



CONFCOMMERCIO
IMPRESE PER L'ITALIA

*Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE
(Atto Governo n. 294)*

CAMERA DEI DEPUTATI

Commissione X° (Attività produttive, commercio e turismo)

Roma, 23 settembre 2021

Premessa

Confcommercio – Imprese per l'Italia riconosce per le imprese che rappresenta, oggi più che mai, l'importanza strategica della regolamentazione del mercato interno dell'energia elettrica.

La rilevanza di tale tematica può essere agevolmente percepita se solo si considerano gli effetti della crisi che ha investito i mercati dell'elettricità e del gas, crisi che non ha paragoni con il recente passato.

1. Le ragioni degli aumenti *shock* dei prezzi dell'energia e l'importanza di una riforma organica del mercato interno dell'energia

L'attenuazione delle misure di contenimento della pandemia e il miglioramento delle prospettive economiche nel primo semestre del 2021 hanno alimentato una **spinta rialzista nei mercati delle materie prime energetiche** che si è via via rafforzata con la ripresa della domanda.

In Europa, temperature inferiori alle medie stagionali hanno dirottato verso i consumi parte del gas che, nella stagione primaverile, è solitamente destinata al riempimento degli stoccaggi; inoltre, si sono verificate riduzioni delle forniture dal nord Europa e minori disponibilità di GNL, in quanto parte della produzione del bacino atlantico è stata indirizzata verso l'Asia.

In particolare i prezzi europei del gas sono cresciuti di oltre il 30% nel terzo trimestre del 2021 rispetto al primo e risultano sempre più **correlati con il prezzo della Co2** che, nel mese in corso, si è attestato oltre i **50 €/tCo2**, anche per le attese di un possibile rafforzamento delle vigenti politiche comunitarie per il contenimento delle emissioni nocive dei gas serra. Secondo alcune stime, ad esempio quelle di BloombergNEF, il costo di una tonnellata di **anidride carbonica** sul sistema ETS europeo potrebbe **superare 100 euro** nel 2030.

La **risalita del prezzo del gas naturale** – ancora oggi componente principale della produzione elettrica del nostro Paese - e la contestuale **accelerazione della crescita dei prezzi** dei permessi di emissione di **Co2**, hanno determinato **forti rialzi del prezzo finale dell'energia elettrica**.

Il 21 settembre 2021 il prezzo medio giornaliero in Italia ha raggiunto il **record di 175,96 euro a megawatt/ora**. Soltanto un anno fa, nel secondo trimestre 2020, il prezzo medio giornaliero dell'elettricità nel mercato all'ingrosso si attestava intorno ai 24,8 €/MWh. I prezzi del gas sono invece passati da una media del 2020 di 10 € per megawattora a 170 €.

Si prevede che già dal prossimo mese di ottobre, il **Prezzo Unico Nazionale (PUN)** possa registrare un incremento di quasi il **50%** rispetto al trimestre precedente e di oltre il **400% rispetto al corrispondente trimestre del 2020**. Ciò, a sua volta, determinerà effetti significativi sull'andamento dell'**inflazione nel breve termine**.

Il trend al rialzo **dei prezzi risulta quindi in fortissima accelerazione, riflettendo, da una parte, la crescita del prezzo della Co2** (che sta incentivando la sostituzione del carbone con

il gas nella produzione termoelettrica), **dall'altra, la domanda attesa di gas per il riempimento degli stoccaggi**, caratterizzati quest'anno da livelli storicamente bassi, in concorrenza con la **domanda per la produzione elettrica** nella stagione più calda.

Questi fenomeni rendono chiaramente evidenti le ragioni che impongono la necessità di **una riforma organica del mercato interno dell'energia** che, nel suo complesso, renda meno vulnerabile il sistema e, quindi, più stabili i prezzi delle *commodities*.

In assenza di queste misure imprese, famiglie e consumatori saranno sempre più soggetti a *shock* sistemici come quello attuale che, per i suoi effetti, rappresenta una vera e propria emergenza nazionale.

2. Gli effetti sul sistema produttivo

Emergenza nazionale perché, in termini di effetti finali per il prossimo trimestre, l'incremento atteso dei costi dell'**elettricità per le imprese si prevede attestarsi tra il 38% e il 42%**. **Analoghi incrementi**, pur se di entità lievemente più contenuta, **sono attesi per i prezzi delle bollette del gas**.

Più nello specifico, a legislazione vigente e con gli automatismi in essere, per **un negozio con potenza impegnata di 35 chilowatt** e consumo annuo 75 mila chilowattora, **la maggiore spesa per la bolletta elettrica sarebbe di oltre 6 mila euro su base annua** su un totale di 19 mila €.

Per un **ristorante con potenza impegnata di 50 chilowattora** e consumo di 100 mila chilowattora in un anno, **la maggiore spesa per la bolletta elettrica sarebbe intorno ai 8,5 mila euro annui su un totale di 28 mila €**.

Per un **albergo con potenza impegnata di 90 chilowattora** e consumo 260 mila chilowattora in un anno, **la maggiore spesa per la bolletta elettrica sarebbe intorno ai 20 mila euro annui** su un totale di 65 mila €.

A questi poi si aggiunge anche l'aumento della bolletta gas per altri 8 mila € per un albergo tipo su un totale annuo di 19 mila €.

Da rilevare come tutti questi incrementi avvengano nonostante la diminuzione compensativa degli oneri di sistema, operata dal Governo a fine giugno 2021 attraverso lo stanziamento di **1,2 miliardi di €** dal fondo aste della Co2.

3. I capisaldi di una corretta regolamentazione del mercato interno dell'energia elettrica

3.1 Formazione dei prezzi nei mercati dell'energia

Gli effetti su imprese e consumatori derivanti da incrementi incontrollati dei prezzi dell'energia pone da subito all'attenzione le norme dettate dall'**articolo 13** dello schema di decreto in esame.

Sotto questo profilo – **e nelle more di una riforma più organica delle modalità di calcolo della bolletta energetica, anche in ottica di progressivo trasferimento alla fiscalità generale degli oneri generali di sistema** - apprezzabile è la volontà di avviare un processo graduale volto al superamento del meccanismo del prezzo unico nazionale (PUN) nel mercato

all'ingrosso dell'energia elettrica. La disposizione si ritiene sia funzionale a promuovere un contesto di mercato che stimoli, attraverso segnali di prezzo, la partecipazione più attiva della gestione della domanda ai mercati elettrici.

Del resto il PUN ha già svolto, nel tempo, una funzione di calmierazione di prezzi diversi tra le diverse zone di offerta, mitigando possibili svantaggi competitivi di specifiche aree territoriali per motivi di connessione di rete e carenza di offerta rispetto alla domanda.

Importante, in ogni caso, aver previsto che il superamento del PUN sia subordinato ad una valutazione sull'impatto sui mercati dell'energia elettrica e sui consumatori, tenuto conto della modifica del *mix* tecnologico di generazione in presenza di una crescente quota della generazione da fonti rinnovabili e delle prospettive di sviluppo della partecipazione attiva della domanda nei mercati e dello sviluppo delle reti.

3.2 Tutela dei consumatori e trasparenza

Di tutto rilievo riveste il nucleo omogeneo di disposizioni (articoli da 5 a 11) volte ad assicurare la tutela dei consumatori attraverso la regolamentazione dei diritti contrattuali degli utenti (**articolo 5**), la formalizzazione dei diritti dei clienti finali e l'introduzione di norme volte a favorire corrette informazioni di fatturazione (**articolo 6**) e a ribadire il diritto di cambiare fornitore (**articolo 7**), unitamente alla disciplina dei diritti dei clienti finali ad un contratto con prezzo dinamico (**articolo 8**), all'introduzione del diritto dei consumatori ad avere accesso a contatori intelligenti ed adeguati sistemi di misurazione (**articolo 9**), alla previsione di strumenti innovativi di confronto delle offerte (**articolo 10**) e, infine, all'introduzione di una disciplina chiara sui temi dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica (**articolo 11**).

Tutti temi, questi, che Confcommercio ritiene debbano essere affermati soprattutto in una fase, come quella che stiamo vivendo, di progressiva liberalizzazione del mercato.

Una maggiore trasparenza potrebbe infatti avere l'effetto di portare un numero crescente di consumatori a concludere un contratto sul mercato libero; il consumatore, sentendosi tutelato e al sicuro da vincoli contrattuali nascosti, avrà certamente una maggiore propensione a muoversi sul mercato, valutando le offerte che gli vengono proposte o cercandone di sua spontanea volontà.

In generale, condividiamo lo sforzo, che traspare dalle disposizioni normative in esame, di **accrescere la consapevolezza del consumatore facilitando la comprensione delle bollette**. Questo è il primo passo affinché il cliente possa avere contezza della propria offerta e, di conseguenza, essere in grado di confrontarla con altre proposte.

L'Autorità ha provato ad affrontare il problema introducendo per i venditori la possibilità di emettere le fatture in formato sintetico e, solo su richiesta dei clienti, in formato analitico (le MT escono in formato analitico). Ciò ha fatto sì che venisse meno la trasparenza e la possibilità di confrontabilità dei prezzi e di una corretta concorrenza. Nel presentare le loro offerte, i venditori facilmente utilizzano il costo industriale o costo medio indicato in fattura, comprensivo quindi di materia prima, dispacciamento oneri, con il prezzo materia prima da loro proposto, che risulta di conseguenza inferiore.

Confcommercio ritiene invece opportuno che si proceda con l'invio della fattura analitica, fatto salvo un'espressa richiesta del consumatore di ricevere fattura sintetica, e non viceversa. Ciò consente al cliente di avere gli elementi a disposizione per una lettura

consapevole delle varie voci di costo addebitate, permettendo di comprendere appieno i vincoli contrattuali sottoscritti.

Ancora, nella fattura energetica sarebbe inoltre necessario differenziare le voci definite dall'Autorità da quelle determinate dal venditore, in modo tale che il cliente sia consapevole di quali sono le voci su cui il venditore può agire nel proporre un'offerta.

Unico elemento di criticità che la Confederazione intende sottolineare su questi temi riguarda – più che il merito – la tecnica legislativa utilizzata che appare caratterizzata da un eccesso di dettaglio regolatorio. Alcune delle misure prospettate per un miglior funzionamento del mercato *retail* risultano, infatti, particolarmente puntuali e particolareggiate rispetto alla natura stessa della normativa europea e, quindi, destinate ad ingessare inutilmente la regolazione in fase attuativa, introducendo complessità non necessarie, rigidità e potenziali ulteriori costi per i consumatori.

3.3 Strumenti di confronto delle offerte

Coerente con i principi di promozione della tutela dei consumatori e della trasparenza che informano lo schema di decreto in esame è, in particolare, l'**articolo 10** che affida all'Arera il compito di assicurare che il portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte nel mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas sia conforme ad alcuni principi guida tra i quali spiccano:

- l'indipendenza dei partecipanti al mercato e la parità di trattamento delle imprese elettriche nei risultati di ricerca;
- l'indicazione chiara del gestore del portale informatico e delle sue modalità di finanziamento;
- la definizione di criteri chiari e oggettivi sui quali basare il confronto tra le diverse offerte;
- l'utilizzo di un linguaggio semplice e privo di ambiguità;
- la correttezza e il costante aggiornamento delle informazioni pubblicate con indicazione della data dell'ultimo aggiornamento;
- la piena accessibilità per le persone con disabilità;
- la conoscibilità delle procedure di segnalazione degli eventuali errori nelle informazioni pubblicate;
- la possibilità di immettere dati e di eseguire confronti tra diverse offerte limitando i dati richiesti al cliente a quanto strettamente necessario ai fini del contratto.

Già oggi il Portale Offerte – che, peraltro, crediamo sia già conforme ai requisiti fissati dallo schema di decreto in esame - si è rivelato un mezzo decisamente utile per aumentare il tasso di mobilità dei clienti da un fornitore all'altro, consentendo la possibilità di confrontare le offerte.

Osserviamo, però, come il concetto di spesa stimata annua della fornitura, presente sul Portale, sia poco rappresentativo perché, pur in un'ottica di semplificazione, può indurre in errore sui vantaggi o svantaggi di un'offerta perché ad esempio calcolata in momenti di

maggior favore o sfavore degli oneri amministrativi, definiti trimestralmente, presenti nella struttura dei costi.

Occorre pertanto valutare se il Portale Offerte, oltre a fornire un quadro istantaneo delle tariffe, non debba essere messo maggiormente a servizio dell'educazione del cliente finale.

Si rileva inoltre il fatto che la difficoltà di valutazione delle offerte persiste laddove il contratto preveda l'erogazione di servizi aggiuntivi, difficilmente valutabili in maniera standardizzata. Per ovviare a tale difficoltà, si riterrebbe utile prevedere la definizione delle condizioni contrattuali quantitative e qualitative minime necessarie per le offerte.

Di fatto si tratterebbe di estendere le regole previste per le offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (Placet) a tutte le tipologie di offerte.

La struttura di prezzo standardizzata renderebbe, infatti, più agevole la comparazione di dette offerte e offrirebbe al cliente un potenziale *benchmark* per la valutazione di altre offerte presenti sul mercato. Ciò arrecherebbe indubbi vantaggi sotto il profilo della comprensione e comparazione per il cliente.

3.4 Comunità energetiche

L'**articolo 14** dello schema di decreto in esame introduce importanti disposizioni sul tema dei clienti attivi e delle comunità energetiche dei cittadini. L'argomento presenta aspetti di grande rilevanza per l'intero sistema elettrico ed è motivato anche da esigenze di coordinamento con l'atto di recepimento della direttiva 2018/2001/UE (Direttiva RED II) in materia di promozione delle fonti rinnovabili il quale disciplina, con diverse specificità, l'autoconsumo.

Intendiamo soffermarci, in questa sede, sull'autoconsumo collettivo.

Per poter raggiungere gli obiettivi contenuti nel Piano nazionale di ripresa e resilienza, la crescita dell'autoconsumo dovrà essere nell'ordine delle 4-5 volte rispetto alle dimensioni del mercato attuale. Inevitabilmente **tale processo passa per l'allargamento del perimetro di mercato grazie all'autoconsumo collettivo.**

La novità riguardante l'autoconsumo (ad oggi solo singolo), rispetto anche al quadro regolatorio odierno, è infatti l'introduzione dell'autoconsumo collettivo e la conseguente possibilità di non sostenere gli oneri di sistema (es: condominio/centro commerciale).

La Direttiva RED II introduce 4 modelli di autoconsumo, tra cui la possibilità che gli autoconsumatori di energia rinnovabile si scambino energia rinnovabile prodotta presso il loro sito. Ciò consentirà la produzione, l'accumulo e la vendita di energia secondo un modello da "uno a molti" (*one to many*). La RED II prevede anche che diversi soggetti possano unirsi a delle "comunità delle rinnovabili" basate sull'autoconsumo elettrico e sulla condivisione dell'energia prodotta. Anche in questo caso, le comunità potranno utilizzare le reti esistenti di distribuzione, pagando i relativi oneri, secondo criteri equi basati sull'analisi specifica dei costi-benefici anche a livello ambientale.

Le comunità energetiche sono un tema attuale poiché rappresentano un modello innovativo di approvvigionamento, distribuzione e consumo dell'energia con l'obiettivo di agevolare la produzione e lo scambio di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché l'efficientamento e la riduzione dei consumi energetici.

Le finalità della normativa risultano condivisibili poiché permettono di rendere economicamente vantaggiosi gli investimenti in energie rinnovabili. La possibilità di vendere l'energia autoprodotta in eccesso rappresenta un sicuro incentivo e stimolo per favorire l'installazione di pannelli fotovoltaici.

Le imprese potrebbero inoltre beneficiare dei pannelli di altri utenti - si pensi ai condomini - acquistando energia a minor prezzo. La sinergia tra tessuto imprenditoriale e residenziale sarebbe ancor più proficua se pensiamo che generalmente, negli orari di lavoro, le abitazioni rimangono per lo più vuote e questo genererebbe un'ulteriore potenziale produzione in eccesso rispetto ai consumi residenziali in altre fasce orarie. Un surplus utilizzabile dalle imprese. Viceversa, sarebbe il residenziale a beneficiarne quando nel week end o durante le festività, sono molte le imprese a rimanere chiuse.

Confcommercio ha quindi accolto con favore la volontà di anticipare il recepimento della direttiva RED II, attraverso l'articolo 42-bis della legge 28 febbraio 2020, n. 8 individuando, dal punto di vista normativo, possibili modelli di autoconsumo. Si tratta infatti di un passaggio necessario a poter dare il via alla fase di sperimentazione.

A una prima analisi, appare condivisibile la scelta, in via sperimentale, di realizzare un modello virtuale, che non richiede infatti nessuna modifica dell'assetto attuale delle reti e del sistema elettrico, né a livello fisico (non vi sono duplicazioni di reti, né nuovi contatori) né a livello di ruoli (non si verificano alienazioni, il DSO continua a fare il DSO, le ESCO continuano a fare le ESCO). L'energia prodotta dagli impianti e consumata dagli autoconsumatori transita quindi dalla rete pubblica. Questo modello permette inoltre ai consumatori di mantenere il loro rapporto con il fornitore storico e la piena libertà individuale, godendo comunque degli incentivi previsti.

In un modello virtuale, l'energia viene, appunto, virtualmente autoconsumata: diviene pertanto fondamentale, ai fini della quantificazione di tale quantità, stabilire l'orizzonte temporale a cui si fa riferimento. A tal proposito, appare necessario adottare un orizzonte temporale breve (giorno, ora, quarto d'ora), che permetterà al sistema di simulare quasi pienamente l'autoconsumo istantaneo, premiando la simultaneità tra produzione e consumo.

Altro tema riguarda l'estensione degli autoconsumatori collettivi. Confcommercio ritiene condivisibile la definizione del perimetro dell'autoconsumo in linea con il concetto di prossimità.

Un punto fondamentale per garantire la diffusione dell'autoconsumo, è la semplicità con cui deve esserne diffuso il concetto. I modelli di autoconsumo coinvolgeranno infatti diversi strati della popolazione, che generalmente non hanno competenze tecniche sul tema. Permettere quindi una piena comprensione di quello che è l'autoconsumo, dei benefici che può garantire e delle specifiche necessarie appare condizione necessaria per una sua implementazione.

Ci sono, però, aspetti potenzialmente critici, da chiarire, su cui è necessario lavorare. La prima questione, ad oggi parzialmente demandata all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, riguarda le misure incentivanti, e in particolare la tipologia di incentivo che si vuole dare alle comunità energetiche.

Dal punto di vista degli incentivi, Confcommercio condivide la scelta di optare per un incentivo esplicito, quale l'individuazione di una tariffa incentivante. Confcommercio non è

infatti favorevole ad un sistema di incentivi impliciti che peggiorerebbe l'esposizione già critica delle piccole imprese.

Se le comunità energetiche godessero di incentivi impliciti, significherebbe che queste non dovrebbero pagare determinati oneri legati all'utilizzo della rete pubblica sull'energia che autoproducono e autoconsumano. Si potrebbe aprire però un problema di extracosti e sovraoneri a carico dell'intero sistema elettrico che deriverebbero dalle esenzioni per i sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo tra prosumer, cosa che non è contemplabile visto il già elevato livello degli oneri fiscali. Sulla componente degli oneri pesa in particolar modo la componente Asos per gli incentivi alle fonti rinnovabili.

Attualmente, il 23,4% degli oneri di sistema è relativo alle rinnovabili e alla cogenerazione CIP6 ma in prospettiva il calo degli incentivi consentirà al 2030 un risparmio del 9,7% sul prezzo del kWh. Anche ipotizzando una forte crescita dell'autoconsumo, che nel 2030 riduca del 20% i ricavi dei gestori di rete (invece di scaricare sugli altri consumatori i maggiori oneri di trasporto e misura), si potrebbe, nel caso si decida di optare per incentivi di tipo implicito, coprire il minore ricavo dei gestori delle reti, stimato al 3,94%, con una parte di quel 9,7% di risparmio dato dalla riduzione degli incentivi.

La seconda problematica, non adeguatamente affrontata, riguarda il bilanciamento: quali garanzie sono necessarie in termini di gestione, sicurezza e di bilanciamento della rete? Considerando che le comunità energetiche, specialmente quelle alimentate da rinnovabili, potrebbero avere la necessità di prelevare ulteriore energia dalla rete, rispetto a quella prodotta, il discorso del bilanciamento delle reti diventa principale e urgente. Si vuole infatti evitare che le comunità energetiche portino a un aumento del servizio di interrompibilità con ulteriori costi che graverebbero su imprese e famiglie.

A tal proposito sono necessari **incentivi ai sistemi di stoccaggio** per favorire così l'indipendenza delle comunità energetiche, diminuendo il rischio di possibili ripercussioni sul resto della rete. È opportuno comunque procedere a un attento monitoraggio del fenomeno per evitare possibili costi aggiuntivi per il resto dei clienti finali.

Ultimo elemento da sottolineare riguarda la possibilità che tali comunità gestiscano reti elettriche di nuova realizzazione o acquisite dai concessionari (disposizione prevista dal comma 6, lettera c), e dal comma 7 dell'articolo 14 del provvedimento in esame). Si ritiene che tale apertura rappresenti un errore risultando, tra l'altro, in contrasto con l'indicazione di cui all'articolo 5, comma 1, lettera h), della legge di delegazione europea per il 2019 che prevede di "valorizzare la rete elettrica esistente", in relazione alle comunità di energia rinnovabile.

Si ritiene, invece, preferibile evitare che siano definite nuove fattispecie che consentano di realizzare ex novo reti private, in particolare per la fornitura di utenze residenziali, prediligendo che siano utilizzate, piuttosto, in maniera maggiormente efficiente, le reti pubbliche già esistenti.

Crediamo peraltro che non sia economicamente vantaggioso realizzare reti diverse e ulteriori rispetto a quelle pubbliche, i cui gestori operano in regime di concessione e sono assoggettati alla regolazione infrastrutturale dell'Arera, per quanto concerne le tariffe e il riconoscimento dei costi, i livelli di qualità del servizio e le regole di separazione contabile e funzionale.

4. Le ulteriori direttrici di un possibile intervento di riforma

La dipendenza del nostro sistema energetico dai prezzi internazionali delle materie prime – oltre a rendere l'Italia intrinsecamente più vulnerabile – rende più manifesti i **limiti dell'attuale configurazione del sistema di prelievo** che, ancora oggi, pone a carico degli utenti finali il costo degli incentivi economici alla produzione da fonti rinnovabili (**oneri generali di sistema**).

Tali oneri, a partire dal 2015, hanno avuto un **ammontare stabile quantificabile in circa 15 miliardi di euro annui**, arrivando a pesare quasi per un quarto sul totale della bolletta.

Il prelievo in bolletta di un gettito imponente e fondamentalmente estraneo alla fornitura in senso stretto di energia elettrica, rende il prezzo della *commodity* anelastico rispetto alle variazioni di mercato, ostacola la concorrenzialità e pone seri problemi di equità distributiva.

Sotto questo punto di vista Confcommercio ricorda come ARERA (memoria 588/2019/1/EEL del 20 novembre 2018) e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (*Cfr.* Segnalazione inviata alla Presidenza del Consiglio ai fini della legge annuale per il mercato e la concorrenza del 2021) abbiano indicato la via del **trasferimento in fiscalità generale degli oneri generali del sistema elettrico** provvedendo al relativo finanziamento tramite l'istituzione di un apposito Fondo da gestire secondo le regole di finanza pubblica.

Il trasferimento complessivo degli oneri generali di sistema sulla fiscalità generale, vista l'entità del gettito, avrebbe ovviamente un impatto rilevante sugli indicatori di finanza pubblica.

Potrebbe quindi essere opportuno procedere in modo graduale **valutando il trasferimento immediato alla fiscalità generale solo di alcune voci degli oneri generali di sistema**.

In particolare, si ritiene debbano essere da subito espunti dalla bolletta elettrica gli oneri non direttamente connessi ad obiettivi di sviluppo ambientalmente sostenibile o ad obiettivi di contrasto alla povertà energetica.

Tra le voci da trasferire in fiscalità generale, in particolare, la **componente AESOS**, relativa agli sgravi in favore delle imprese energivore, che, secondo la stima del Ministero dello sviluppo economico, dovrebbero valere circa 1,7 miliardi di euro all'anno.

Dovrebbe, altresì, essere considerato lo spostamento alla fiscalità generale delle quote di oneri generali di sistema relative alla **componente A2RIM** per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (attualmente pari a circa 200 milioni di euro all'anno, ma in possibile crescita in relazione all'andamento delle attività di smantellamento), alla **componente A4RIM** per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto alla società RFI (pari a circa 250 milioni di euro all'anno), e alla **componente AmctRIM** per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare (pari a circa 50 milioni di euro all'anno).

Tali trasferimenti consentirebbero una riduzione degli oneri generali stimabile intorno ai 2,2 miliardi di euro all'anno.

A **parziale copertura degli interventi di riduzione degli oneri generali** di sistema si potrebbe destinare la raccolta delle imposte con finalità simili a quelle delle attività finanziate dagli stessi.

Per esempio, il **gettito derivante della vendita delle quote di emissione di Co2**, che confluisce nel bilancio dello Stato, potrebbe essere impiegato alla copertura della spesa necessaria per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, in coerenza con quanto previsto dalla normativa europea che, appunto, stabilisce che almeno la metà dei proventi delle aste per la vendita delle quote di emissione di Co2 siano utilizzati in azioni volte a combattere il cambiamento climatico.

Intervento ulteriore, ed egualmente necessario, è l'immediato **rifinanziamento del fondo**, istituito dall'articolo 3, del decreto legge 30 giugno 2021, n. 99, **che consente di rimborsare alle aziende energetiche una parte di quanto speso per emettere Co2**.

Il rimborso, come già accaduto nei mesi scorsi, permetterà di contenere gli adeguamenti delle tariffe del settore elettrico, che verranno fissate dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, previsti per il quarto trimestre dell'anno 2021.

Per essere adeguato (e, comunque, proporzionalmente corrispondente a quello operato nel mese di giugno con il decreto legge 30 giugno 2021, n. 99) il rifinanziamento dovrà essere non inferiore a 3 miliardi di euro. Un tale importo si stima sia sufficiente a contenere aumenti dei prezzi energetici pari a circa il 20%.

Altra direzione che potrebbe assumere la doverosa azione riformatrice del Governo è la **riduzione delle imposte sull'elettricità**.

Dall'ultimo aggiornamento operato dall'Autorità per l'energia emerge come la componente fiscale (pari a 2,89 centesimi di euro per le imposte che comprendono l'IVA e le accise) pesi per il 12,6% del totale della bolletta.

Si dovrebbe quindi intervenire sterilizzando l'Iva sulla differenza del costo dell'energia tra l'ultima quotazione dell'Arera riferita a luglio 2021 e la prossima del 1° ottobre.

Stessa strada ha percorso la Spagna che ha annunciato di aver ridotto temporaneamente l'IVA sull'elettricità dal 21% al 10% per la maggior parte dei consumatori.

5. Conclusioni

Confcommercio auspica, in conclusione, che gli assetti dell'attuale sistema energetico possano evolvere nella direzione di favorire una maggiore consapevolezza del cliente finale, al quale deve essere garantita la possibilità di poter effettuare delle scelte consapevoli.

Solo attraverso un doveroso coinvolgimento di tutti i membri della società si potrà arrivare a una vera e propria sostenibilità del sistema sotto tutti i punti di vista. Diversamente, continueranno a esservi sacche di potenziale inespresso che freneranno, in maniera inconsapevole e incolpevole, il progresso e gli investimenti a causa della mancanza delle possibilità economiche e sociali di farne parte.

Confcommercio è disponibile a mettere a disposizione le proprie esperienze e conoscenze organizzative per la praticabilità delle diverse azioni per lavorare a questo cambiamento. Si ritiene infatti che qualsiasi piano di revisione della normativa in materia di energia debba prevedere un confronto costante e strutturato con il sistema delle imprese.

In particolare, si ritiene che vadano incluse le associazioni di rappresentanza della domanda domestica e non domestica nel tavolo di lavoro già costituito presso il Ministero dello sviluppo economico cui partecipano ARERA, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e gli altri *stakeholder* e che sia rafforzato il Comitato Tecnico Consultivo istituito dalla legge 124/2017. Con riferimento a quest'ultimo sarebbe, inoltre, opportuno introdurre l'obbligo di motivare l'adozione di soluzioni divergenti rispetto alle istanze rappresentate dai partecipanti istituzionali.