

**MEMORIA 29 OTTOBRE 2015**  
**501/2015/I/COM**

**COMUNICAZIONI DELLA COMMISSIONE EUROPEA**  
**“UN NEW DEAL PER I CONSUMATORI DI ENERGIA” (COM(2015) 339) E “AVVIO**  
**DEL PROCESSO DI CONSULTAZIONE PUBBLICA SUL NUOVO ASSETTO DEL**  
**MERCATO DELL'ENERGIA” (COM (2015) 340)**

Memoria per l'audizione presso la X Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

Milano, 29 ottobre 2015

*Signor Presidente, Gentili Deputate e Deputati,*  
*desidero ringraziare la X Commissione della Camera dei Deputati, per aver voluto invitare in audizione il Collegio dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, anche a nome dei miei Colleghi Alberto Biancardi, Luigi Carbone, Rocco Colicchio e Valeria Termini, in merito alla Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni: un «new deal» per i consumatori di energia (COM(2015) 339 final) ed alla Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni: «Avvio del processo di consultazione pubblica sul nuovo assetto del mercato dell’energia » (COM (2015) 340 final).*

*Con queste Comunicazioni la Commissione europea, consapevole degli ostacoli che hanno sinora impedito la realizzazione dell’Unione dell’energia, tra cui proprio la mancata partecipazione attiva dei consumatori, intende rafforzare il loro ruolo, imprimendo un nuovo corso (il cosiddetto “new deal”) alla tutela del consumatore, anche attraverso la ridefinizione dell’intero sistema energetico europeo, garantendo una sempre maggiore interconnessione delle reti, una crescente concorrenza - anche a livello transfrontaliero - e l’attrazione di nuovi investimenti.*

*Con la presente memoria vorremmo, dunque, fornire oggi un contributo ai lavori di codesta Commissione, offrendo al contempo la nostra completa disponibilità alla disamina di ulteriori dati ritenuti utili e all’integrazione delle considerazioni che ci accingiamo ad esporre, sia in forma scritta sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che ci saranno formulate.*

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*

Roma, 4 novembre 2015

Il 15 luglio 2015 la Commissione europea ha presentato un articolato pacchetto di misure in attuazione del quadro strategico per l'Unione dell'energia, tra cui le proposte finalizzate a conferire ai consumatori un nuovo ruolo nel mercato dell'energia e una consultazione volta a ridefinire l'assetto del mercato europeo dell'energia elettrica.

Con la Comunicazione “*Un new deal per i consumatori di energia*”, infatti, la Commissione europea ha impostato una strategia di azione che ha come obiettivo di porre i consumatori al centro del sistema, soffermandosi in particolare sui temi del raggiungimento di una loro maggiore consapevolezza, ferma restando la necessità di particolari tutele per quelli vulnerabili, della cosiddetta “smartizzazione” dei servizi e della conseguente gestione e protezione dei dati di consumo.

L'avvio della consultazione sull'assetto del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica delinea, invece, i possibili tratti di un nuovo disegno dello stesso, volto a rispondere in maniera più adeguata al cambiamento di paradigma tecnologico in atto, a fronte anche delle sfide poste dalla prevista decarbonizzazione del settore, ponendo al centro del mercato dell'energia europeo il vettore elettrico, come sostenuto da tempo da questa Autorità.

Per raggiungere tali obiettivi, la Commissione evidenzia l'importanza di un'azione coordinata e complementare tra gli Stati membri, in particolare attraverso iniziative regionali non solo a livello europeo ma anche con i Paesi *extra* UE. Anche tale approccio regionale è un orientamento verso cui si volge da diversi anni il Regolatore italiano.

L'Autorità condivide, dunque, le politiche oggi delineate nelle Comunicazioni europee, alle quali risultano allineate le scelte regolatorie da tempo intraprese e anche più recentemente rafforzate, nel senso di assecondare l'accesso non discriminatorio dei consumatori ai dati e alle informazioni sui propri consumi di energia, affinché sia acquisita una maggiore consapevolezza, per consentire ai medesimi non solo l'adozione di scelte di consumo prima di tutto consapevoli, poi razionali ed efficienti ma anche la possibilità di sviluppare una domanda più attiva, determinando di conseguenza la possibilità di un incontro più maturo domanda - offerta nei mercati *retail*.

Al riguardo giova ricordare che nell'ultimo anno, tra l'altro, l'Autorità ha posto in consultazione<sup>1</sup> i propri orientamenti circa le diverse modalità di messa a disposizione dei clienti finali dei dati storici di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza, con riferimento al settore elettrico<sup>2</sup>. Ciò risulta funzionale alla individuazione della “*energy footprint*” (impronta energetica) del singolo cliente finale, attraverso le informazioni del suo utilizzo di energia (inclusivo dell'autoproduzione e dell'autoconsumo).

Tale consultazione segue un percorso già avviato dal regolatore, che comprende anche l'iniziativa “**Bolletta 2.0**”<sup>3</sup>, che troverà attuazione massiva a partire da gennaio 2016, con la quale l'Autorità ha fornito una risposta all'esigenza di individuare soluzioni in grado di conseguire una significativa riforma degli attuali documenti di fatturazione, massimizzando l'efficacia e la fruibilità delle informazioni veicolate ai clienti finali e lasciando, al contempo, maggiore flessibilità ai venditori rispetto alle modalità di esposizione degli elementi minimi da riportare obbligatoriamente in bolletta.

L'Autorità è, inoltre, intervenuta con il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 405/2015/R/com, sulle modalità di fatturazione; in particolare, aumentando la periodicità della fatturazione, prevedendo la priorità di utilizzo dei dati di misura effettivi comunicati dal distributore (incluse le autoletture validate per la contabilizzazione dei consumi), definendo specifici vincoli per l'emissione delle fatture - inclusa quella di chiusura e quella di conguaglio - al fine di consentire al cliente di pagare ciò che è stato effettivamente consumato, anche attraverso l'autolettura delle misure (e non più la stima dei venditori).

In questo processo di individuazione di strumenti tesi a favorire un accesso diffuso e non discriminatorio alle informazioni sui consumi di energia, lo **sviluppo degli smart**

---

<sup>1</sup> Documento per la consultazione 27 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

<sup>2</sup> In attuazione dell'articolo 9, comma 6, lettera b), del decreto legislativo n. 102/2014. Rispetto alle previsioni del citato comma rimangono esclusi i punti di riconsegna gas, per i quali si provvederà con successive consultazioni.

<sup>3</sup> Delibera 9 luglio 2015, 330/2015/R/com. È tra l'altro prevista una semplificazione della terminologia utilizzata nella bolletta e la predisposizione di documenti di supporto, quali una *Guida alla lettura* e un modello di bolletta che saranno pubblicati nel sito internet dell'Autorità con riferimento alla fatturazione per i regimi di tutela.

*meters* di seconda generazione rappresenta uno snodo centrale per la realizzazione di mercati al dettaglio integrati e competitivi.

Al riguardo si evidenzia che, per il settore elettrico, in Italia risultano installati poco meno di 37 milioni di contatori elettronici di prima generazione<sup>4</sup>, ponendo l'Italia all'avanguardia in Europa. Nei primi anni 2000 il processo di installazione dei sistemi di *smart metering* di energia elettrica ha interessato oltre all'Italia solo la Finlandia e la Svezia; quest'ultimo è l'unico Paese che - con il nostro - ha completato detta fase di installazione, sostenendo tuttavia costi di investimento nettamente superiori.

L'Autorità, in considerazione dell'evoluzione del mercato *retail*, nonché delle previsioni del decreto legislativo n. 102/2014 di recepimento della Direttiva europea sull'efficienza energetica, ha già avviato il processo per l'individuazione delle specifiche funzionali per i misuratori di "seconda generazione" (2G), anche in considerazione del fatto che i misuratori telegestiti di prima generazione a breve termineranno la propria vita tecnico-economica<sup>5</sup>. In Europa solo la Svezia ha pubblicato un primo documento per la consultazione sulla funzionalità dei misuratori di "seconda generazione".

I nuovi misuratori saranno chiamati a offrire funzioni di accresciuta intelligenza e flessibilità e, dunque, dovranno essere in grado di supportare le trasformazioni del sistema elettrico, dovute sia agli effetti dei nuovi paradigmi di produzione distribuita (con aumento della generazione da fonti rinnovabili e degli "autoconsumi" dei clienti), sia dei mutamenti sul mercato *retail* e nella domanda diffusa, anche a sostegno delle soluzioni di *demand response*.

Per il settore del gas, l'Autorità ha già disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del

---

<sup>4</sup> Residuano ancora circa il 2% di contatori elettromeccanici che non è stato possibile sostituire o elettronici ma non in servizio di telegestione per problemi di raggiungibilità. Per una più ampia disamina della problematica, si rinvia al rapporto conclusivo dell'indagine conoscitiva dell'Autorità sul servizio di misura, allegato alla deliberazione 413/2015/E/eel.

<sup>5</sup> La vita tecnico-economica dei misuratori di bassa tensione telegestiti è di quindici anni. Essendo la prima campagna di sostituzione stata avviata nel 2001, i primi misuratori telegestiti installati completeranno la loro vita tecnico-economica nel 2016, quelli dell'ultima sostituzione massiva completeranno invece la loro vita tecnico-economica nel 2026.

gas naturale, dal 2008, a partire dai segmenti di clientela con i consumi maggiori. Nel corso del tempo, anche in considerazione dei ritardi nei processi di definizione degli standard di intercambiabilità e interoperabilità dei misuratori, l’Autorità è più volte intervenuta con successive revisioni delle tempistiche di installazione - anche in considerazione della disponibilità dei misuratori tenuto conto dell’evoluzione tecnologica -, confermando la centralità dell’obiettivo di radicale innovazione del servizio, ma allo stesso tempo, individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione, al fine di favorire soluzioni più efficienti. L’Autorità ha provveduto anche alla selezione di alcuni progetti dimostrativi di *smart metering* multiservizio, per sperimentare le modalità di condivisione tra più servizi di pubblica utilità, anche gestiti da operatori diversi, dell’infrastruttura di telegestione, nella prospettiva di medio termine di favorire lo sviluppo di soluzioni che possano ridurre i costi per ciascun servizio e con lo scopo più immediato di raccogliere informazioni ed esperienze utili ai futuri sviluppi di erogazione dei servizi anche intersettoriali e dei connessi meccanismi di regolazione<sup>6</sup>.

Come indicato nella Comunicazione europea, per garantire ai consumatori di ottenere in modo semplice e rapido il cambio del proprio fornitore energetico, l’Autorità prosegue nell’attività di sviluppo del **Sistema Informativo Integrato (SII)**, disciplinando, oltre ai processi inerenti la voltura e l’aggregazione delle misure per il settore elettrico, nonché quelli relativi al *settlement*<sup>7</sup> per il settore del gas naturale, il completamento - per entrambi i settori - delle altre procedure, quali lo *switching* e la gestione dei dati di prelievo. Relativamente a tale ultimo punto, con la recente delibera 487/2015/R/eel, l’Autorità ha definito per il settore elettrico, la regolazione dello *switching* attraverso il SII nel caso di punti di prelievo attivi, prevedendo da giugno 2016 l’attribuzione al sistema (e non più all’impresa distributrice) della responsabilità di esecuzione

---

<sup>6</sup> L’Autorità ha anche fornito un contributo all’Indagine conoscitiva avviata dall’Autorità per le garanzie nelle comunicazioni sulle complesse tematiche delle comunicazioni *machine-to-machine* (M2M), al fine di favorire lo sviluppo delle applicazioni c.d. *smart* (lettura, automazione, controllo, sicurezza ecc.) dei settori energetici e del settore idrico.

<sup>7</sup> *Settlement* è definito come la determinazione, operata dal responsabile del bilanciamento, delle partite fisiche ed economiche funzionali all’erogazione del servizio di trasporto e bilanciamento.

dello *switching*, sia in caso di cambio di fornitore sia in caso di attivazione dei servizi di ultima istanza, riducendo così i tempi richiesti per tale attività a tre settimane.

I citati interventi regolatori, insieme ad altri, che hanno caratterizzato l'attività del Regolatore nel corso degli ultimi anni, si intrecciano con altri rilevanti procedimenti in corso, che riguardano due tematiche centrali che contribuiranno a definire il nuovo assetto del sistema energetico: la **riforma delle tutele di prezzo vigenti** e la **riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri parafiscali applicate ai clienti domestici di energia elettrica**. Entrambe le tematiche sono affrontate nella Comunicazione “Un *New Deal* per i consumatori”.

Relativamente al primo aspetto, appare quasi superfluo ricordare che sono in discussione, con il disegno di legge recante “*Legge annuale per il mercato e la concorrenza*” (AS 2085) - già approvato in prima lettura dalla Camera recependo le modifiche ratificate da codesta Commissione -, interventi normativi volti alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi dell'energia elettrica e del gas. Tale cessazione è differita nel tempo (dall'1 gennaio 2018) e non interferisce con il percorso di riforma dei meccanismi per la tutela di prezzo, già delineato dall'Autorità, che è volto a promuovere un percorso spontaneo di uscita volontaria dei clienti finali dalle attuali tutele di prezzo contestuale ad un'evoluzione graduale degli attuali servizi di tutela, gradualità che non è prevista dal disegno di legge

L'Autorità ha già espresso i propri orientamenti<sup>8</sup> in merito, prevedendo di definire percorsi differenziati per tipologia di cliente finale e per settori, anche in ragione del loro grado di partecipazione attiva al mercato, individuando, come possibile ambito di prima attuazione del percorso di riforma, quello della fornitura di energia elettrica alle piccole imprese, ossia ai clienti in bassa tensione altri usi. Le soluzioni adottate per questi clienti alla luce dei risultati della prima attuazione saranno poi adeguate ed estese ai clienti domestici, per accompagnare anche questi nel mercato libero.

In particolare, gli interventi presentati si sviluppano secondo due linee principali.

---

<sup>8</sup> Documento di consultazione 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel.

La prima è costituita dalla revisione del servizio di maggior tutela, al fine di renderlo più coerente con il ruolo di “ultima istanza”, cui è destinato, in considerazione dell’affermazione del mercato quale unica modalità di approvvigionamento dell’energia elettrica per la generalità dei clienti. La seconda è volta a supportare lo sviluppo del mercato *retail*, facilitando l’accesso dei clienti di piccole dimensioni al mercato, attraverso un’evoluzione dei meccanismi di tutela guidata e vigilata dall’Autorità, con il superamento dell’attuale rigida “alternanza” tra servizio di maggior tutela e mercato libero (cosiddetta “tutela simile al mercato libero”).

La regolazione dei mercati *retail* dovrà tenere conto anche dell’evoluzione in atto legata **al processo di riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica**, che si incardina nel necessario percorso di crescita energetica, economica ed ambientalmente sostenibile del Paese, consentendo alle tecnologie di uso finale basate sul vettore elettrico di competere, senza lo svantaggio delle attuali improprie distorsioni tariffarie (conseguenti ai sussidi incrociati che caratterizzano la struttura tariffaria per i clienti domestici fin dagli anni ’70), con quelle basate sulle fonti fossili<sup>9</sup>.

L’attuale struttura progressiva della tariffa di rete e degli oneri generali applicati ai clienti domestici comporta un duplice effetto: da una parte, funge oggi da ostacolo alla diffusione di tecnologie elettroefficienti non disponibili quarant’anni orsono, ma oggi assai diffuse; dall’altra, per gli utenti con ridotti consumi, comporta il mascheramento del segnale effettivo di prezzo e, quindi, costituisce un ostacolo alle politiche di efficienza energetica (per esempio, la sostituzione di apparecchi obsoleti a basso rendimento). Come stabilito dall’articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, l’Autorità *“adeguа le componenti della tariffa elettrica da essa stessa definite, (...) l’adeguamento della struttura tariffaria deve essere tale da stimolare comportamenti virtuosi da parte dei cittadini, favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura tariffaria non progressiva.”*. Con consultazioni successive svolte nel corso di questo

---

<sup>9</sup> Si pensi, per esempio, ai veicoli elettrici, alle pompe di calore elettriche sia per riscaldamento sia per produzione di sola acqua calda sanitaria o alle piastre a induzione per cucinare.

anno<sup>10</sup>, l’Autorità ha inteso, dunque, presentare le opzioni individuate per la riforma delle componenti della tariffa elettrica per i clienti domestici e fornire le analisi di impatto della medesima corredate di elementi quantitativi.

Come evidenziato da tali analisi, cui si rimanda, la riforma prospettata è guidata da una logica volta a favorire soluzioni di consumo energeticamente efficienti, oggi penalizzate dalla struttura progressiva della tariffa, e, al contempo, mira ad aumentare l’equità del sistema, superando i sussidi presenti tra clienti domestici che, tra l’altro, tendono a penalizzare indiscriminatamente la numerosità dei nuclei familiari.

Nel formulare i propri orientamenti relativi alla riforma citata, che troverà attuazione attraverso un percorso graduale, l’Autorità ha ben considerato gli effetti sociali, da un lato, proponendo al Governo, con una prima segnalazione<sup>11</sup>, di allargare la platea degli effettivi beneficiari dei bonus elettrico e gas, dall’altro, con una seconda segnalazione<sup>12</sup>, di aumentare il livello del bonus elettrico, per compensare completamente le famiglie effettivamente in condizioni di difficoltà economiche (certificate ISEE).

La riforma della tariffa domestica dell’Autorità è, quindi, stata sviluppata con l’intento di garantirne la piena coerenza agli obiettivi comunitari e nazionali di politica energetica e risulta, pertanto, incentivante sia rispetto all’utilizzo del vettore elettrico ambientalmente sostenibile per gli usi domestici sia allo sviluppo delle applicazioni di efficienza energetica e di fonti rinnovabili *in situ* e nel mercato, favorendo la transizione energetica del nostro Paese verso condizioni maggiormente “decarbonizzate ed efficienti”, con un importante contributo, quindi, al contrasto dei cambiamenti climatici indotti dalle attività antropiche.

L’Autorità ha, altresì, accolto con favore anche la **consultazione avviata dalla Commissione europea sul disegno del mercato elettrico**, che riguarda, in chiave europea, tematiche già da tempo identificate come cruciali per il nostro Paese nei Piani strategici triennali dell’Autorità sin dal 2012. Il sistema elettrico europeo, come quello

---

<sup>10</sup> Documenti di consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel e 18 giugno 2015 293/2015/R/eel,

<sup>11</sup> Segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com.

<sup>12</sup> Segnalazione 18 giugno 2015 287/2015/I/com.

italiano, che è di “frontiera” quanto a cambiamenti, è infatti nel pieno di una transizione strutturale caratterizzata dal decentramento della produzione e, in particolare, dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche destinati all’autoconsumo. Sui temi del disegno del nuovo mercato elettrico, l’Autorità ha già condiviso con gli altri regolatori europei un proprio contributo<sup>13</sup>.

A fronte del cambiamento strutturale in corso, con una quota sempre crescente di produzione elettrica da generazione distribuita da fonte rinnovabile, l’Autorità fin dal 2011 ha avviato progetti pilota in tema di *smart grid*, i cui esiti sono alla base degli orientamenti - sviluppati nel documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel - che l’Autorità intende tradurre in specifici meccanismi di regolazione incentivante rivolti alle imprese di distribuzione dell’energia elettrica per la trasformazione delle reti di distribuzione in sistemi innovativi di distribuzione (*smart distribution system*), con particolare riferimento agli investimenti sulle reti di media tensione, già nel corso del periodo regolatorio che inizia nel 2016.

Le scelte di sviluppo infrastrutturale dei sistemi di distribuzione avanzate possono, infatti, portare nel giro di pochi anni alla realizzazione di una infrastruttura *smart* "di base" che funga da piattaforma per successivi sviluppi, secondo criteri di interoperabilità, per sviluppare in sicurezza l'effettiva partecipazione delle risorse diffuse (generazione distribuita, per esempio) ai servizi di dispacciamento, per effetto dell'integrazione delle fonti rinnovabili. Partecipazione al mercato che, per la produzione da fonti rinnovabile di dimensione maggiore, potrebbe avvenire nei mercati della capacità, verso i quali oggi, anche in ambito europeo, si rivolge l’attenzione.

Infatti, dinanzi alla frammentarietà delle iniziative, con cui gli Stati membri stanno tentando di dare risposta alla questione dell’adeguatezza della capacità di generazione in sistemi caratterizzati da una sempre più importante presenza di generazione intermittente, difficoltà di programmazione e volatilità di prezzo, in un contesto di forte sviluppo delle fonti rinnovabili, la Commissione europea, come noto, ha da sempre

---

<sup>13</sup> L’Autorità ha fornito alla Commissione europea l’8 ottobre scorso commenti condivisi con gli altri regolatori europei attraverso l’Acer, Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell’energia, e il Ceer, Comitato europeo dei regolatori dell’energia,.

ritenuto che un mercato interno dell'energia pienamente funzionante possa fornire i segnali di investimento più adeguati per ridurre la necessità di meccanismi di capacità potenzialmente distorsivi della concorrenza.

Nella consultazione sul disegno del mercato elettrico, come nelle altre Comunicazioni in tema di intervento pubblico<sup>14</sup>, la Commissione europea sembra privilegiare un approccio più pragmatico. Riconosciuta, infatti, la possibilità che, in presenza di specifiche condizioni, i **mercati della capacità** possano rendersi necessari, si concentra l'attenzione sulle loro caratteristiche per minimizzarne gli effetti distorsivi sulla concorrenza.

Come già rilevato in occasione delle audizioni parlamentari del 13 e 14 maggio 2015, l'Autorità ritiene che il modello ideato per il mercato italiano (deliberazione 375/2013/R/eel, recante “*Verifica finale di conformità dello Schema di disciplina del nuovo mercato della capacità consultato da Terna*”) collochi l'Italia all'avanguardia in Europa nell'attuazione di strumenti non distorsivi della concorrenza. Infatti, il mercato italiano della capacità risulta aperto e flessibile, in quanto può consentire la partecipazione dei produttori degli altri Paesi dell'Unione, così come delle fonti rinnovabili e della domanda.

Pertanto, l'Autorità auspica che l'azione normativa della Commissione possa fare del modello italiano, neutrale rispetto alle diverse tecnologie di produzione e basato su procedure di mercato, un *target* di riferimento per i sistemi elettrici continentali come il nostro.

Preme, inoltre, rammentare che il *capacity market* italiano - il cui disegno è ora in fase di prenotifica alla Commissione europea - presenta diversi vantaggi in termini di ricadute positive per il sistema nazionale e, quindi, per i consumatori, che si aggiungono alla funzione primaria di garantire la disponibilità di energia elettrica nel lungo periodo. Il modello disegnato per il mercato italiano produce, infatti, benefici sia per i consumatori, protetti da una forma di assicurazione che promuove la stabilità e la prevedibilità dei prezzi, sia nei confronti delle fonti rinnovabili elettriche che operano

---

<sup>14</sup> Comunicazione della Commissione europea “Realizzare il mercato interno dell'energia elettrica e sfruttare al meglio l'intervento pubblico”, dicembre 2013, C(2013) 7243 final.

nei mercati all'ingrosso, consentendo ad esse, anche in assenza di incentivazioni, una remunerazione di mercato per parte dei costi fissi, sia, infine, per gli operatori termoelettrici, ai quali viene offerto un segmento supplementare di mercato in cui competere. L'istituzione di questo mercato determina, inoltre, ulteriori benefici consistenti in deduzioni di oneri per i consumatori (per esempio: con il taglio degli impianti essenziali, con l'eliminazione della remunerazione impianti *oil*, con la previsione di un *cap* all'offerta nell'ambito del mercato per il servizio del dispacciamento), che andranno a compensare (quasi integralmente) i costi del suo funzionamento. Un ulteriore importante valore del mercato della capacità deriva dalla possibilità di dare segnali economici di mercato anche all'uscita degli impianti, evitando così la chiusura di impianti nuovi ed efficienti. Questa funzione di razionalizzazione del parco esistente, che comporta l'uscita degli impianti termoelettrici vetusti e non più efficienti (l'*overcapacity* è termoelettrica), non potrà che aprire spazi a nuova capacità rinnovabile, necessaria per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema nel lungo periodo, nonché per assicurare il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità.

Oltre che l'introduzione di mercati della capacità, per la realizzazione di un mercato interno veramente integrato serve un completamento e rafforzamento dei collegamenti infrastrutturali, per cui gli investimenti sottesi diventano le priorità chiave del progetto dell'Unione dell'energia.

In questo contesto è opportuno sottolineare quanto l'implementazione del Regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee (Regolamento (UE) n. 347/2013) abbia determinato una significativa innovazione nei processi di pianificazione delle reti di trasmissione e trasporto a livello europeo e stia generando i primi effetti di accelerazione nella realizzazione di alcune infrastrutture di interesse comune (*Projects of Common Interest, PCI*).

Tuttavia, l'implementazione delle procedure disegnate dal Regolamento n. 347/2013 ha incontrato notevoli difficoltà attuative e le autorità nazionali di regolazione non hanno mancato di segnalare alla Commissione, tramite l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori (Acer), i possibili spazi di miglioramento nel processo di selezione e

monitoraggio dei PCI. Anche i primi casi di applicazione della procedura *Cost Border Cost Allocation*, prevista dal Regolamento n. 347/2013, si sono a volte risolti con decisioni unilaterali, che non colgono lo spirito solidaristico (*solidarity & trust*) del Regolamento posto alla base dell'Energy Union. Tale aspetto è oggetto di attenzione delle autorità di regolazione nel quadro di cooperazione con Acer.

Ci preme qui sottolineare alcuni punti, in parte già richiamati nella memoria dell'11 maggio scorso<sup>15</sup>, illustrata anche a questa Commissione in merito alle Comunicazioni della Commissione europea sul cosiddetto Pacchetto dell'Unione dell'energia<sup>16</sup>, che a nostro avviso rivestono maggiore rilevanza per il sistema nazionale e, quindi, risultano di maggiore impatto per il consumatore finale, rinviando a quella memoria per la descrizione delle caratteristiche innovative del citato Regolamento.

In primo luogo, è apprezzabile l'adozione di metodologie europee condivise di analisi costi-benefici per la definizione dei Piani decennali di sviluppo infrastrutturale europei (tanto per il settore elettrico quanto per quello del gas), così come delle procedure selettive e che contraddistinguono l'individuazione dei PCI che possono poi accedere anche ai finanziamenti europei. Qui l'Unione Europea sussume il principio di selettività per gli sviluppi infrastrutturali, che caratterizza l'azione di questa Autorità in tutti i suoi Piani Strategici già a partire dal 2012.

In secondo luogo, nello sviluppo delle interconnessioni necessarie al mercato interno e quindi ai consumatori finali che in ultima analisi ne sopportano i costi, l'Autorità mette in guardia nei confronti di obiettivi trasversali e omogenei per tutti i Paesi membri (come le suggerite percentuali di interconnessioni sulla capacità installata), che potrebbero determinare investimenti non efficienti.

L'adozione di target predefiniti e fissi senza il sottostante rationale in termini di analisi costi-benefici<sup>16</sup> non solo genera un alto rischio di inefficienza nella selezione degli

---

<sup>15</sup> Memoria 11 maggio 2015, 212/2015/I/com.

<sup>16</sup> Con il Pacchetto Unione dell'energia del febbraio 2015 la Commissione europea ha emanato anche una Comunicazione che identifica per il settore elettrico una misura minima di interconnessione al 2020 e al 2030 per ogni Paese, pari rispettivamente al 10% e al 15% della capacità di generazione installata.

investimenti ma evidenzia anche un importante aspetto di incoerenza metodologica su cui richiamare l'attenzione.

Il riferimento di qualsiasi *target* alla capacità di generazione installata appare oggi quanto mai inappropriato per i Paesi - e l'Italia non è l'unica - che hanno visto negli ultimi anni uno sviluppo senza precedenti della generazione da fonti rinnovabili, in particolare intermittenti. Al riguardo si ricorda che nel 2014 la potenza installata riconducibile ai soli impianti fotovoltaici in Italia è pari a 18,6 GW, con una produzione di 22,3 TWh. La capacità di generazione installata, cresciuta anche recentemente per effetto degli incentivi concessi, non è infatti oggi più rappresentativa né della domanda effettiva media né di quella di picco.

Infine, tra le novità introdotte dal c.d. Regolamento infrastrutture, vi è la previsione di una procedura, attivabile su richiesta dei promotori dei progetti, per l'allocatione su base transfrontaliera dei costi dei PCI che riguardano più Paesi. Le autorità di regolazione dei Paesi interessati possono quindi accordarsi, sulla base di criteri definiti, per la ripartizione dei costi infrastrutturali in base ai benefici effettivamente rilasciati dall'esercizio della nuova infrastruttura, consentendo così minori esborsi tariffari a carico dei clienti finali. Per tale ragione l'Autorità, nel settore del gas, ha già rivisto la regolazione tariffaria del trasporto, introducendo una clausola che elimina eventuali ostacoli di natura tariffaria all'attivazione di tali procedure da parte dei promotori.

Relativamente allo sviluppo degli **investimenti nella rete di trasmissione elettrica**, l'Autorità, con il documento per la consultazione 464/2015/R/eel, ha presentato i propri orientamenti in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica, considerando anche l'evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici per gli investimenti da inserire nel Piano decennale di sviluppo della rete. In linea con le indicazioni elaborate nel Quadro strategico quadriennale, oltre all'efficienza degli investimenti di sviluppo della rete, all'equa remunerazione del rischio associato agli investimenti e al mantenimento della qualità del servizio, gli obiettivi individuati per il quinto periodo di regolazione sono: la coerenza tra gli approcci utilizzati in Europa e in Italia per orientare lo sviluppo di rete all'utilità per il sistema e la focalizzazione, ai fini della promozione selettiva degli investimenti, su

*output* che rappresentino, pur in maniera semplificata, i benefici misurabili attesi dagli investimenti e che siano verificabili e misurati a posteriori anche quantitativamente.

Principale strumento per garantire la coerenza tra gli approcci utilizzati in Europa e in Italia è una metodologia di analisi costi-benefici evoluta (*cost-benefit analysis* 2.0 o “CBA 2.0”). Tale metodologia consente di definire meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo gli investimenti ad elevata utilità per il sistema, ed identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto benefici/costi e dell'utilità delle scelte di investimento a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

### *Conclusioni*

L'integrazione dei mercati dell'energia e il completamento del mercato interno, oltre allo sviluppo delle infrastrutture di cui si è detto sopra, comporta una progressiva integrazione della regolazione europea, attraverso l'adozione di Codici di rete comuni e vincolanti per tutti i Paesi in ambiti un tempo prerogativa di Governi e Regolatori nazionali. Nella visione della Commissione europea tale processo prevede un parallelo graduale rafforzamento di Acer.

Pur condividendo l'obiettivo di adeguare/incrementare i poteri decisionali di Acer e il suo ruolo nella promozione della cooperazione tra i regolatori europei, in particolare nella prospettiva dell'implementazione dei Codici di rete, l'Autorità ritiene che ciò non possa prescindere dal parallelo rafforzamento del sistema interno di controlli e contrappesi - preservando il ruolo del Comitato dei regolatori, organo di Acer - e dalla promozione ulteriore del grado di indipendenza di Acer dalla Commissione. Oggi, infatti, Acer è un'agenzia della Commissione, e non un regolatore indipendente dotato di risorse proprie e autonome reperite fuori dal bilancio europeo.

Solo una consolidata indipendenza “statutaria” e “finanziaria” può, invero, assicurare all'Agenzia la credibilità necessaria per disegnare una efficace regolazione basata sulla complementarietà fra specificità nazionali e obiettivi condivisi di interesse europeo e non solo su una preconcepita armonizzazione delle regole e costituire una seria base su cui fare *devolution* del potere nazionale di regolazione.

Infine, l’Autorità ravvisa, nel disegno delle regole sin qui definite, i sintomi di un modello che stenta ancora a decollare. L’impronta di Bruxelles su una sistematica, e talvolta preconcepita, “armonizzazione” delle regole che governano i mercati energetici europei, cercando di assimilare indistintamente i Paesi “grandi” e i Paesi di minori dimensioni, così come i modelli di mercato e le configurazioni di rete spesso molto differenti tra di loro, rischia di rivelarsi un format molto inefficiente e costoso per i consumatori, privo di adeguati benefici per i sistemi nazionali.

L’Autorità, dunque, auspica un approccio più pragmatico basato sulla valorizzazione della dimensione regionale in cui, una volta definite le specifiche priorità, si testino regole condivise ma non necessariamente armonizzate tra Regioni, e solo in seguito all’esperienza fornita dalla loro implementazione, si definiscano i passi successivi verso un mercato effettivamente ed efficacemente integrato.