraverso reti fisiche interne - per consentire la scelta dell'opzione più rispondente alle specifiche esigenze energetiche locali. Le misure di supporto potranno continuare ad essere di tipo implicito nel breve periodo

(previa corretta/adequata calibrazione delle stesse rispetto ai costi delle tecnologie) mentre nel lungo periodo occorrerà valutare l'adozione di misure esplicite, controllabili e trasparenti, in grado di sostenere configurazioni di autoconsumo efficienti, flessibili e sostenibili, nel rispetto dei principi di «cost reflectivity» e di efficienza di sistema, confermati a livello europeo.

Infine, sarà opportuno regolamentare in via sperimentale ed evitando un'inefficiente duplicazione della rete, la realizzazione di nuovi sistemi in autoconsumo anche nella configurazione "uno a molti" (compresi gli SDC) e di nuove comunità energetiche locali purché si assicuri una completa integrazione di tutte le risorse distribuite nei meccanismi di mercato (bilanciamento, partecipazione ai costi di sistema) e il mantenimento dei diritti dei clienti compresi al loro interno (es. qualità fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione, etc).

Approccio regolatorio all'innovazione di sistema

OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca

Per affrontare le evoluzioni che il sistema elettrico incontrerà nei prossimi anni, si ritiene che un approccio sperimentale, ad esempio tramite l'implementazione di progetti pilota (*sandboxes*), possa essere la strada giusta per individuare le migliori soluzioni dal punto di vista dei benefici per il sistema. La possibilità di operare in deroga alla regolazione di settore consentirebbe di anticipare i tempi burocratici e di rimuovere quegli elementi di freno all'innovazione che sono spesso causati dalla presenza di un contesto regolatorio ancora non sufficientemente agile e al passo con le rapide e profonde trasformazioni del settore attivate dalla digitalizzazione.

In particolare, riteniamo che questo approccio possa risultare di grande utilità per consentire di testare nuovi modelli di business lungo la parte finale della filiera, ad esempio in connessione allo sviluppo di nuove tipologie di offerte commerciali innovative e con riferimento alla generazione distribuita, che sempre più giocherà un ruolo determinante nell'evoluzione del sistema energetico e nell'empowerment del territorio e dei cittadini, ad esempio tramite lo sviluppo di comunità energetiche locali.

La delibera 300/2017, ad esempio, ha previsto l'avvio di progetti pilota per sperimentare una prima apertura di MSD alla domanda elettrica, alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate, nonché ai sistemi di accumulo. Elettricità Futura ha accolto con favore tale processo per la sperimentazione di nuove forme di partecipazione al MSD, ritenuto necessario per garantire la fornitura dei servizi di rete e migliorare l'integrazione di nuovi soggetti nel sistema, come anche indicato dal Clean Energy Package.

Valutazione dell'impatto regolatorio e promozione della compliance regolatoria

OS.5 Rafforzamento della *accountability* regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione

Elettricità Futura condivide l'orientamento proposto dall'Autorità circa il rafforzamento e l'ampliamento del ruolo e dell'ambito di attività dell'Osservatorio della regolazione. L'Osservatorio ha dimostrato nel corso della sua attività di costituire un valido strumento sia di confronto diretto e contestuale tra i diversi stakeholders (modalità non replicabile nelle consultazioni formali che si svolgono attraverso l'invio da parte dei soggetti interessati delle rispettive posizioni), sia di rendicontazione dell'operato dell'Autorità per l'attività regolatoria svolta. Riteniamo pertanto apprezzabile il coinvolgimento dell'Osservatorio riguardo alle tematiche ambientali e di economia circolare, nonché la creazione di un network di riferimento allargato per la valutazione degli effetti della regolazione.

Si concorda inoltre con la volontà dell'Autorità nel voler sviluppare strumenti specifici per la valutazione ex-post dell'impatto dei provvedimenti regolatori adottati.

OS.6 Promozione della *compliance* regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori

Elettricità Futura valuta positivamente l'obiettivo di una riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori con modalità che comunque salvaguardino la possibilità alle parti in causa di poter adeguatamente rappresentare le proprie argomentazioni. Al fine di ridurre le circostanze che possono portare a procedimenti sanzionatori, riteniamo inoltre utile che l'ARERA, come già fatto da altre Autorità, attivi un canale di comunicazione finalizzato alla ricezione di richieste e la pubblicazione di chiarimenti utili a prevenire errate interpretazioni della regolazione e/o del suo coordinamento con la normativa, da parte degli operatori.

Condividiamo l'introduzione di strumenti di enforcement complementari alle sanzioni in quanto l'azione meramente sanzionatoria presenta alcuni limiti, ad esempio la possibilità di non riuscire a prevenire le violazioni, mentre un'efficace azione di moral suasion potrebbe limitarle all'origine.

Infine, apprezziamo l'introduzione in via sperimentale di Linee Guida per la predisposizione e valutazione di self-audit, al fine di sviluppare uno strumento utile e positivo che stimoli l'assunzione di impegni da parte degli operatori e fornisca alle imprese maggiori certezze interpretative e, in definitiva, operative nell'ottica di una sempre crescente responsabilizzazione.

Mercati efficienti ed integrati

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

L'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente, con il percorso avviato dai DCO 354/2013 e 298/2016 e definito dalle delibere 300/2017 e 372/2017, ha intrapreso un processo di revisione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento verso un'apertura alla partecipazione di nuovi soggetti, per incrementare la fornitura di servizi di rete necessari al sistema elettrico nazionale e per integrare sempre di più tali soggetti nel sistema elettrico.

La delibera 300/2017, anche in vista della costituzione del testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il Balancing Code Europeo, ha previsto l'avvio di progetti pilota per sperimentare una prima apertura di MSD alla domanda elettrica, alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate, nonché ai sistemi di accumulo. Tale processo per la sperimentazione di nuove forme di partecipazione al MSD secondo criteri di neutralità tecnologica, è fondamentale per garantire la fornitura dei servizi di rete e migliorare l'integrazione di nuovi soggetti nel sistema.

Riteniamo necessario, a seguito dei Progetti pilota di Terna (UVAC - UVAP - UVAM - UPR - UPI), completare l'apertura, a regime, del MSD a tutte le risorse della domanda (incluso il vehicle to grid) e dell'offerta, incluse le fonti rinnovabili, la generazione distribuita e lo storage, secondo le previsioni del Target Model e del Balancing Code UE. Inoltre, l'apertura del mercato dei servizi ancillari a tutte le risorse disponibili (compresi i sistemi di accumulo, la domanda attiva, fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita) in forma aggregata, oltre a tenere in conto le evidenze dei progetti pilota avviati negli ultimi mesi, dovrebbe prevedere anche la possibilità di aggregare una unità di produzione rilevante con sistemi di accumulo, domanda, fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita.

In linea con i progetti pilota di Terna ex delibera ARERA 300/2017, dovrà essere realizzato un ridisegno complessivo dei mercati dell'energia e del dispacciamento, con l'obiettivo di allargare la partecipazione alle fonti oggi non ammesse, riducendo i tempi che oggi intercorrono tra programmazione e immissione. In tal

modo verrà incoraggiata la partecipazione attiva ai mercati di quei soggetti che scontano una difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo.

La fornitura dei servizi di rete in MSD e in MB dovrebbe essere aperta anche agli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione. Riteniamo inoltre necessario che vengano definiti nuovi servizi remunerati (ad esempio regolazione di tensione e frequenza) utili al corretto funzionamento del sistema nel rispetto delle caratteristiche fisico-tecniche della rete e per migliorare la flessibilità del sistema.

Auspichiamo l'introduzione all'interno del MSD di forme di contrattualizzazione a termine a completamento dell'attuale struttura basata su un orizzonte prevalentemente spot, al fine di fornire segnali di medio-lungo termine sulla necessità di investimenti e disinvestimenti in flessibilità e di rendere noti al mercato con adeguato anticipo i fabbisogni delle diverse risorse di dispacciamento del TSO.

L'approvvigionamento di Terna delle riserve di bilanciamento nel mercato del dispacciamento (in particolare, MSD ex-ante) in concomitanza con un mercato dell'energia in chiusura un'ora prima della consegna, dovrà necessariamente essere associato ad una remunerazione della capacità impegnata.

Con riferimento alla revisione della disciplina degli sbilanciamenti, è necessario perseguire un sistema single price con prezzi medi ponderati per tutte le tipologie di unità, poiché tale sistema, come previsto anche dal target model europeo, appare più in grado di dare i segnali di prezzo aderenti ai reali costi causati dagli sbilanciamenti di cui l'unità è responsabile. Inoltre, il superamento dell'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche, anche attraverso il riferimento ai prezzi nodali, dovrà avvenire in modo graduale e considerando gli eventuali impatti economici che potranno derivarne.

Per quanto riguarda il Capacity Market, riteniamo essenziale che le aste vengano avviate quanto prima e comunque entro il 2019, per beneficiare della clausola di *grandfathering* per i contratti sottoscritti prima di tale data, come previsto dal Regolamento sul Mercato Elettrico europeo approvato a dicembre 2018.

L'avvio di tale sistema è sempre più necessario per andare a ridurre, con un meccanismo competitivo di mercato, i rischi di insufficiente adeguatezza del sistema, tramite l'individuazione di segnali di prezzo di medio termine che permettano agli operatori di prendere le decisioni di investimento necessarie per garantire la presenza di capacità di cui il sistema elettrico avrà bisogno. Affinché il nuovo meccanismo dispieghi a pieno i potenziali benefici conseguibili in termini di adeguatezza, competitività ed efficienza, è necessario un opportuno coordinamento con le iniziative legislative volte a semplificare ed accelerare i processi autorizzativi sia dei nuovi impianti di produzione (convenzionali e rinnovabili), sia delle infrastrutture di trasporto elettrico. È importante a tal fine che le tempistiche degli interventi regolatori siano definite coerentemente con le tempistiche di sviluppo delle infrastrutture necessarie al passaggio dalla situazione attuale allo scenario target, in modo da garantire gli obiettivi di decarbonizzazione e di sicurezza/adeguatezza del sistema elettrico e consentire agli operatori di pianificare correttamente ed efficientemente investimenti e disinvestimenti.

In concomitanza con l'avvio del Capacity Market, che fornirà i segnali di prezzo per le scelte in materia di gestione della capacità di generazione (investimento/disinvestimento/mantenimento in efficienza), al fine di addivenire ad un quadro di diritti ed obblighi ragionevole e coerente, occorrerà intervenire su due aspetti:

- a) chiarire il quadro degli obblighi a carico dei titolari di impianti con capacità superiore ai 10 MVA di cui all'art. 1 quinquies del DL 239/03;
- b) approntare opportuni strumenti per assicurare la copertura dei costi ai titolari degli impianti a cui viene negata per motivi di sicurezza del sistema elettrico, ai sensi della medesima legge, l'autorizzazione alla chiusura ed imposta per via amministrata la prosecuzione dell'esercizio.

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

Crediamo che le numerose misure introdotte dall'Autorità in questi anni con riferimento all'adeguamento delle forme di tutela non di prezzo, così come degli aspetti contrattuali e regolatori abbiano contribuito ad aumentare la "capacitazione" del cliente finale. Si pensi ad esempio all'introduzione delle offerte PLACET e all'entrata in operatività del Portale Offerte, ma anche all'arricchimento e al riordino organico in Testi Integrati di tutte le discipline che regolano la vendita di energia ai clienti finali. Un mercato funzionante, infatti, non può prescindere, anche in vista della piena liberalizzazione, dalla scelta consapevole da parte del cliente.

Come riportato anche in riferimento all'OS1, la realizzazione di un'adeguata campagna comunicativa sulla prevista fine dei regimi di tutela del prezzo è certamente un passaggio fondamentale per garantire una buona riuscita dell'intero processo e soprattutto per accrescere la consapevolezza dei clienti finali e conseguentemente stimolarne l'attivazione spontanea e il coinvolgimento circa le diverse opportunità offerte dal mercato libero. Su questo aspetto, auspichiamo che i prossimi interventi comunicativi nelle responsabilità di ARERA risultino più incisivi rispetto a quanto realizzato fino ad oggi (i.e. l'inserimento di un generico messaggio tra le numerose comunicazioni inserite nella bolletta) e siano adeguatamente consultati e studiati in termini di messaggio e scelta dei canali comunicativi, per risultare di ampia diffusione e di immediata comprensione per tutti i consumatori.

Per migliorare ulteriormente il funzionamento del mercato retail, e consentire agli operatori di comunicare con i propri clienti in modo sempre più accessibile ed efficace, a nostro avviso, sarebbe opportuno semplificare la regolazione in diversi ambiti della disciplina (es. modulistica contrattuale, regolazione delle risposte ai reclami, layout della bolletta). Una regolazione meno dettagliata potrebbe essere efficace anche con riferimento al tema, attualmente in discussione, di definizione delle responsabilità tra operatori e clienti in caso di "maxi-conguagli". In tale ambito, a nostro avviso, gli operatori potrebbero essere responsabilizzati al perseguimento dell'interesse generale (i.e. ottenere letture effettive) attraverso la definizione di pochi principi/obiettivi che, a meno delle necessarie standardizzazioni inerenti i flussi informativi, lascino loro flessibilità nell'attuazione delle concrete modalità operative atte a raggiungerli.

Rileviamo, inoltre, la necessità che la regolazione non impedisca o comunque rallenti la possibilità di offrire ai clienti soluzioni innovative, rese possibili dall'evoluzione tecnologica-digitale, anche considerando che il quadro regolatorio vigente sia già ben strutturato e articolato rispetto all'obiettivo di garantire un'adeguata protezione ai consumatori finali.

Con specifico riferimento al servizio di Salvaguardia, riteniamo che debba essere adeguato per permettere l'accesso anche ai quei clienti finali ai quali, dopo la fine della maggior tutela, venisse a mancare il proprio fornitore (es. per fallimento del trader o altre cause) - sottolineiamo in ogni caso come le misure necessarie a garantire la cessazione della disciplina della maggior tutela e l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali dovrà essere attuato tramite l'emanazione del Decreto Ministeriale previsto dalla Legge Concorrenza.

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

In una prospettiva di evoluzione del mercato, anche legato alla digitalizzazione, innovazione tecnologica e il roll out degli smart meter 2G, riteniamo che il SII debba essere sempre più in grado di gestire in maniera rapida e corretta tutti i dati che vi transitano, al fine di garantire, per quanto di propria competenza, un alto livello prestazionale. A tal fine sono condivisibili gli obiettivi di semplificazione e razionalizzazione dei flussi informativi, relativi ad entrambe le commodity elettricità e gas e di centralizzazione dello scambio informativo

tra tutti i soggetti del mercato attraverso la piattaforma del SII che potrà così massimizzare il ruolo di certificatore delle transazioni fra operatori di mercato e delle relative performance.

È inoltre importante per gli operatori che gli sviluppi indirizzati al completamento del processo SII-centrico siano programmati in maniera strutturata, in modo da consentire agli operatori di pianificare in maniera ordinata ed efficiente gli interventi sui propri sistemi informativi.

Nell'ottica di un corretto funzionamento dei processi di mercato, chiediamo che, nell'ambito della procedura di switching, con il pre-check siano messe a disposizione le principali informazioni inerenti la morosità del cliente finale oggi fornite al venditore esclusivamente in fase di revoca dello switching. Ciò consentirebbe agli operatori di effettuare le verifiche necessarie in merito alla rischiosità del cliente prima di richiedere lo switching con il conseguente vantaggio di semplificare il processo stesso di switching. Ulteriori vantaggi potranno essere ottenuti con il completamento della standardizzazione e relativa centralizzazione nel SII dei principali processi di accesso al mercato (sicuramente attivazione, disattivazione e sospensione della fornitura, in linea con quanto prospettato nel documento).

Per quanto riguarda il **settlement** si condivide la previsione di superamento progressivo per il settore elettrico delle attuali procedure di profilazione dei consumi su base convenzionale verso l'utilizzo dei dati effettivi di consumo rilevabili dalle misure disponibili ormai pressoché per la totalità delle forniture, grazie alla diffusione dei contatori teleletti. Il percorso avviato di installazione massiva delle apparecchiature di misura di seconda generazione 2G consentirà già nel breve periodo di disporre oltre che dei consumi effettivi per fascia anche del corretto profilo dei prelievi. Con l'ampliamento del piano di roll-out e diffusione sempre più ampia degli smart meter, potrà essere avviato analogo percorso anche per il gas; già nel breve termine potrà essere avviata una prima fase di superamento dell'attribuzione convenzionale dei prelievi verso l'attribuzione basata sui dati di consumo mensili effettivi rilevati dove disponibili.

Per quanto riguarda la **gestione delle misure** si condivide l'obiettivo finalizzato a consolidare gli standard del settore elettrico, con la centralizzazione nel SII della gestione dei dati funzionali allo switching e dei dati storici di consumo, e completare la razionalizzazione e la semplificazione dei flussi del settore gas. Con particolare riferimento al settore gas, si ritiene necessario incentivare da subito un miglioramento delle attuali performance attraverso sia la rilevazione mensile delle misure per tutti gli smart meter messi in servizio sia una maggiore frequenza di rilevazione per i misuratori tradizionali.

In ultimo, allo scopo di garantire la corretta applicazione delle recenti **disposizioni in materia di prescrizione breve nei settori energetici**, evidenziamo la necessità di completare la regolazione al fine di consentire una corretta attribuzione delle responsabilità fra i diversi operatori e la conseguente gestione delle eventuali partite economiche correlate. A tal fine, per quanto riguarda in particolare il settore gas, si ritiene altresì necessario, in analogia a quanto fatto per il settore elettrico con il CADE, una standardizzazione dei flussi gestionali per la messa a disposizione dei documenti regolatori con i dati di sintesi e di dettaglio relativi alla contabilizzazione del servizio di trasporto.

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

Nel breve periodo, riteniamo che uno degli aspetti cardine per l'evoluzione del mercato retail sarà costituito dal superamento della maggior tutela. Elettricità Futura è convinta che per un'effettiva liberalizzazione del mercato sia fondamentale porre il cliente al centro di tale processo, affinché lo stesso sia messo nelle condizioni di poter optare in maniera consapevole per il mercato libero.

Riteniamo debba essere evitato un eccessivo intervento amministrativo e regolatorio sul mercato libero per lasciare facoltà ai venditori di differenziare le proprie offerte e stimolare la capacità di scelta dei clienti finali.

È necessario stimolare lo switching e disincentivare la permanenza passiva sul mercato, anche tramite delle campagne di informazione sostenute dalle Autorità e dalle Istituzioni.

È inoltre necessario affrontare le tematiche relative alla morosità sui molteplici fronti in cui essa si può manifestare:

- lato cliente finale rendendo più efficace lo strumento del bonus sociale per prevenire la morosità “da bisogno” e rafforzando invece le politiche di contrasto a quella intenzionale attraverso l’adozione di misure specifiche da adottare anche nel breve termine. Fra queste pensiamo ad esempio al **blocco dello switching** in caso di evidenti insoluti lasciati dal cliente finale che vuole cambiare fornitore (in vigore ormai da anni in UK), al potenziamento del precheck (come descritto all’obiettivo precedente) e all’attivazione di una banca dati dei morosi del settore energetico (già consultata da ARERA con DCO 345/2012 e già attiva nel settore TLC).
- lato venditori con misure che prevengano il più possibile ex ante il fenomeno ad es. l’attivazione dell’Elenco venditori (meglio descritta di seguito) ed il potenziamento degli strumenti previsti nella disciplina del Codice di rete a garanzia della solvibilità degli operatori e del contenimento del rischio controparte, come anche indicato dall’obiettivo in oggetto.

Di seguito alcune considerazioni puntuali sulle tematiche concernenti la costituzione dell’Elenco venditori e sulla riscossione degli Oneri generali di sistema.

Elenco venditori

Per quanto riguarda la rapida costituzione dell’Elenco venditori, evidenziamo che l’attuale assenza di specifici requisiti di accesso per i venditori ai mercati retail dell’energia elettrica si è rivelata critica per il settore, causando un aumento esponenziale dei retailer (diverse centinaia a fronte delle poche decine del mercato UK), spesso di limitata capacità patrimoniale, i cui successivi inadempimenti seriali o default – in assenza dei necessari interventi regolatori – hanno già determinato perdite rilevanti per il sistema, mettendo a rischio la copertura del gettito fiscale e parafiscale dei cosiddetti Oneri generali di sistema.

Riteniamo pertanto non più procrastinabile una **rapida attuazione all’Elenco venditori**, di cui all’art. 1 commi 80 - 82 legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza). Esso infatti deve costituire uno strumento efficace che abilita all’attività di vendita soltanto gli operatori dotati di idonei requisiti finanziari, tecnici e di onorabilità e che rispettino tutti gli adempimenti verso la filiera a monte. Ciò sia a vantaggio del consumatore, che sceglierebbe esclusivamente fra venditori affidabili, sia dello sviluppo di un mercato dinamico e di una sana concorrenza. Tale strumento dovrà prevedere requisiti tecnico-finanziari opportunamente stringenti in termini di affidabilità, solvibilità ed onorabilità dei fornitori, proprio per preservare la stabilità e la credibilità del sistema oltre che la tutela del cliente finale, soprattutto in vista del prossimo superamento dei regimi di prezzo regolato.

Riscossione oneri di sistema

La revisione del meccanismo di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico (OdS) necessita di un intervento sistemico che, da un lato, garantisca l’equilibrio del sistema e assicuri il necessario flusso di risorse alle attività finanziate dagli oneri stessi e, dall’altro, agisca alla radice del problema minimizzando l’incidenza del fenomeno della morosità da cui origina la necessità di recuperare su altri soggetti il gettito mancante.

In particolare poi, la revisione del modello di riscossione degli Oneri non potrà prescindere da quanto affermato dalle sentenze amministrative sul tema che hanno individuato nel cliente finale l'unico soggetto obbligato a dover garantire gli Oneri di Sistema.

A tale scopo, Elettricità Futura non può che condividere quanto espresso dall'Autorità in sede di audizione alla Camera sulla materia che ha in prima battuta invocato un legittimo riconoscimento formale della natura tributaria degli OdS. Le finalità pubblicistiche finanziate dagli stessi nonché l'entità che questi hanno assunto nel tempo, implicherebbero infatti l'esclusione di tali importi dalle bollette e la loro relativa fiscalizzazione. Inoltre, tale operazione, avrebbe anche un aspetto di equità fiscale, attraverso la contribuzione alla copertura di tali oneri sulla base della capacità reddituale anziché, come avviene attualmente, sulla base dei consumi elettrici. Ciò consentirebbe da un lato di "alleggerire" la bolletta del cliente finale di oltre il 20% e di renderla così più sensibile ai segnali di prezzo degli operatori e dall'altro di esonerare gli operatori della filiera dalla responsabilità di garantire il gettito della partita, in ottemperanza alle sentenze amministrative. Tutto ciò fermo restando che qualsiasi modifica dell'attuale quadro regolatorio dovrà comunque salvaguardare le configurazioni in autoconsumo esistenti.

In alternativa, o nelle more del suddetto riconoscimento fiscale, la soluzione invocata dai principali operatori del settore e loro associazioni è stata quella di immaginare un **soggetto Terzo** rispetto alla filiera **cui affidare la responsabilità della gestione del gettito degli OdS**.

Anche ARERA in una prima fase si è più volte espressa a favore dell'adozione di tale modello, individuando in esso la soluzione ottimale che potesse risolvere le criticità dell'attuale sistema impositivo della partita¹, seppur nell'ultima audizione alla camera sulla gestione degli OdS lo ha ritenuto "di non semplice e immediata attuazione".

La recente Risoluzione unificata sulla materia, nel prevedere i principi che dovranno guidare l'intervento del governo, affida all'Autorità il compito di predisporre un **modello di verifica dei versamenti degli OdS ed esplicita il diretto coinvolgimento del SII in tale processo** ed in particolare, al punto 3 della Risoluzione, quando richiede "[...] la verificabilità [...] dei flussi degli oneri generali realmente pagati dai consumatori e versati dai venditori".

Considerato che lo schema richiamato dalla Risoluzione costituisce proprio la base di funzionamento del modello Canone RAI e che proprio l'implementazione delle attività di verifica rappresenta la parte più complessa del processo, **vale forse la pena riconsiderare l'opzione di affidare ad Acquirente Unico, gestore del SII, non solo la verifica dei flussi, ma anche una gestione completa di tutta la partita**.

Ad AU, in qualità di soggetto pubblico, potrebbe quindi essere affidata la responsabilità del gettito degli OdS e relativi flussi conferendogli, per questo, poteri di esazione per il recupero delle morosità dai soggetti che la generano.

Se invece si conferisse al SII un ruolo di "mero controllore" si determinerebbero le stesse complessità gestionali non di semplice attuazione del modello Canone RAI, senza però poter incidere realmente sulla situazione.

¹ DCO 597/2017/R/EEL pagg 6-7-- "L'Autorità, per converso, ha già pubblicamente indicato nei mesi scorsi che soluzioni analoghe a quelle implementate, in attuazione di quanto previsto dalla legge di stabilità 2016, per la riscossione del canone di abbonamento alla televisione per uso privato (di seguito: canone RAI) potrebbero prevenire le suddette criticità.... Una tale riforma, potrebbe essere coerente con le sentenze del giudice amministrativo.... ma dovrebbero essere individuate procedure ad hoc in caso di inadempimento del singolo cliente finale, eventualmente coinvolgendo appositi soggetti pubblici che hanno già competenze nel settore della riscossione coattiva delle imposte (secondo modalità che possono trovare un suggestivo parallelismo nella recente disciplina di gestione della riscossione del canone RAI come implementate nel settore)"

Parte motiva delle delibere 50/2018/R/EEL e 430/2018/R/EEL "verso cui l'Autorità pubblicamente si è espressa favorevolmente, auspicando che tale riforma muova verso soluzioni analoghe a quelle implementate, in attuazione di quanto previsto dalla legge di stabilità 2016, per la riscossione del canone di abbonamento alla televisione per uso privato (o canone RAI)."

A prescindere però dalla soluzione che verrà individuata, riteniamo quanto mai necessario prevedere il reintegro una tantum a favore dei venditori degli OdS non incassati dai clienti finali dall'introduzione del CADE.

Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche

OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio

Elettricità Futura guarda con attenzione all'evoluzione dell'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi per lo sviluppo di infrastrutture verso un sistema Output-Based.

E' tuttavia importante che tale meccanismo persegua l'obiettivo di ben calibrare gli investimenti in infrastrutture di rete, garantendo ai gestori di rete un livello di remunerazione adeguato rispetto alle esigenze di sviluppo che la transizione energetica impone, in vista della conseguente diffusione di generazione distribuita e rinnovabile.

Tale obiettivo deve essere perseguito attraverso una revisione organica della regolazione degli output, integrandola laddove incompleta, innovandola dove non più in linea con le esigenze dei clienti e definendola ex novo per gli ambiti dove è necessario continuare a supportare l'innovazione che caratterizza il settore della distribuzione italiana.

In particolare, riteniamo necessario aggiornare l'attuale regolazione sulla continuità e qualità del servizio, valutando l'opportunità di rivedere alcuni degli obiettivi oggi previsti, e laddove necessario, definirne di nuovi coerentemente con le esigenze indicate dagli utenti. A tale fine riteniamo opportuna una progressiva customizzazione degli obiettivi, che dovrebbero essere orientati verso le diverse tipologie di clientela. Nell'ambito di una revisione organica degli obiettivi da perseguire, una proposta potrebbe essere quella di rivedere gli attuali indicatori di qualità tecnica focalizzandosi sugli aspetti più di interesse per i clienti, escludendo invece quelli dei quali i clienti hanno minore percezione.

Anche in considerazione degli effetti del cambiamento climatico registrati in epoca recente, diventa sempre più rilevante completare la disciplina regolatoria in materia di resilienza, includendo anche appositi meccanismi atti a favorire un sempre più rapido ripristino del servizio a fronte di eventi meteo estremi.

Infine, riguardo all'approccio regolatorio output-based sottolineiamo che qualsiasi innovazione nel riconoscimento dei costi delle imprese regolate deve essere implementata con la necessaria gradualità, evitando di irrigidire eccessivamente lo spazio di manovra degli operatori ed essere applicata in modo uniforme a tutte le imprese di distribuzione.

OS.21 Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione

Condividiamo l'attenzione dell'Autorità allo sviluppo dell'innovazione, come modalità per affrontare le sfide della digitalizzazione, della decarbonizzazione e della decentralizzazione. Per permettere che tale transizione prosegua e dispieghi i propri benefici lungo i diversi elementi della catena del valore, Elettricità Futura ritiene il roll out degli Smart Meter 2G (SM2G) elemento essenziale, anche in ottica di completa apertura dei mercati, che ci colloca saldamente tra i Paesi europei più all'avanguardia in questo ambito. La disponibilità rapida e in tempo reale dei dati di consumo costituisce elemento tecnologico abilitante per l'evoluzione del mercato dell'energia elettrica, come nel caso della demand side response, delle comunità energetiche rinnovabili, dei prosumer, degli accumuli e del Vehicle2Grid. Accogliamo quindi positivamente la volontà dell'Autorità di ridurre il rischio di un Paese a due velocità, che causerebbe l'esclusione di una parte di consumatori dai benefici

apportati dalle funzionalità che saranno implementate e garantite dai contatori 2G, grazie alle quali il mercato libero potrà evolvere ulteriormente sia dal punto di vista dei servizi che della qualità stessa. In tale ambito sottolineiamo che l'aggiornamento delle forme di riconoscimento dei costi dei contatori 2G (cosiddetto "PCO2") sia applicato a tutte le imprese distributrici, non solo a quelle imprese che non hanno ancora iniziato il piano di messa in servizio, al fine di evitare una regolazione asimmetrica che potrebbe risultare discriminatoria nei confronti dell'impresa distributtrice che ha già avviato il piano di messa in servizio dei contatori 2G.

Auspichiamo inoltre che, non solo si proceda rapidamente la diffusione e installazione degli SM2G, ma che sia anche al contempo assicurato un pieno ed efficiente funzionamento dei processi di attivazione e gestione ad essi legati, in modo da garantirne la piena funzionalità. Apprezziamo inoltre l'adozione di un approccio equilibrato da parte del Regolatore, volto a promuovere l'innovazione contemperando gli stimoli tecnologici con l'esigenza di preservare e valorizzare gli asset che garantiscono il mantenimento in efficienza e sicurezza del sistema a beneficio di tutti i consumatori.

Conseguentemente all'incremento atteso delle risorse distribuite, i DSO saranno chiamati a gestire in qualità di facilitatori neutrali del mercato reti attive/smart molto più complesse di quelle attuali, dovendo comunque garantire gli standard prescritti di sicurezza e qualità del servizio a tutti gli utenti connessi. In tale contesto:

- il modello del dispacciamento, inizialmente centralizzato, dovrà necessariamente evolvere verso un modello sempre più decentralizzato, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza. Inoltre, i flussi energetici netti all'interconnessione fra la rete di trasmissione e le reti di distribuzione, già diminuiti sensibilmente negli ultimi anni, continueranno a ridursi;
- risulterà quindi imprescindibile attuare l'osservabilità delle risorse distribuite rilevanti, innanzitutto da parte del gestore di rete al quale esse sono connesse, evitando duplicazioni delle infrastrutture di data management e comunicazione;
- per garantire il funzionamento in sicurezza della rete di distribuzione è fondamentale la preventiva validazione sia ex ante che in prossimità del tempo reale da parte del DSO dei servizi offerti dalle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento sulla rete di trasmissione.

In linea con l'orientamento della Regolazione europea, ai DSO saranno progressivamente assegnati nuovi compiti quali l'approvvigionamento a mercato di servizi di flessibilità in immissione e prelievo a livello locale (principalmente ai fini della regolazione della tensione e della risoluzione delle congestioni di rete), massimizzando la hosting capacity a parità di infrastrutture e implementando funzionalità innovative di esercizio temporaneo di porzioni di rete in isola per incrementare l'efficacia delle azioni di ripristino del servizio in condizioni di emergenza (resilienza). A riguardo, riteniamo che anche in questo caso si possa applicare l'approccio dei sandboxes, disegnando cioè dei progetti pilota con cui, all'interno di un perimetro limitato e senza impatti sul sistema, si possano testare modelli innovativi di coordinamento TSO-DSO e per l'approvvigionamento da parte del DSO di servizi di rete locali.

In uno scenario di sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica, con un progressivo spostamento dei consumi energetici finali verso il vettore elettrico, la sicurezza e la resilienza delle reti rappresentano un aspetto di primaria importanza. In tale contesto auspichiamo un completamento del procedimento finalizzato all'incentivazione, con approccio output based, della resilienza delle reti. In generale condividiamo l'impegno dell'Autorità verso la definizione di sistemi equilibrati ed efficienti per l'incentivazione degli investimenti finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione.

In relazione al crescente contributo del vettore elettrico e, in particolare, alla diffusione dell'auto elettrica, riteniamo necessario definire tariffe opportunamente strutturate, tenuto conto delle modalità di ricarica, per non penalizzare la fornitura di energia per la ricarica (sia in ambito pubblico che privato).

Riteniamo al riguardo opportuno un intervento di ARERA, in analogia a quanto già fatto nel 2010 su propria iniziativa e in assenza di previsioni normative specifiche, nell'ambito della revisione delle tariffe di distribuzione prevista quest'anno.

Per quanto riguarda l'attuale **tariffa specifica per la ricarica pubblica** (cioè quella applicata dal fornitore di energia elettrica all'operatore del servizio di ricarica), è necessario prorogarne la validità oltre il 2019 e ridurre il valore delle componenti di rete e degli oneri di sistema, mantenendo una struttura in €/kWh, in modo da allinearle al valore medio al kWh previsto per tali componenti per il cliente domestico residente. Andrebbe inoltre prevista una analoga tariffa anche per le infrastrutture di ricarica collegate in media tensione.

In ambito privato, per i soggetti che effettuano la ricarica del veicolo presso un punto di prelievo separato dall'abitazione principale (ad esempio box/garage), dovrebbe essere consentita l'applicazione dell'attuale tariffa "uso domestico residente" subordinatamente alla presentazione di un contratto di acquisto o leasing del veicolo elettrico entro termini prefissati dall'attivazione della fornitura.

Sottolineiamo che tali nuove tariffe verrebbero applicate di fatto a consumi interamente aggiuntivi rispetto quelli attuali, essendo oggi i consumi per la ricarica dell'auto elettrica trascurabili. Pertanto, la proposta di revisione delle tariffe non prefigura un ammanco di oneri destinato a essere socializzato fra gli utenti del sistema ma piuttosto la riduzione, anch'essa peraltro di importo molto contenuto, di un gettito aggiuntivo.

Si segnala, infine, il tema degli oneri che i DSO sostengono nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi. Alla luce della natura non comprimibile (e non scaricabile a valle) di tali costi, dovuti alla situazione di *shortage* del mercato e alle misure introdotte con il DM 10 maggio 2018, riteniamo opportuna una riflessione sulla modifica del meccanismo volta a perseguire l'obiettivo di garantire la sostenibilità economica per i soggetti obbligati.

Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali

OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Con riferimento al punto c. del box riportato a pagina 44, rimandiamo alle considerazioni di cui all'OS19 su "Riscossione oneri di sistema".

Con riferimento al punto d. del box di pagina 44, condividiamo la visione che la mobilità sostenibile rappresenti un obiettivo fondamentale da raggiungere per rendere gli spostamenti privi di emissioni e per migliorare la qualità dell'aria negli ambienti urbani. Per questo vediamo con favore l'intenzione dell'Autorità di offrire un proprio sostegno tecnico alle altre istituzioni responsabili, prendendo in considerazione oltre al vettore elettrico anche le potenzialità dei cosiddetti green-gas, tra cui il biometano.

Sul fronte elettrico, oltre agli elementi di carattere regolatorio evidenziati in risposta all'OS21, sarà necessario un dialogo con le altre istituzioni per garantire gli elementi essenziali per la diffusione dei veicoli elettrici quali ad esempio: lo sviluppo di una rete capillare per la ricarica delle autovetture (ad esempio definendo procedure autorizzative semplificate per l'installazione delle infrastrutture di ricarica e prevedendo oltre il 2021 le agevolazioni di tipo fiscale per le infrastrutture di ricarica private con la possibilità di cedere il credito); la riduzione dei costi per l'acquisto degli autoveicoli o la promozione di forme alternative al possesso privato; la riduzione dei tempi di ricarica dei veicoli. Entrando nel merito, ad esempio per rinnovare il parco veicolare privato circolante potrebbero essere necessari sia oneri alla rottamazione sia limitazioni alla circolazione in aree urbane dense. Sarebbe inoltre opportuno prevedere, laddove non già previsti, incentivi indiretti come corsie dedicate, parcheggi gratuiti nelle aree tariffate o benefici di tipo assicurativo (). Queste soluzioni, se ben definite, possono favorire la sostituzione del parco auto, liberando così il settore dai veicoli più inquinanti.

Infine, con riferimento al punto e. e all'obiettivo di elaborare proposte di sostegno all'efficienza energetica, è importante che si perfezioni un quadro normativo-regolatorio armonizzato, tale da rimuovere gli ostacoli per la realizzazione degli interventi connessi. I meccanismi di supporto all'efficienza energetica infatti, sono essenziali per favorire il conseguimento degli ambiziosi obiettivi europei di riduzione del consumo di energia primaria. Tutti gli strumenti di stimolo, dall'incentivazione tramite misure fiscali all'adozione di configurazioni innovative di autoconsumo, dovrebbero tuttavia essere adottati con una visione sistemica, volta a creare le condizioni migliori per uno sviluppo sostenibile delle iniziative.