

XVIII  
LEGISLATURA

# Green Energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

Marzo 2019

10a commissione

Industria, commercio, turismo

CONSULTAZIONE  
PUBBLICA

Ufficio Valutazione Impatto  
Impact Assessment Office



Senato della Repubblica

Questo resoconto di consultazione è stato elaborato da

NICOLÒ DE SALVO

PATRIZIA FANTAUZZI

MATTEO VECELLIO

CHIARA CECCONI

RENATO TRETOLA

VERONICA VANDONI

Ufficio di segreteria della 10<sup>a</sup> Commissione permanente

Senato della Repubblica

In collaborazione con l'Ufficio per lo sviluppo dei sistemi informativi

Senato della Repubblica

*I dati sono aggiornati a gennaio 2019*

## **Green energy. Il sostegno alle attività produttive mediante generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica**

Consultazione pubblica della 10<sup>a</sup>  
Commissione permanente sull'affare  
assegnato n. 59

Marzo, 2019

Quali sono i costi e i benefici, i rischi e le opportunità, gli ostacoli normativi e gli interventi legislativi necessari per quintuplicare, entro il 2030, l'energia verde prodotta e consumata nel nostro Paese? La nuova direttiva europea sulla promozione dell'uso di energie rinnovabili prevede, nei prossimi 12 anni, una quota del 32% di produzione "verde" in tutti gli Stati membri dell'Unione, insieme alla riduzione del costo dell'energia elettrica e al diritto all'autoproduzione, all'autoconsumo e all'accumulo di energia. La Commissione industria, commercio e turismo del Senato ha indetto una consultazione pubblica - dal 1° al 31 ottobre 2018 - per acquisire informazioni e valutazioni delle parti interessate.

## Sommario

<b>In sintesi</b> .....	5
<b>Parte prima. Il resoconto</b> .....	6
Premessa.....	6
L'istruttoria e la consultazione.....	7
I partecipanti.....	7
<b>Parte seconda. La nota illustrativa</b> .....	10
A. Sistemi di distribuzione chiusi (SDC).....	10
B. Generazione, accumulo e autoconsumo di energia da fonti rinnovabili all'interno di condomini e altri edifici.....	31
C. Comunità energetiche rinnovabili (LEC).....	62
<b>Allegati</b> .....	71
Direttiva sulle energie rinnovabili.....	71
Documentazione acquisita in audizione.....	71
Questionari analizzati.....	71

## In sintesi

La **Direttiva (UE) 2018/2001** del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030. La nuova direttiva innalzerà l'**obiettivo** sulle energie rinnovabili al **32 per cento nel 2030** e riconoscerà il **diritto ad autoproduzione, autoconsumo e accumulo di energia elettrica**.

Nell'ambito dell'esame dell'**affare assegnato n. 59 - Sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica** - la Commissione industria del Senato ha deliberato di svolgere una **istruttoria** approfondita su costi e benefici, rischi e opportunità, ostacoli normativi e interventi legislativi. L'istruttoria si è articolata, da un lato, in un ciclo di **audizioni in Commissione** e, dall'altro, nell'avvio di una **consultazione pubblica** per acquisire informazioni e valutazioni delle parti interessate, i cosiddetti *stakeholder*. L'obiettivo era di valutare *ex ante* - mediante l'analisi ragionata delle aspettative e delle richieste - le possibili opzioni riguardo al recepimento della nuova disciplina europea.

La consultazione si è svolta dal 1° al 31 ottobre 2018 e ha registrato 480 partecipanti. Le risposte valide sono state 275: 188 da privati cittadini e 87 da portatori di interessi (di cui 48 aziende private e 27 associazioni di categoria).

Questo documento illustra svolgimento e risultati della consultazione:

- il **resoconto** descrive la metodologia e i dati relativi alla partecipazione
- la **nota illustrativa** offre un'analisi degli esiti e dei contributi, proponendone una sintesi ragionata e articolata. Per ogni quesito si dà conto delle posizioni registrate, delle criticità rilevate e delle proposte emerse. Il numero in grassetto consente di riscontrare il contributo sul singolo questionario.

Nell'allegato, in formato digitale, sono presenti la Direttiva (UE) 2018/2001, la documentazione acquisita in audizione e i singoli contributi dei soggetti che hanno risposto in qualità di rappresentanti legali di persone giuridiche.

In considerazione del tenore dei contributi dei soggetti che hanno risposto a titolo individuale, si è ritenuto opportuno non approfondirne l'analisi, rendendoli comunque disponibili sul sito della Commissione

[www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/contributiprivaticittadini.pdf](http://www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/contributiprivaticittadini.pdf).

## Parte prima. Il resoconto

### Premessa

La **Direttiva (UE) 2018/2001** del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili<sup>1</sup> (rifusione della cosiddetta "direttiva rinnovabili"<sup>2</sup>) indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030. La nuova direttiva innalzerà **l'obiettivo** sulle energie rinnovabili al **32 per cento nel 2030** e riconoscerà il **diritto all'autoproduzione, autoconsumo e accumulo di energia elettrica**.

L'intento è di produrre **benefici a sostegno delle attività produttive** con ricadute dirette, grazie alla riduzione del costo dell'energia elettrica e al miglioramento della competitività delle imprese, e indirette, attraverso il rilancio della filiera coinvolta e il miglioramento della sicurezza energetica.

Per il raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, l'autoproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per l'autoconsumo sul posto avrà un ruolo di crescente importanza. A fine 2016, in **Italia**, la produzione annua netta di **energia prodotta da impianti di generazione distribuita (GD) rinnovabile e consumata in loco** ammontava a **4,2 TWh**<sup>3</sup>. In base ai nuovi obiettivi europei al 2030, **tale produzione dovrà essere almeno quintuplicata**.

In questo ampio quadro che guarda alle sfide per il prossimo futuro, le attività produttive impegnate nella filiera della *green energy* sono chiamate a svolgere un ruolo strategico di fondamentale importanza, realizzando un modello di transizione energetica che mira a

---

<sup>1</sup> Approvata l'11 dicembre 2018 e pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea L 328/82 del 21 dicembre 2018.

<sup>2</sup> Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione e l'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

<sup>3</sup> Fonte: ARERA – Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2016 – Executive summary allegato alla Deliberazione 222/2018.

coniugare innovazione tecnologica e rispetto dell'ambiente, con i benefici occupazionali, economici, di salute e ambientali che ciò comporta.

## L'istruttoria e la consultazione

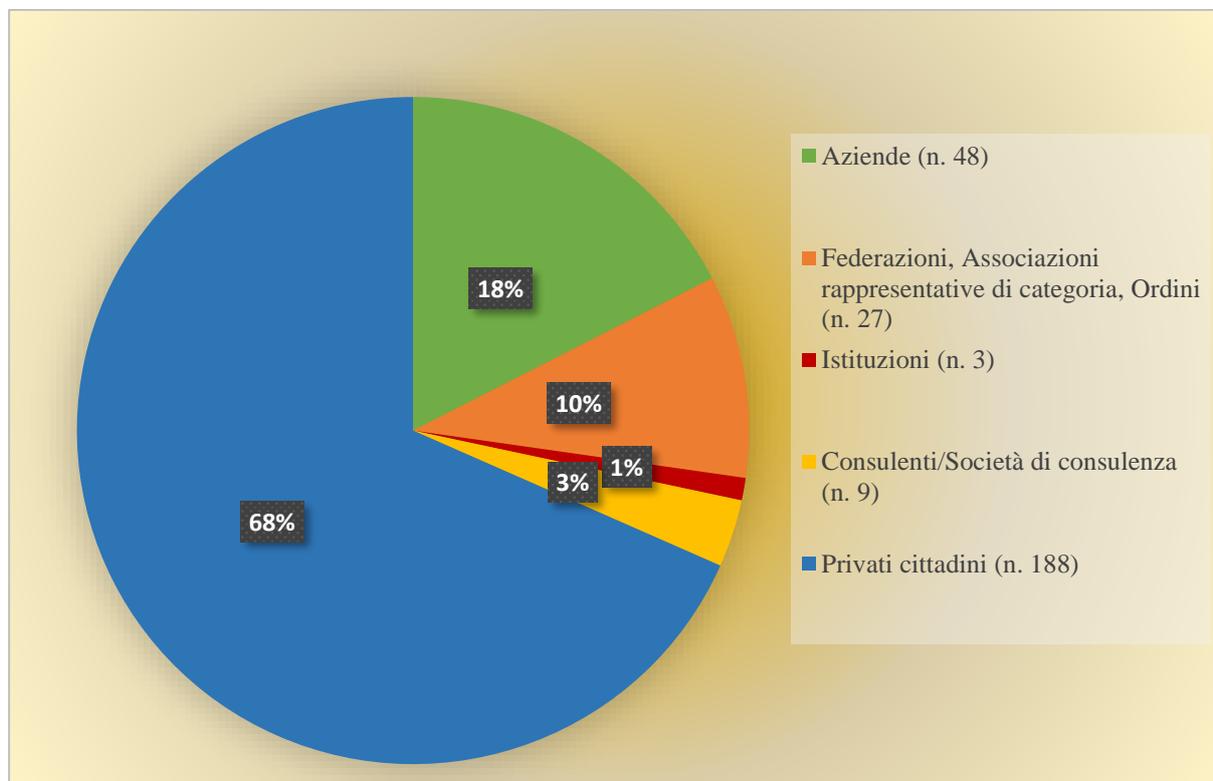
Nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59, la Commissione industria ha svolto una istruttoria approfondita per individuare costi e benefici, rischi e opportunità, ostacoli normativi e interventi legislativi a sostegno delle attività produttive "mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica".

L'istruttoria si è articolata, da un lato, in un ciclo di audizioni in Commissione con il deposito di contributi da parte dei soggetti auditi e, dall'altro, nell'avvio di una consultazione pubblica che mirava a valutare le potenzialità per i consumatori di **produrre, accumulare e consumare l'energia elettrica autoprodotta**.

La consultazione si è svolta dal 1° al 31 ottobre 2018. I cittadini, le autorità pubbliche, le imprese, le università, i centri di ricerca e tutti gli altri soggetti governativi e non governativi interessati sono stati invitati, attraverso un bando pubblicato sul sito *web* della Commissione, a esprimere le proprie opinioni e riflessioni. I contributi sono stati analizzati e presi in considerazione in sede di predisposizione della risoluzione che - una volta approvata dalla Commissione - sarà trasmessa al Governo, per il tramite della Presidenza del Senato.

## I partecipanti

Nell'ambito dell'istruttoria sono state depositate 37 memorie in corso di audizione e 4 sono stati i documenti trasmessi, per un totale di **41 contributi**. Il questionario ha registrato ben **480 partecipanti**. Le **risposte valide** sono state **275**, di cui 188 da privati cittadini e 87 da parte di portatori di interessi, in particolare 48 aziende private, 27 associazioni di categoria, 3 istituzioni e 9 consulenti del settore.

**Grafico 1. Partecipanti alla consultazione in base alla natura giuridica****Le aziende che hanno partecipato:**

Energetica Srl; Tipolitografia Mori Metello Snc; Sinergia S.C. - Energy Saving Company; Lovenergy Srl; Corlito Energy; E4 Energy Systems Srl; Ecolibera Srl; Edil Piemme Srl; Engie Italia SpA; IEnergy Srl; La Mia Energia Verde; Studio Ingegneria Galati; Termocasa G.C. Srl; Ne.M.E.SYS Srl; Dekatech Srl-Divisione Energia; Epsi Srl; PRO.RE.FOR. Snc; Dental Machine Srl; Integra Srl; Omnia Energy 3 Srl; Axpo Italia SpA; Studio Progettazione Impianti Elettrici Pellizzari Renato; Hydrosmart Srl; Energenia impianti fotovoltaici; RCR Cristalleria Italiana SpA; Enel Italia Srl; Ambiente Italia; Moncada Energy Group Srl; Elemens Srl; Alekos.Net di Dario Sabbadini; By Wind By Solar Srl; Cantiere Nautico Santa Lucia Srl; BRG Energy Srl; Edison SpA; Asja Ambiente Italia SpA; Crienergy Srl; Ing Srl; Equa Srl; Renerit Srl; Consorzio Pinerolo Energia; Pannelli Solari Elttrosol Srl.; A2A SpA; Iren SpA; Eni SpA; ERG SpA; Gemma Natale & Co Snc; Ènostra soc. coop.; Falck Renewables SpA.

**Le federazioni e le associazioni di categoria:**

Federazione nazionale imprese elettrotecniche ed elettroniche (ANIE); Associazione difesa orientamento consumatori (ADOC); Associazione nazionale costruttori edili (ANCE); Associazione GIGA no profit; Italia Solare; Azione Energia Solare (AES); ASPO Italia; Associazione Energy Managers; Federazione Nazionale Commercio Macchine (ASCOMAC-

Confcommercio Imprese per l'Italia); Legambiente; Coordinamento FREE; Italcogen - Anima; Utilitalia; U.Di.Con. (Unione per la difesa dei consumatori); Associazione Consulgreen; Elettricità Futura; Altroconsumo; Associazione nazionale costruttori di impianti e dei servizi di efficienza energetica - ESCo e Facility Management (ASSISTAL); Energia Libera; Associazione Italia Solare; Consorzio italiano biogas (CIB); Greenpeace Italia Onlus; Associazione italiana delle energy service company (ASSOESCO); Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET); Ordine degli ingegneri della provincia di Cuneo; Ordine degli ingegneri della provincia di Bari; Ordine degli ingegneri della provincia di Torino.

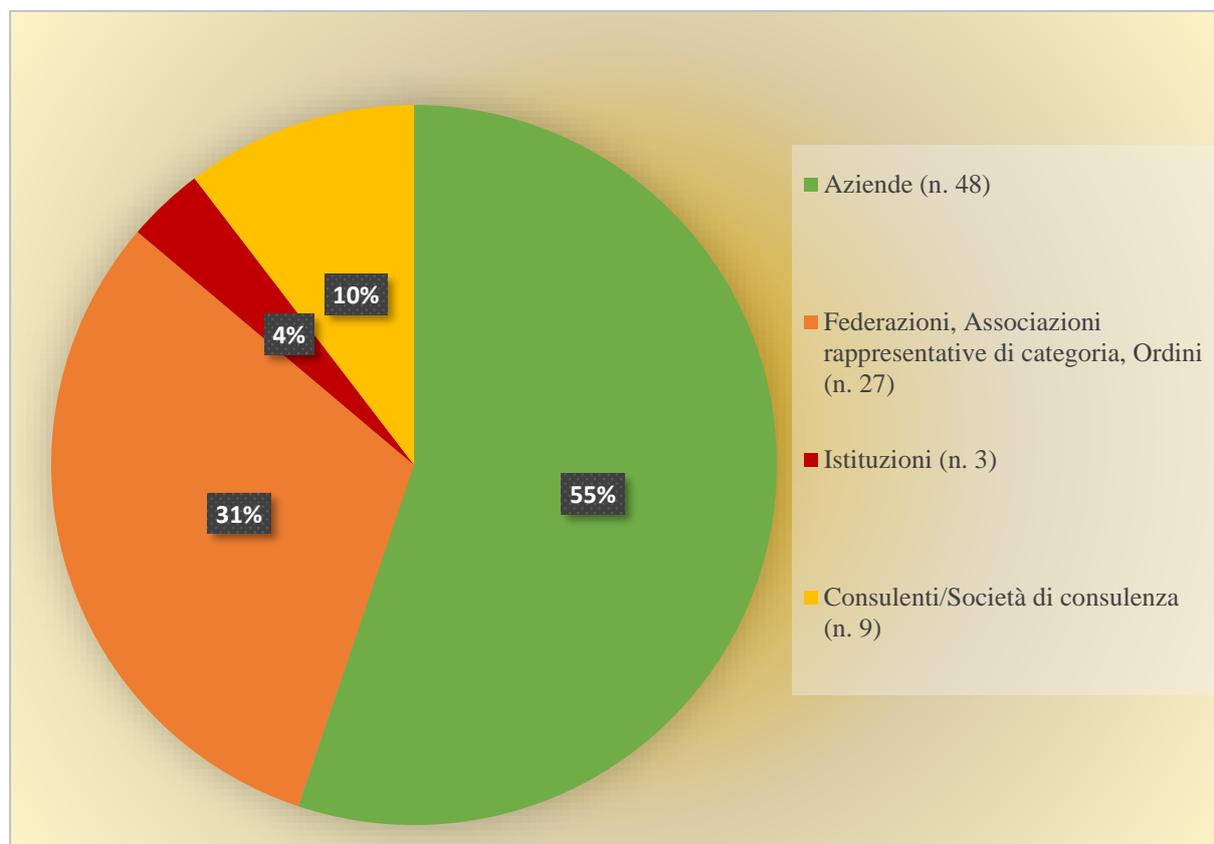
#### **Le istituzioni:**

il Comune di Torino, il Comune di Cantalupa (TO) e l'Agenzia provinciale per l'ambiente di Bolzano.

#### **Consulenti o società di consulenza:**

Energendo - Energy & Fire Management, ENEA, Solaria Corporation.

**Grafico 2. Soggetti giuridici che hanno partecipato alla consultazione**



## Parte seconda. La nota illustrativa

Il questionario di consultazione era suddiviso in tre sezioni:

- Sistemi di distribuzione chiusi (SDC)
- Generazione, accumulo e autoconsumo di energia da fonti rinnovabili all'interno di condomini e altri edifici
- Comunità energetiche rinnovabili (*Local Energy Communities* – LEC).

### A. Sistemi di distribuzione chiusi (SDC)

#### A1. Come valuta lo scambio diretto di energia elettrica prodotta negli edifici tra unità abitative del medesimo condominio?

**La quasi totalità dei partecipanti si è dichiarata favorevole.** In particolare, si è osservato che lo scambio diretto di energia si pone **in linea con le direttive del *Clean Energy Package* e della *Strategia energetica nazionale (SEN)***. Questa misura può favorire una maggior diffusione della generazione distribuita, necessaria al fine del raggiungimento degli obiettivi del Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), in termini di rinnovabili elettriche.

La **microgenerazione** rappresenta una soluzione per la promozione della generazione distribuita complementare alle energie rinnovabili e dunque deve essere assimilata a queste ultime o, in subordine, deve essere la prima soluzione sostitutiva quando queste non risultino efficacemente dispiegabili per limiti economici, tecnici o normativi **(436)**.

L'**autoproduzione** contribuirà al raggiungimento dei nuovi obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030, anche grazie a un quadro normativo che massimizzi i benefici delle configurazioni di autoconsumo. Dal punto di vista applicativo, sarà necessario implementare sistemi di ***Energy Management*** capaci di **rilevare e gestire i flussi energetici in tempo reale**, ottimizzando la fornitura di energia elettrica e fornendo servizi alla rete **(492)**.

La **partecipazione attiva della domanda al mercato** è una delle fondamentali direttrici del *Clean Energy package*, grazie alla definizione di un quadro normativo che possa accompagnare e favorire lo sviluppo di un modello distribuito in cui produttori e consumatori di grandi e piccole dimensioni, connessi alle reti di trasmissione e di distribuzione, scambiano energia. Tuttavia, l'introduzione di tali misure non potrà prescindere da un'attenta valutazione dei benefici attesi in termini di **ottimizzazione delle risorse energetiche** e delle **criticità relative alla gestione e alla sicurezza della rete (431)**.

Lo scambio di energia tra unità abitative del medesimo condominio rientra tra le possibili configurazioni denominate **Energy Communities** previste all'interno del quadro regolatorio del *Clean Energy Package*. Quest'ultimo include tra gli obiettivi il **superamento dei modelli di autoconsumo "uno a uno" per arrivare al modello "uno a molti"** e allo sviluppo della generazione distribuita sul territorio nazionale. Tale superamento dovrebbe avvenire favorendo le tecnologie sostenibili (impianti alimentati da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento), in un contesto regolatorio e di sostegno economico stabile nel tempo. I meccanismi di supporto devono essere sostenibili dal punto di vista economico e rispettosi dei principi della *cost reflectivity* e di efficienza di sistema, monitorando gli effetti redistributivi su tutti i clienti finali derivanti dall'adozione di meccanismi di sostegno, impliciti o espliciti, a favore dei sistemi di autoconsumo.

Per quanto riguarda il modello di **energy community a livello condominiale**, è stata suggerita l'adozione di modelli regolatori che evitino una duplicazione delle reti di distribuzione già esistenti e operanti con elevati livelli di qualità del servizio. Sarebbe pertanto più adatto, in luogo dello scambio diretto di energia tra condomini, uno **scambio dell'energia di tipo virtuale**: tale modello di autoconsumo consente di realizzare nuove configurazioni di autoconsumo **senza la necessità di costruzione/subentro nelle reti fisiche**. Lo scambio virtuale consente infatti la gestione a livello commerciale dei flussi di energia, garantendo ai singoli utenti delle unità abitative un elevato livello di qualità del servizio; permette inoltre ai singoli utenti di continuare ad esercitare i loro diritti come consumatori, inclusi i diritti di scegliere il proprio fornitore e di esercitare lo *"switching"* del fornitore. Inoltre, le nuove tecnologie, quali gli *smart meter* elettrici di seconda generazione e i sistemi *peer-to-peer*, consentiranno agli aggregatori il **coinvolgimento diretto del cliente finale come prosumer** (produttore-consumatore), avvalendosi dei distributori locali (DSO) quali soggetti neutrali in grado di abilitare e facilitare la transizione energetica **(471)**.

**L'aggregazione di più utenze favorirebbe gli investimenti** necessari all'impiego di tecnologie innovative *low-carbon* e l'utilizzo di sistemi di tipo *smart* nella gestione energetica di un edificio contribuendo alla riduzione dei consumi e dei costi, nella direzione promossa dalle Direttive europee e dal *Clean Energy Package* che prevede una maggiore partecipazione dei consumatori ai meccanismi di mercato attraverso l'autoproduzione **(478)**.

Lo scambio diretto di energia elettrica prodotta negli edifici tra unità abitative dello stesso condominio è stato valutato favorevolmente poiché permette di realizzare **interventi di efficientamento energetico** o di utilizzo di fonti rinnovabili più efficaci rispetto a interventi per le singole abitazioni **(32)**. Consentire agli utenti di un condominio di connettersi fra loro attraverso una rete privata quale un sistema di distribuzione chiuso (SDC) contribuisce al raggiungimento dei *target* al 2030, incrementando e ottimizzando l'autoconsumo attraverso l'uso efficiente delle risorse. Inoltre, una gestione fisica - equiparabile a quella dei SDC -

**decongestionerebbe la rete nazionale.** La gestione fisica implica diverse modifiche alla normativa, tra cui anche quella relativa alle **sub-concessioni per la gestione della rete** di distribuzione condominiale **(72, 498)**.

La configurazione sottostante all'applicazione dei SDC ai contesti condominiali consente di **massimizzare lo sfruttamento locale delle risorse distribuite**, garantendo la riduzione delle perdite di rete e un impiego ottimale ed in sicurezza delle infrastrutture elettriche pubbliche, evitandone la duplicazione. L'impiego **dei contatori digitali di seconda generazione** consentirà l'ottimale gestione dei flussi di energia bidirezionali, abilitando servizi innovativi che porranno il cliente al centro del processo di transizione verso la completa decarbonizzazione del sistema. **(387)**. La produzione e lo scambio di energia in "isole", specialmente se tra utenti non critici per sincronizzazione della rete elettrica in corrente alternata, presenta vantaggi energetici e si rivela un approccio coerente con la produzione, l'accumulo e l'utilizzo di corrente continua prodotta dai sistemi fotovoltaici **(172)**. In tal modo **il condominio può diventare prosumer consapevole** e investire nel miglioramento dell'efficienza energetica dell'edificio **(341)**. Sarebbe una spinta determinante per permettere ai condomini di installare impianti fotovoltaici **(346)**, nonché un ottimo strumento per incentivare produzione diffusa e autoconsumo, senza gravare sulla rete nazionale **(486)**.

I **benefici in termini di funzionalità della rete** sono stati evidenziati da molti contributi. La produzione distribuita serve anche ad evitare il sovraccarico delle reti di distribuzione, i costi di trasporto e le perdite di rete **(116)**. Lo scambio diretto di energia renderebbe più efficienti i consumi elettrici mettendo in comune le utenze elettriche e scambiando l'energia accumulata per ogni utente grazie ad accumulatori. Diminuirebbero inoltre i costi di trasporto che insieme agli oneri di sistema quasi raddoppiano il costo dell'energia, penalizzando le aziende italiane **(195)** e il dispacciamento dell'energia **(287)**.

Altri contributi, pur favorevoli, auspicano interventi che ne migliorino la **fattibilità economica** e operativa o **modifiche al quadro regolatorio**. Lo scambio diretto rappresenta una soluzione da sviluppare per favorire una gestione energetica efficiente e maggiormente distribuita, in un quadro normativo che incentivi le configurazioni di autoconsumo, adottando nuovi sistemi di autoproduzione in assetto *one-to-many* anche per incrementare lo sviluppo di energia da fonti rinnovabili. In tal senso, è stata ritenuta necessaria la revisione della definizione di cliente finale in senso più estensivo, ricomprendendo in un'unica entità insiemi limitati di consumatori domestici (condòmini) o insiemi dei soggetti che partecipano alla realizzazione di un unico prodotto o servizio **(488, 493)**.

Pur riconoscendo l'importanza dello sviluppo della generazione distribuita e dei *prosumer*, è necessario calibrare attentamente le **politiche di incentivazione** di questi sistemi assicurando la **gestione efficiente della transizione**: è infatti fondamentale che venga

garantita la sostenibilità economica dei DSO e venga evitata la duplicazione degli *asset* di rete. Al fine di sfruttare al meglio le infrastrutture di rete già esistenti senza creare inefficienze al sistema energetico nel suo complesso, le nuove configurazioni dovrebbero avere carattere virtuale, mantenendo la gestione dell'*asset* di rete in capo al DSO, almeno in quei casi in cui la rete già esiste. Infine, lo sviluppo della generazione distribuita è essenziale al raggiungimento dei *target* relativi alla penetrazione delle FER (impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili) e dei *target* di efficienza e sarebbe auspicabile che qualunque forma di incentivazione fosse accessibile ai nuovi sistemi solo in presenza di impianti FER oppure CAR (impianti di cogenerazione ad alto rendimento) **(481)**. Tale possibilità dovrebbe limitarsi ai condòmini che realizzano gli impianti di generazione o che sottoscrivono un contratto di fornitura con il titolare dell'impianto, che potrà essere un soggetto terzo. La disponibilità delle misure orarie dei prelievi di ciascun condomino consentirebbe un'agevole **ripartizione dell'energia** prodotta dall'impianto e la riconciliazione con i dati dei prelievi dalla rete pubblica. I condòmini che dovessero decidere di non aderire al progetto o al contratto continuerebbero a essere utenti della rete pubblica **(292)**.

Lo **scambio diretto di energia** prodotta all'interno del condominio dovrebbe essere consentito ed equiparato all'autoconsumo, anche in caso di utilizzo da parte di più condòmini nelle proprie unità abitative. Tale riconoscimento dovrebbe limitarsi ai condòmini che partecipano direttamente alla realizzazione degli impianti di generazione o che sottoscrivono un contratto di fornitura con il titolare dell'impianto, che potrà essere un soggetto terzo **(479)**. Occorrerebbe regolamentare sia la possibilità di scambio **virtuale** (attraverso lo "scambio perimetrale sul posto"), sia lo scambio **fisico** (attraverso reti fisiche interne) per consentire di scegliere l'alternativa che maggiormente risponde alle esigenze energetiche locali **(470)**.

La regolamentazione dello scambio interno andrebbe definita con specifiche **regole di misurazione dell'energia scambiata**, demandandone la valorizzazione alla libera contrattazione tra le parti **(385)**. È necessario modificare il quadro regolatorio per promuovere la generazione distribuita di energia, in un contesto orientato allo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'autoconsumo e la cessione diretta dell'energia eccedente **(406)**.

L'autoconsumo condominiale non sembra rappresentare una minaccia per il sistema elettrico. La **regolazione dei prosumer condominiali** dovrà tuttavia essere affrontata con attenzione, conciliando la possibilità di dar vita a questo nuovo segmento di mercato con la tutela dei **diritti dei consumatori**. Dovrà inoltre essere individuata la modalità con cui l'autoconsumo avverrà all'interno dei condòmini, chiarendo se sarà in forma virtuale/commerciale (alla stregua dell'attuale scambio sul posto) ovvero fisica **(409)**.

Deve essere garantita la possibilità di realizzare impianti che possano trasferire l'energia prodotta nel condominio ai condòmini (uno a molti), analogamente a quanto oggi è possibile

fare con le utenze termiche, salvaguardando il diritto del condomino di approvvigionarsi da un fornitore di sua fiducia (483, 432, 446, 495). Andrebbe previsto un **contributo di solidarietà per la rete di distribuzione nazionale**, poiché la manutenzione e il potenziamento della rete devono essere sostenuti con modalità diverse (112). L'attuale vincolo normativo sembra orientato a tutelare una condizione di monopolio o di posizione dominante a vantaggio dei maggiori produttori (415, 453). È necessario prevedere un obbligo di potenza da installare, per le nuove costruzioni e per quelle esistenti, anche nell'ottica dello **sviluppo della mobilità elettrica** (punti di ricarica condominiali) (135). La produzione e lo scambio di energia elettrica all'interno di reti chiuse dovrebbe essere libero, fatto salvo il pagamento delle **accise** sulla produzione, **senza oneri di rete o di sistema** (136).

Diversi contributi evidenziano i **vantaggi economici della realizzazione di reti private**, alimentate da energia rinnovabile, che abbatterebbero i consumi: l'investimento iniziale sarebbe ripartito tra le unità abitative con una **riduzione del *payback time*** (oltre alle semplificazioni amministrative e alla disponibilità di impianti di potenza maggiore a costi per kW installato minore); si realizzerebbero più impianti con conseguenze sull'indotto; si otterrebbe un **risparmio in bolletta** per le unità del condominio; si incrementerebbe la generazione distribuita; si ridurrebbe il carico nelle linee di distribuzione; si incrementerebbe il valore dell'immobile; aumenterebbe l'autoconsumo; si disporrebbe di un contatore centralizzato con regime di "scambio sul posto" e di sistemi per la contabilizzazione dei consumi certificati per ogni unità; si riscontrerebbero **minori perdite in rete**; si ottimizzerebbe l'energia prodotta nei momenti di picco, limitando la necessità di ricorrere a stoccaggi e livellando i prelievi dalla rete durante le stesse ore della giornata (159, 160, 326, 388, 472). I benefici andrebbero direttamente agli utenti senza passaggi indiretti, grazie all'impiego di criteri non discriminanti per la ripartizione tra i condomini delle spese per i servizi di rete relativi alla quota di energia importata dall'unico POD (ad esempio in base al consumo netto) (394). I SDC porterebbero vantaggi economici in capo ai consumatori/condòmini, che diventerebbero di conseguenza anche produttori dell'energia da utilizzare (445). Tali sistemi sono da incentivare per sostenere il sistema della *Green Economy* (421). Sviluppare i SDC renderebbe più competitive le imprese italiane (442).

Diversi contributi sottolineano i **risvolti positivi** in termini di **responsabilità sociale, economica e ambientale**. La condivisione energetica aumenterebbe il senso di appartenenza al territorio, incentivando la produzione da fonti rinnovabili, anche come forma di integrazione economica, accrescendo la partecipazione e responsabilità dell'utente nella gestione ottimizzata dei consumi energetici. Tale tipo di intervento è considerato anche quale misura sociale in favore di altri abitanti dei condomini non proprietari (i condomini proprietari possono fornire energia rinnovabile a prezzi contenuti a coloro che vivono in affitto nello stesso

condominio). Lo scambio tra unità abitative nel medesimo condominio è strategico per la **riduzione dei costi** e il **contrasto ai cambiamenti climatici**, grazie ad uno sviluppo equo e sostenibile basato sulla responsabilità sociale **(66, 130, 133, 370)**.

Lo scambio diretto di energia elettrica prodotta negli edifici andrebbe esteso anche a **contesti abitativi più ampi**. Fondamentale per l'efficienza del sistema condominiale è permettere e **incentivare economicamente** l'utilizzo della produzione da rinnovabili elettriche condominiali da parte degli utenti, cosa ora non possibile. È importante permettere la medesima cosa anche per edifici non condomini, come ad esempio ufficio-casa, edificio familiare, villa con più appartamenti **(37, 414 496)**.

**Un solo contributo sembra essere apertamente contrario all'ipotesi prospettata dal quesito**, sostenendo la necessità di adeguare opportunamente la normativa nazionale. Forme di sperimentazione all'interno di progetti pilota *ad hoc* possono essere tuttavia utili per consentire agli attori del sistema elettrico **valutazioni basate su case study reali, prima di qualsiasi modifica definitiva della disciplina** vigente. È stata suggerita pertanto l'adozione di modelli regolatori che evitino la duplicazione delle reti di distribuzione già esistenti. A tal fine, è maggiormente adatto, in luogo dello scambio diretto di energia tra condomini, uno scambio dell'energia di tipo virtuale, garantendo ai consumatori i diritti di scegliere il proprio fornitore e di esercitare lo "*switching*" del fornitore **(398)**.

## **A2. Come valuta la realizzazione di nuovi sistemi di distribuzione chiusi o di nuove reti private?**

**Una significativa porzione di contributi evidenzia che la realizzazione di nuovi sistemi di distribuzione chiusi porterà benefici allo sviluppo di sistemi di generazione distribuita (292, 346)**. Risulta sicuramente opportuno garantire un maggiore interscambio dell'energia soprattutto all'interno di **contesti industriali** prossimi, favorendo la generazione distribuita ed evitando di sovraccaricare le reti con rischi per la sicurezza **(134)**. La produzione e lo scambio di energia all'interno di reti chiuse dovrebbero essere **liberalizzati**, previo pagamento di accise sulla produzione di energia, senza oneri di rete e di sistema **(136)**. Occorre facilitare la generazione distribuita di energia, anche attraverso la partecipazione della domanda industriale e la finalizzazione delle disposizioni esistenti riguardo i SDC **(380)**.

La **realizzazione di nuovi SDC o reti private** è essenziale per lo sviluppo della generazione distribuita di energia **(406, 479)**. La nascita di nuovi SDC, oltre a essere necessaria per promuovere la diffusione della generazione distribuita, rende la **figura del prosumer** in linea con la nuova direttiva sulle rinnovabili, che riconosce il diritto dei cittadini e delle comunità energetiche a produrre, consumare, accumulare e vendere l'energia a prezzi di mercato, **senza tasse o regolamentazioni discriminatorie (436)**. Avviare la produzione distribuita di energia con la realizzazione di **smart district energetici** favorirebbe un forte sviluppo economico e occupazionale verso la *smart energy* e l'*energy management* **(341)**.

La realizzazione di nuovi sistemi di distribuzione chiusi o di nuove reti private favorisce la diffusione della generazione distribuita da FER e da cogenerazione ad alto rendimento, per lo più finalizzate all'interazione e all'integrazione del binomio **produttore-consumatore** e al bilanciamento tra produzione distribuita e domanda di energia elettrica a livello locale. Realizzare SDC è fondamentale per la realizzazione delle *smart grid* e per permettere il *peer-to-peer* energetico **(130, 135)**. La costituzione di nuovi sistemi di distribuzione chiusi va nella direzione di consentire un **migliore sfruttamento della produzione di energia locale**, in particolare di quella prodotta attraverso la cogenerazione, in quanto consente di dimensionare ed esercire gli impianti in relazione ai consumi aggregati **(385)**.

**Alcuni contributi si esprimono in senso favorevole, condizionatamente all'introduzione di specifiche semplificazioni normative (394)** e alla risoluzione di problemi a livello tecnico. Occorre introdurre una normativa che regolamenti la produzione da FER per gli impianti che in zona industriale o commerciale o di servizi distribuiscono l'energia prodotta *in loco* con una rete privata alle utenze di tale zona **(432, 446, 483, 493, 495)**. L'impianto normativo dovrà essere il più specifico possibile onde assicurare una tutela quanto più completa per il consumatore **(421)**. Occorre **regolamentare in via sperimentale** la realizzazione SDC, solo se alimentati da impianti **FER** o **CAR**. In particolare, sarà necessario definire misure esplicite di **incentivazione** in grado di consentire un monitoraggio costante della loro diffusione, tale da garantirne un'integrazione corretta nel sistema elettrico. Lo sviluppo dei SDC dovrà avvenire nella salvaguardia dell'efficienza del sistema evitando inutili duplicazioni degli *asset* di rete e garantendo la sostenibilità economica dei DSO **(470, 481)**. Sono necessarie misure tecniche che incrementino la stabilità locale e complessiva della rete pubblica **(379)**.

**Valutazioni favorevoli sono state espresse a condizione che nel quadro definitivo sia cancellata la limitazione a spazi geograficamente ristretti all'interno di siti/aree industriali (37)**. La realizzazione di sistemi chiusi, sebbene debbano essere superati evidenti problemi tecnici di **bilanciamento della rete elettrica**, rappresenta un **doppio risparmio**: non si fanno investimenti sulla rete, perché la maggior produzione è utilizzata con sistemi chiusi; si incentivano gli accumuli, quindi produzione di energia diffusa che non grava sulla bolletta

energetica. La produzione distribuita serve anche per evitare il sovraccarico delle reti di distribuzione, evitare di pagare inutilmente i costi di trasporto e le perdite di rete **(98, 112, 114, 116, 133)**.

È valutata positivamente la possibilità di realizzare nuovi SDC **(490)**, ampliando il **perimetro dei clienti approcciabili** con soluzioni di autoconsumo e, assunto che le tecnologie che presentano oggi i minori costi di generazione sono relative al fotovoltaico e alla cogenerazione ad alto rendimento, favorendo un processo di decarbonizzazione e di sviluppo dell'efficienza energetica. Anche un'estesa applicazione del modello non sembrerebbe mettere in crisi il primato generale del **modello delle concessioni** attribuite ai distributori. Viene sottolineato comunque che non appare auspicabile il fenomeno della duplicazione di reti in assenza di benefici tecnici comprovati **(409)**. È necessario evitare la **duplicazione delle infrastrutture** già esistenti, orientando le decisioni d'investimento e le politiche di sostegno verso le soluzioni tecnologiche più sostenibili dal punto di vista ambientale, quali gli impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR) e quelli alimentati da fonti rinnovabili (FER) **(478)**.

Sono considerati interventi volti a ottimizzare la situazione a livello locale, a valorizzare le risorse presenti, operando in ottica di **gestione integrata dell'energia** (elettricità e calore, efficienza, accumulo ecc.) e di interventi di efficientamento energetico. È necessaria una modifica strutturale del sistema energetico, in modo che le nuove configurazioni possano essere introdotte secondo modalità che contemperino esigenze di sistema, l'ottimizzazione e l'uso razionale delle risorse economiche ed energetiche **(431, 488)**. Occorre prevenire la **giungla** che si potrebbe creare con la **moltiplicazione dei contratti di compravendita** energetica **(66)**.

**Alcuni contributi favorevoli sottolineano i diversi benefici che deriverebbero dalla maggiore sicurezza e flessibilità del sistema:** ad esempio, garantire una maggiore efficienza del rapporto costi-benefici **(24)** e permetterne la diffusione, valorizzando esclusivamente impianti FER e CAR **(195, 498)**; sviluppare sistemi di accumulo e dell'autoconsumo **(72)**; sostenere la costruzione di impianti rinnovabili distribuiti sul territorio senza rinunciare al **sistema d'emergenza centralizzato (102)**; favorire lo sviluppo di sistemi di autoproduzione da fonti rinnovabili, specialmente fotovoltaico **(441)**.

Uno sviluppo graduale di **nuove soluzioni di autoconsumo** che possano anche comportare l'introduzione di collegamenti privati tra produttori e consumatori è considerato opportuno, a partire dallo **scambio di perimetro (70)**. Realizzare nuovi sistemi di distribuzione chiusi è fondamentale per creare **nodi aggregati di produzione-consumo** e per stabilizzare l'uso della rete **(496)**, tenendo in considerazione le esigenze del sistema elettrico e gli obiettivi di efficienza energetica **(287, 492, 485)**.

Sono stati inoltre evidenziati i vantaggi in termini concorrenziali dei SDC **(422)**: la loro realizzazione sarebbe positiva per favorire **l'ingresso sul mercato di tanti piccoli e medi operatori** in un mercato attualmente riservato alle *utility* pubbliche nazionali e alle aziende municipalizzate, facendo emergere importanti **prospettive concorrenziali**. Ulteriori vantaggi riguardano: l'estensione della liberalizzazione alle attività di autoproduzione, il trasferimento attraverso reti energetiche private e autoconsumo di energia da parte di persona fisica, persona giuridica, gruppi di persone fisiche o giuridiche nei diversi settori economici, utilizzatori finali residenti o operanti in sito qualificato SEU (settori civile, impresa, commercio, servizi) e SDC (settori impresa, commercio, servizi, escluso il civile) **(154, 160, 370)**. La realizzazione di nuovi SDC darebbe un considerevole contributo alla maggiore sicurezza e flessibilità del sistema e garantirebbe maggior efficienza del rapporto costi-benefici **(375)**.

**Alcuni contributi, pur non contrari, evidenziano l'esigenza di rigorose analisi costi-benefici.** La realizzazione di nuove reti fisiche, diverse da quelle del distributore concessionario, dovrebbe avvenire qualora se ne dimostri la **convenienza** per il sistema rispetto all'utilizzo della rete del distributore. Non possono infine essere trascurate le inevitabili **ricadute ambientali** in termini di **consumo del territorio** dovute alla realizzazione di altre reti parallele a quelle di distribuzione. Una **diffusione non opportunamente regolata** di tali infrastrutture porterebbe a una **frammentazione della rete** di distribuzione con impatto negativo sulla sicurezza e resilienza del sistema elettrico, facendo anche perdere le sinergie tecnologiche e le potenzialità di ricerca e sviluppo tipiche di un settore *capital intensive* come quello elettrico **(387)**.

La realizzazione di nuovi SDC o di linee private deve derivare da **reali necessità** riconducibili a **ragioni tecniche o di sicurezza** che giustifichino l'integrazione del processo di produzione degli utenti del sito. La rete di distribuzione dovrà comunque raggiungere tali nuove realizzazioni ed essere strutturata per sopperire alla domanda proveniente dalle utenze del SDC. In definitiva, potrebbe crearsi una evidente duplicazione delle infrastrutture, posto che il Gestore del Servizio pubblico non potrà mai non tenere conto del SDC dovendo, in ogni caso, pianificare i possibili prelievi ed immissioni di energia in rete **(398)**.

Un ricorso alla realizzazione di nuovi SDC e nuove reti private dovrebbe essere limitato in quanto lo stesso obiettivo di stimolo alla crescita della generazione distribuita e all'autoconsumo potrà venire dalle configurazioni di scambio virtuale di energia. In tal senso, potrebbe verificarsi la possibilità di effettuare sperimentazioni e analisi costi/benefici, in modo da **valutare gli impatti in modo preventivo** di nuovi SDC o reti private. Tutte le nuove configurazioni di autoconsumo, con scambio diretto o virtuale, dovranno consentire agli utenti allacciati di godere degli stessi diritti che hanno oggi come consumatori. I gestori di SDC e nuove reti dovranno pertanto garantire gli stessi **standard tecnici, di qualità e di sicurezza**, garantiti oggi dai DSO **(471)**.

**A3. Come valuta l'esenzione totale o parziale dagli oneri in bolletta (oneri di sistema, di trasmissione e distribuzione) per l'energia prodotta all'interno di SDC di futura realizzazione analogamente a quanto previsto per i SDC anteriori al 2009? Ritiene utile differenziare l'esenzione per i SDC anteriori al 2009 - costituiti in parte significativa da impianti non alimentati a fonte rinnovabile - da quelli successivi?**

La maggior parte dei contribuiti si è dichiarata favorevole all'esenzione, totale o parziale, dagli oneri in bolletta per l'energia prodotta all'interno di SDC di futura realizzazione (analogamente a quanto previsto per i SDC anteriori al 2009). Si ritiene utile differenziare l'esenzione per i SDC anteriori al 2009 da quelli successivi. In particolare, alcune risposte ritengono che la differenziazione vada mantenuta solo per i futuri SDC fossili non ad alto rendimento e puntano sulla **incentivazione delle configurazioni meno inquinanti**, quali le FER o le CAR. Infine, qualche contributo ritiene che nel caso fossero introdotti degli oneri, questi andrebbero pagati esclusivamente per l'energia elettrica scambiata con la rete nazionale. Le esenzioni potrebbero essere diversificate in base alle tecnologie **(32)**; è importante **differenziare l'esenzione degli SDC anteriori al 2009** - costituiti in parte significativa da impianti non alimentati a fonte rinnovabile - da quelli successivi, per non incentivare ancora le fonti non rinnovabili inquinanti **(37, 48, 341)**.

Viene data preferenza ad **incentivare sistemi di autoproduzione per autoconsumo** dell'energia **(59)**. I SDC devono essere uno sprone all'utilizzo di nuove forme di energia **(66)**. Meccanismi di esenzione dagli oneri in bolletta per l'energia prodotta ed autoconsumata all'interno di configurazioni di SDC fisiche o virtuali sono necessari per sostenere la diffusione di tali configurazioni **(70)**; sicuramente l'esenzione dal pagamento di oneri in bolletta deve riguardare le configurazioni che implementano una produzione meno inquinante e che massimizzano l'autoconsumo per raggiungere gli **obiettivi di decarbonizzazione**. Si giudica errato applicare un criterio di differenziazione in base all'età anagrafica dell'impianto. L'esenzione dal pagamento della quota variabile degli oneri generali di sistema per le configurazioni di autoconsumo con FER e CAR è condizione necessaria per garantire la fattibilità del progetto stesso **(72, 498)**.

Gli **oneri di sistema, di trasmissione e distribuzione vanno correttamente addebitati** a tutti coloro che fanno uso totale, parziale o richiedono solamente la disponibilità di energia elettrica; esenti saranno solo i sistemi completamente indipendenti dalla rete elettrica che producono tutta l'energia *in loco* **(81)**. Andrebbe applicata un'esenzione totale degli oneri per i SDC che hanno al proprio interno solo generazione da FER o da CAR e non da altri tipi di

generazione **(98, 398, 406, 415, 441, 453)**. L'esenzione totale o parziale va fatta solo per impianti da fonti rinnovabili **(102, 116, 135, 154, 164, 116, 135, 380)**.

L'approccio migliore potrebbe essere quello di una **doppia gradualità delle esenzioni**: 1) prevedere maggiori esenzioni (quasi totali) per i piccoli impianti su scala residenziale e poi decrescenti per impianti di taglia più grande; 2) prevedere un taglio delle esenzioni previa verifica annuale dei kWh complessivamente autoconsumati **(388)**. Non potendo penalizzare i SDC anteriori al 2009 (nonostante non alimentati da fonte rinnovabile), potrebbe essere dato un **premio maggiore ai nuovi SDC** alimentati da fonte rinnovabile. Tutti gli altri sistemi SDC dovrebbero pagare gli oneri di sistema per intero; gli oneri pieni dovrebbero riguardare solo l'energia scambiata in rete e non tutta l'energia prodotta. Per la gestione della bolletta energetica si ritiene importante valutare l'impatto complessivo dell'insieme delle singole misure, nonché le conseguenze di ogni intervento regolatorio sulle bollette. Pertanto andrebbe studiato un **meccanismo regolatorio** virtuoso che non determini un appesantimento per gli attori interessati **(130)**.

La differenziazione andrebbe mantenuta solo per i futuri SDC fossili non ad alto rendimento; per quelli totalmente rinnovabili o totalmente ad alto rendimento, e per le loro combinazioni, non dovrebbe sussistere **(379)**. Occorre stabilire **criteri trasparenti** in funzione della dimensione dei sistemi e introdurre sistemi di controllo per **evitare impatti sulle bollette**. Gli oneri andrebbero pagati esclusivamente per l'energia elettrica scambiata con la rete, mentre per tutta quella prodotta e consumata internamente si dovrebbe prevedere un'esenzione. Si dovrebbe distinguere tra SDC con energia prodotta da rinnovabili e SDC con energia prodotta da non rinnovabili, con **oneri maggiori in funzione delle emissioni prodotte (375)**.

Andrebbe valutata attentamente la possibilità di adottare **forme esplicite di incentivazione**, qualora ancora necessarie, tenendo conto della diminuzione dei costi delle tecnologie, per la **promozione di soluzioni impiantistiche efficienti**: l'incentivazione esplicita rappresenta sicuramente la forma di sostegno più selettiva, controllabile, efficace e trasparente **(387)**.

**L'esenzione sugli oneri generali variabili e sulle tariffe** di rete variabili di sistema può essere prevista, anche richiamando la disciplina che definisce l'imposizione di tali oneri esclusivamente sui quantitativi di energia prelevati dalla rete pubblica **(409)**. La previsione di un livello di esenzione differente per le configurazioni precedenti al 2009 che non fanno uso di fonti rinnovabili, senza entrare nel merito della potenziale lesione del principio di affidamento, appare difficilmente praticabile dal punto di vista regolatorio. Ci dovrebbero essere, per il caso di autoconsumo con produzione rinnovabile, esenzioni anche maggiori **(414)**. Solo nel caso di energia prodotta da FER l'esenzione deve essere totale, negli altri casi bisogna differenziare valutando le tecnologie impiegate in funzione dei parametri emissivi

(420). L'esenzione dal pagamento degli oneri in bolletta dovrebbe essere attuata nella misura in cui l'energia venga prodotta da fonti rinnovabili o da microgenerazione e pertanto alla sola energia non prelevata dalla rete (436). L'esenzione potrebbe essere dimensionata in modo da compensare la differenza tra il costo di generazione della tecnologia utilizzata e il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica. Con particolare riferimento agli oneri di trasmissione e distribuzione, sarebbe opportuno che la loro applicazione ad impianti in autoconsumo fosse *cost reflective*, coerentemente con i principi del *Clean Energy Package* (470).

Le **politiche di supporto** dovranno essere attentamente calibrate e indirizzate verso le tecnologie economicamente più competitive e sostenibili dal punto di vista ambientale, ovvero verso impianti FER o CAR (471, 478). È preferibile, solo per i nuovi SDC, la previsione di **sistemi di incentivazione espliciti** in quanto meglio monitorabili, più efficienti e meno distorsivi per il sistema e il mercato (481). Gli SDC anteriori al 2009, realizzati per soddisfare esigenze di tipo industriale, dovrebbero essere differenziati rispetto ai sistemi più recenti o futuri; per tale motivo, è necessario che le eventuali modifiche regolatorie adottate riguardino le sole nuove installazioni e preservino le configurazioni attuali (493). Occorre comunque valutare con quale fonte di energia si alimenta maggiormente ciascun SDC (486).

**I contributi contrari al quesito riconoscono la validità dell'attuale approccio** per i sistemi esistenti, che dovrebbe essere esteso anche ai casi di nuova realizzazione. Una eventuale differenziazione tra fonti rinnovabili e non rischierebbe di reintrodurre il ricorso a **procedure di qualifica** che, in passato, hanno dimostrato inefficienza e farraginosità, traducendosi in costi amministrativi molto elevati per gli utenti. La cogenerazione, quale strumento per l'efficienza, non dovrebbe essere penalizzata rispetto alla produzione da fonti rinnovabili (385). Risulta fondamentale il mantenimento dello strumento per gli impianti esistenti per salvaguardare il ritorno economico degli investimenti finora effettuati. Per supportare lo sviluppo futuro degli investimenti, invece, sarebbe utile fare una riflessione più ampia sulla **sostenibilità economica** delle ottimizzazioni energetiche per poter preservare l'equilibrio di sistema. Per quanto concerne gli oneri di sistema, sarebbe pertanto ottimale mantenere l'attuale **incentivazione indiretta** attraverso l'esenzione dagli oneri (misura che si è rilevata, negli ultimi anni, un efficace stimolo per i nuovi investimenti) e solo nel medio-lungo termine, una volta raggiunta la quantità massima di capacità installata sostenibile, valutare la sostituzione di tale meccanismo con sistemi di incentivazione espliciti (431).

**Non è mancato chi ha sostenuto l'opportunità di continuare ad osservare l'attuale disciplina tariffaria.** Per quanto riguarda le esenzioni per i SDC già in essere, dovrebbero essere mantenute in modo da **tutelare investimenti già realizzati** e garantire il mantenimento dei relativi benefici (485, 490, 492). Ai futuri SDC dovranno essere riconosciuti gli stessi benefici oggi applicati ai SDC ante 2009. Gli oneri in bolletta e le tariffe di rete vanno applicati

ai prelievi dalla rete pubblica e ai parametri tecnici del punto di connessione con la rete pubblica. I nuovi SDC dovranno richiedere la presenza di impianti da fonte rinnovabile (FER) o cogenerativi ad alto rendimento (CAR), mentre i SDC esistenti dovranno essere convertiti in impianti FER/CAR nel momento della loro sostituzione **(292, 479)**. Per quanto riguarda i SDC di futura realizzazione l'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema andrebbe prevista sia per l'energia prodotta da fonti rinnovabili sia per quella prodotta da impianti qualificati come cogenerativi ad alto rendimento **(490)**.

Vi sono poi **contributi favorevoli alle esenzioni totali purché riferiti a sistemi di autoconsumo**. Nel caso dei sistemi "a isola", non c'è necessità di applicare oneri che derivino da funzioni e servizi che non vengono utilizzati **(172)**. I sistemi chiusi non dovrebbero essere soggetti a oneri di rete o di sistema **(136)**. L'esenzione totale dei corrispettivi tariffari e oneri di sistema riguarda l'energia autoprodotta, trasferita da rete privata e autoconsumata in sito **(326, 370)**. Non si vedono ragioni per cui il *prosumer* debba sostenere oneri economici in bolletta; anzi, quest'ultimo dovrebbe poter beneficiare di un sistema di incentivi ideato *ad hoc* **(421)**.

**Alcuni contributi si sono chiaramente espressi contro l'esenzione totale dagli oneri di sistema:** occorre definire le dovute eccezioni per gli impianti prima del 2009 **(112)**. Molti impianti storici, alimentati per lo più a fonte fossile, sono in fase di avanzato ammortamento e potrebbero essere soggetti a un meccanismo di esenzione ridotto, così da liberare risorse per la riduzione delle bollette e lo stimolo di nuovo autoconsumo. È fondamentale che i benefici garantiti siano assicurati per un certo numero di anni, in modo da consentire la **finanziabilità delle iniziative**. L'esenzione dal pagamento di specifici oneri sull'energia elettrica autoconsumata può essere facilmente monitorata nel tempo, in modo da consentire l'adozione di opportune azioni correttive sulle nuove realizzazioni, volte ad evitare negativi effetti sugli utenti che non godono di sgravi sugli oneri **(432, 483, 446, 495)**. È stato espresso un giudizio favorevole all'esenzione per la componente di trasmissione e distribuzione, mentre a regime è sembrato imprescindibile contribuire agli oneri di sistema **(472)**.

#### **A4. Come valuta la proposta di limitare l'esenzione dagli oneri alle sole configurazioni in cui si autoconsuma energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili?**

**Una buona parte dei contributi ha risposto favorevolmente** alla domanda, sostenendo che tale misura incentiverebbe l'autoconsumo da rinnovabili **(20)**: è la strada principale

percorribile per poter introdurre massicciamente le fonti rinnovabili ed il sistema di energia distribuita dando finalmente vita alle **LEC (Comunità energetiche rinnovabili)**, che per l'organizzazione e la gestione potranno dare certamente vita a **nuove opportunità di lavoro**, benefici economici, ambientali e di salute **(37)**.

L'autoconsumo di energia immediatamente prodotta o di energia accumulata, derivante da FER, rappresenta il vero cardine per la diffusione veloce ed economica delle rinnovabili. Il consumo immediato non prevede il teorico aggravio della rete, ergo la **non necessità di riconoscere oneri di sistema (87)**. È la via giusta per favorire lo sviluppo di energia rinnovabile e l'uso degli accumuli. L'obiettivo di **costruire immobili a impatto zero** non dovrebbe essere limitato solo ai nuovi edifici. Lo Stato dovrebbe investire su tutti gli edifici pubblici per modernizzare, risparmiare e creare posti di lavoro **(112)**.

L'esenzione per energia rinnovabile autoprodotta dovrebbe essere totale **(135)**. È una misura utile a **favorire gli investimenti** e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, grazie all'adozione di provvedimenti che privilegiano tali fonti accelerando il processo di transizione energetica dalle fonti fossili a quelle rinnovabili, necessario al contenimento delle emissioni inquinanti e clima alteranti **(154)**.

L'uso di impianti a fonti rinnovabili ha **ricadute positive su tutta la comunità (164)**: sarebbe più conveniente per l'utente e si limiterebbero ulteriori emissioni di CO<sub>2</sub> **(287, 375)**. L'esenzione è un incentivo indiretto che dovrebbe essere riservato alla sola produzione di energia pulita **(388)**. Si valuta positivamente l'esenzione degli oneri nelle configurazioni in cui si autoconsuma l'energia prodotta da fonti rinnovabili, in quanto costituirebbe un **incentivo allo sviluppo dei sistemi (406, 415, 422, 446)**. L'esenzione va riservata solo a configurazioni in cui si consuma energia prodotta da FER, la cogenerazione (CHP) può essere considerata rinnovabile esclusivamente nel caso in cui venga effettivamente utilizzato biogas al 100 per cento **(420)**. È interesse generale che si raggiunga al più presto l'indipendenza da fonti non rinnovabili **(453)**. Con il nuovo paradigma energetico, in cui si prevede che la produzione rinnovabile supererà il 60 per cento nei prossimi anni, è coerente impiegare queste specifiche tecnologie: in tal modo si creerebbe un sistema elettrico solido, resiliente e a bassa emissione di CO<sub>2</sub> **(472)**.

**La maggior parte dei contributi ha evidenziato la necessità di estendere l'esenzione dagli oneri anche alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR)**. L'esenzione dovrebbe essere applicata alle soluzioni efficienti e sostenibili, vale a dire non soltanto alle fonti rinnovabili ma anche alla cogenerazione ad alto rendimento o ad altre soluzioni tecnologiche che rispettino i **requisiti di efficienza e sostenibilità ambientale (70)**. Occorrerebbe limitare l'esenzione dagli oneri alle sole configurazioni in cui si autoconsuma energia prodotta da impianti FER e CAR, prevedendo un premio per l'autoconsumo da FER rispetto alle CAR,

finanziabile con le **penalizzazioni** che dovrebbero essere introdotte per le altre forme di generazione inquinanti. In alternativa all'esenzione degli oneri di sistema, è stato ipotizzato di istituire incentivi espliciti all'autoconsumo *green*. Oneri di rete e di dispacciamento seguono logiche di *cost reflectivity* **(72)**.

È preferibile l'esenzione dagli oneri alle configurazioni in cui si autoconsumi energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili, ma andrebbe estesa anche ai **sistemi efficienti di produzione**, tipo **co-trigenerazione** **(114)**. Per i primi decenni dovrebbe essere inclusa anche la cogenerazione da fonti non rinnovabili **(149)**. L'esenzione va estesa agli impianti CAR alimentati a gas naturale **(292)**. Proprio per raggiungere l'obiettivo della riduzione dei cambiamenti climatici, l'esenzione di corrispettivi tariffari e oneri di sistema trova ulteriore impulso nella autoproduzione/autoconsumo in sito di energia generata da FER o da CAR, anche attraverso combustibili alternativi (decreto DAFI), e rivolto a pluralità di utenti finali **(370)**, a condizione che anche la (co)generazione ad alto rendimento acceda a benefici simili **(379)**.

L'esenzione è una delle possibili modalità per fornire un supporto allo sviluppo delle diverse forme di autoconsumo. Per il raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione ed efficienza energetica sarebbe opportuno accordare un analogo **vantaggio agli impianti cogenerativi ad alto rendimento** **(387)**.

È essenziale che venga stabilito un percorso di continuità volto a **stabilizzare la normativa per favorire nuovi investimenti**. In particolare, si dovrebbero agevolare tutti i sistemi energetici efficienti **senza la scelta a monte di una specifica tecnologia**, includendo sia le configurazioni con impianti FER sia le configurazioni con impianti CAR. La tecnologia CAR, infatti, garantisce la massima efficienza con rendimenti energetici elevati, grazie al recupero del calore del processo produttivo sotto forma di energia termica utilizzata per il riscaldamento o raffrescamento. Questa risulta, pertanto, una scelta tecnologica molto efficace nel raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni. La tecnologia CAR è in particolare diffusa nei modelli di SDC all'interno dei **siti industriali**, per i quali l'impianto viene scelto con taglia su misura in base al fabbisogno di energia e calore per ottimizzare l'autoconsumo. Per tali siti, a causa dei vincoli dati dall'elevato fabbisogno energetico e dalla superficie utilizzabile, non sono sempre percorribili eventuali opzioni alternative che prevedano l'utilizzo delle tecnologie FER **(431)**.

La proposta di limitare l'esenzione degli oneri è vista favorevolmente nella misura in cui venga compresa anche l'energia prodotta da cogenerazione ad alto rendimento (alimentata a **biometano o metano**) e applicata alle singole unità **fino a 30 kW** (o più unità integrate con potenza massima di 30 kW) come peraltro specificato nella nuova Direttiva Rinnovabili **(436)**. Le configurazioni di autoconsumo consentite dovranno essere soltanto quelle costituite da

impianti di generazione a fonte rinnovabile o di cogenerazione ad alto rendimento. Solo tali configurazioni, di conseguenza, potranno accedere ai meccanismi di supporto, impliciti o espliciti, adottati secondo specifici criteri di equità, trasparenza e controllabilità **(470, 471)**.

È visto positivamente il supporto alla produzione da fonti rinnovabili (FER), ma è altrettanto necessario che vengano contemplate anche **altre forme efficienti di produzione di energia** quali la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) **(478, 479)**. Sistemi di incentivazione espliciti dovrebbero essere riservati solo alle configurazioni in cui si autoconsuma energia rinnovabile o prodotta da impianti CAR **(481)**, entrambi capaci di garantire un risparmio energetico per il sistema e una riduzione delle complessive emissioni. Pertanto l'esenzione deve essere estesa anche alle CAR **(488)**.

Per i SDC esistenti - poiché gli operatori hanno sostenuto investimenti anche sulla base del quadro regolatorio vigente - sarebbe necessario mantenere l'attuale regime di esenzione. Per quanto riguarda i **SDC di futura costituzione**, invece l'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema dovrebbe essere valutata positivamente qualora, oltre all'autoconsumo da fonti rinnovabili, venga inserito anche quello da cogenerazione ad alto rendimento **(490)**. È più corretto favorire tutti i sistemi energetici efficienti includendo sia le configurazioni con impianti FER sia le configurazioni con impianti CAR **(492)**. Premessa la necessità di preservare le regole attualmente applicabili ai sistemi di distribuzione chiusi esistenti, per i nuovi sistemi di autoconsumo **gli incentivi dovranno essere espliciti e trasparenti**; tali incentivi dovranno essere rivolti esclusivamente a sistemi corredati da generazione elettrica esclusivamente da FER o CAR **(493)**. Essendo la CAR assimilata alle FER, si dovrebbe limitare l'esenzione dagli oneri alle sole configurazioni in cui si autoconsuma energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili (FER) e da cogenerazione ad alto rendimento (CAR), prevedendo un **premio per l'autoconsumo da FER** rispetto alle CAR, finanziabile con le penalizzazioni che dovrebbero essere introdotte per le altre forme di generazione inquinanti **(498)**.

**Diversi contributi si sono espressi negativamente** in merito al quesito **(81, 116, 385, 445, 485)**. Più corretto sarebbe concedere l'esenzione in funzione dell'efficienza media annua di **utilizzo della fonte primaria (PES)** raggiunta dal sistema **(333)**. Se la limitazione dell'esenzione dagli oneri è solo in ambito di abitazione civile, è stato espresso un orientamento favorevole, contrario nel settore industriale, dove troppo forte sarebbe l'aspetto discriminatorio rispetto ad altre tecnologie **(394)**. In termini generali sia la produzione da fonti rinnovabili, sia la cogenerazione ad alto rendimento, sono vettori per la decarbonizzazione (le une in forma diretta, l'altra contribuendo all'incremento dell'efficienza energetica) e pertanto meritevoli di **sostegno (409)**. L'esenzione dagli oneri deve essere concessa quando non ci sia l'intervento del terzo gestore nella distribuzione, proprio in virtù del fatto che nel caso di autoproduzione e autodistribuzione non si ricade nel tipico rapporto sinallagmatico che caratterizza lo schema contrattuale **(421)**.

**A5. Quali criteri suggerisce per la definizione delle tariffe di distribuzione da applicare ai clienti che fanno autoconsumo in forma singola o collettiva? Come dovrebbero essere calcolati i costi di distribuzione: in base alla capacità impegnata dagli utenti sulla rete di distribuzione e/o in base alla quantità di energia consumata dai singoli utenti?**

La maggior parte dei contribuiti sostiene la necessità di calcolare i costi della distribuzione esclusivamente o principalmente in base alla quantità di energia consumata dai singoli utenti: le tariffe di distribuzione da applicare ai clienti devono essere calcolate in base alla quantità di energia consumata/prelevata dai singoli utenti **(24, 36, 102, 112, 133, 164, 326, 348, 380, 403, 415, 437, 441, 453, 486)**. Il costo di distribuzione deve essere determinato dal consumo effettivo perché chi fa autoproduzione e non impegna la rete deve essere premiato e non penalizzato come invece accadrebbe legando il costo alla potenza impegnata **(136)**. I costi di distribuzione devono essere ripartiti in base alla quantità consumata, installando sistemi di accumulo in grado di gestire il dispacciamento e la potenza **(287)**.

Le **tariffe** dovrebbero essere una minima parte uguale per tutti gli utenti connessi, la maggior parte in proporzione al consumo di energia **(457)**. La tariffa dovrebbe essere riconosciuta solo per l'**onere di trasporto** dell'energia utilizzata. I nuovi sistemi sono totalmente autonomi e sicuri **(159)**. Il versamento di corrispettivi tariffari e oneri di sistema va effettuato - *conditio sine qua non* - solo sulla energia prelevata da rete pubblica. Applicabilità dei corrispettivi tariffari e oneri generali di sistema devono essere applicati esclusivamente sull'energia prelevata e non consumata, tenuto conto che il trasferimento, a differenza della distribuzione, non è un servizio di pubblica utilità **(370)**. È giudicato corretto che i costi di distribuzione vengano calcolati in base alla quantità di energia consumata dall'unità di consumo (sia essa singolo utente, sia collettività), tenendo conto delle esenzioni previste per il pagamento degli oneri in bolletta **(436)**.

Sono giudicate proponibili solo le tariffe di distribuzione in base alla quantità di energia consumata/prelevata dai singoli utenti sulla rete elettrica nazionale e solo nel caso di connessione alla rete stessa, viceversa **nel caso di autosufficienza energetica**, senza connessione alla rete, **non sono proponibili costi di distribuzione (37)**. Se l'energia autoconsumata è prodotta da fonti rinnovabili (compreso idrogeno) e direttamente usata dal produttore o in forma collettiva attraverso una rete SDC (sia questo costituito da un condominio o da un gruppo di villette a schiera, ad esempio), non è corretto imputare a questi alcuna tariffa di distribuzione; tuttavia per la parte di energia mancante, quella necessaria a coprire i bisogni in inverno o quando c'è tempo avverso, è utile imputare il costo di

distribuzione calcolato sulla quantità di energia consumata come **prelievo mancante ai propri bisogni**, escludendo quindi l'energia autoconsumata (48).

Per gli **oneri di rete** si devono perseguire logiche di **cost reflectivity**, sia in forma singola che collettiva. I costi di distribuzione e trasmissione dovrebbero essere maggiormente addebitati sull'energia prelevata dalla rete (e non consumata), al fine di promuovere iniziative di autoconsumo e di efficienza energetica (72, 498). Nell'ottica dell'incentivazione delle FER deve essere sostenuto l'autoconsumo, che determina la riduzione dell'energia prelevata dalla rete, con la riduzione degli oneri di sistema che andranno caricati sul consumo residuo (406). Per chi contribuisce con i propri risparmi o con i propri investimenti all'applicazione di energie alternative, andrebbe applicata l'**IVA al 10 per cento e costi di distribuzione dimezzati** (445).

**Vi sono poi contributi che sostengono la necessità di calcolare i costi della distribuzione in base alla capacità impegnata sulla rete (81, 116, 379, 421, 422, 430) oppure in base alla capacità impegnata dagli utenti sulla rete**, quindi un costo fisso per la potenza in uscita dal SDC ripartita tra gli utenti e non variabile per kwh consumati (414). Se il SDC è totalmente isolato dalla rete pubblica non bisognerebbe pagare alcun costo di distribuzione, diversamente **gli oneri sono relativi solo al punto di connessione (PDC)** in funzione alla potenza che il distributore rende disponibile nel PDC (420).

**Alcuni contributi si esprimono a favore di un calcolo basato in parte sulla capacità impegnata e in parte sull'energia effettivamente consumata:** tutte le componenti tariffarie legate ad oneri di rete e generali dovrebbero essere applicate soltanto al prelievo dalla rete pubblica e non all'autoconsumo di energia. Inoltre, relativamente alle componenti sul prelievo dalla rete pubblica, è opportuno un **bilanciamento** tra quote fisse (euro/punto), quote basate sulla potenza impegnata con la rete pubblica (euro/kW) e quote basate sul prelievo di energia dalla rete pubblica (euro/kWh), in modo che venga adeguatamente incentivata l'efficienza energetica (70).

La **distribuzione della tariffa** va applicata, in parte, in base alla **capacità impegnata** e, in parte, in base all'**energia consumata**. La quota in funzione della capacità impegnata non dovrebbe essere superiore al 25 per cento del costo totale per non disincentivare il risparmio energetico presso le utenze o l'autoconsumo (32). Oppure dovrebbe essere un mix tra capacità impegnata dagli utenti sulla rete per una percentuale molto bassa ed energia consumata dal singolo utente per il resto (101). **Secondo alcuni contributi, si dovrebbero considerare entrambi i criteri.**

Molte configurazioni di autoconsumo prevedono prelievi da rete pubblica soggetti a forti picchi di potenza prelevata limitati nel tempo, che costringono gli utenti a riservare quantità considerevoli di capacità, con forti ripercussioni sugli oneri di rete e in definitiva sul costo medio dell'energia. Potrebbe essere immaginata una **revisione delle tariffe di rete**,

introducendo **prodotti di capacità di breve termine**, es. su base oraria, giornaliera ecc., in modo che l'utente possa impegnare una capacità nettamente inferiore rispetto a oggi, approvvigionandosi per il tempo strettamente necessario di extra-capacità **(292, 341, 346, 479)**.

Il sistema attuale - basato su componenti fisse e variabili - è stato giudicato adeguato in quanto anche in caso di prevalente autoconsumo da parte dell'utente, la componente fissa di impegno di potenza sul punto di connessione remunera il **servizio di bilanciamento** offerto dalla rete. I costi sarebbero quindi calcolati sia sulla base della capacità impegnata, sia dell'energia consumata. Sarebbe utile pensare a meccanismi che, in caso di *demand-side response*, consentano di ridurre detti costi **(333, 496)**.

La **formula trinomia attualmente in uso** è quella che presta maggiori elementi di flessibilità rispetto all'esigenza di regolare il sistema. È consigliato quindi il suo mantenimento, salvo eventualmente **ricalibrare la distribuzione degli oneri** tra le diverse parti (fissa, potenza, energia) alla luce dell'esperienza acquisita nel corso del primo anno della sua applicazione, onde rimuovere eventuali barriere allo sviluppo dell'efficienza energetica **(385, 485)**. La distribuzione della tariffa va fatta soprattutto in base al consumo, ma anche una quota legata alla potenza impegnata, che nel caso di un SDC condominiale sarebbe la **somma delle potenze impegnate dei singoli utenti, con opportuni coefficienti di riduzione** (contemporaneità, ecc.) perché questa comunque ha ripercussioni sui costi sostenuti dal distributore locale **(394)**. Una linea di orientamento dovrebbe considerare una ponderazione tra la capacità impegnata, che è l'elemento prevalente nella determinazione dei costi sostenuti dal distributore (indipendentemente o meno dall'utilizzo continuo, o sporadico, della rete), e i volumi di energia prelevata. Una possibile distribuzione delle tariffe da applicare agli auto-consumatori singoli o collettivi può rispecchiare le seguenti percentuali: **75 per cento volumi di energia consumata; 25 per cento capacità impegnata (472)**.

Le tariffe di distribuzione devono essere strutturate in base al principio della *cost reflectivity*, tenendo in considerazione che i costi di gestione della rete del distributore non sono legati solo alla capacità impegnata ma anche alla quantità di energia elettrica in transito sulle relative reti e al tasso di contemporaneità fra produzione e consumo all'interno della rete. Sarebbe utile quindi passare **da una tariffa unica nazionale della distribuzione a tariffe locali**, che tengano conto delle peculiarità delle singole reti. La tariffa dovrebbe essere - in parte significativa - proporzionale al consumo di energia e premiante per chi consuma nelle ore di produzione della fonte rinnovabile, prevalentemente installata a livello locale **(409, 432, 446, 470, 471, 481, 483, 493, 495)**.

In base alle attuali previsioni regolatorie, la tariffa di distribuzione è determinata sulla base dell'energia consumata dall'utente, ma anche sulla base della potenza disponibile. Potrebbe

essere possibile in futuro valutare la **revisione delle modalità di pagamento dei costi di rete**, in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica e dei benefici che ne derivano **(431)**.

Le **componenti tariffarie di rete** (tra cui quelle di distribuzione) e gli **oneri di dispacciamento**, in ossequio ai criteri di *cost reflectivity*, dovrebbero prevedere un'applicazione riferita solamente all'energia prelevata dalla rete pubblica, non al consumo. Il corrispettivo riferito alla potenza impegnata non deve compromettere la convenienza a realizzare progetti di autoconsumo **(488)**. Con riferimento alla tariffa relativa all'utilizzo da parte del SDC della rete pubblica di distribuzione, per rispettare il principio di *cost reflectivity*, la tariffa dovrebbe prevedere una forte componente capacitiva per consentire un **recupero dei costi fissi** per la remunerazione dell'investimento e per l'esercizio e l'operatività delle reti. Viene precisato, inoltre, che anche per l'utilizzo delle infrastrutture interne al SDC deve essere previsto un corrispettivo **(490)**.

**Alcuni contributi sono a favore di un calcolo che tenga conto di meccanismi basati sullo scambio di energia:** le tariffe relative alla distribuzione dovrebbero essere calcolate in base all'energia che si immette in eccesso nella rete, al fine di incentivare l'accumulo e l'autoconsumo, il **corretto dimensionamento dell'impianto**, evitando di aumentare i costi di gestione e di manutenzione della rete **(134, 154)**. Andrebbe riconosciuto un **prezzo comprensivo dell'esternalità positiva** legata alla produzione autonoma rinnovabile, sia in termini ambientali che sociali, nonché per la rete elettrica, e andrebbe rivista anche la distorsione normativa legata allo scambio tra *prosumers* e l'attuale meccanismo dello scambio sul posto **(160)**.

Vi dovrebbe essere una **differenziazione basata sulla dimensione dei sistemi e delle potenze impegnate**, con costi di distribuzione in base alla quantità di energia scambiata con la rete, perché in questo modo si spinge l'attenzione all'efficienza e all'autoconsumo **(375)**. Al fine di garantire l'efficienza e la sicurezza della rete, i costi vanno distribuiti tra tutti i consumatori, indipendentemente dai consumi **(387)**.

**Vi sono stati infine contributi che hanno sostenuto posizioni differenziate: i costi di distribuzione devono servire per la gestione, il mantenimento e l'ammodernamento delle reti.** Chi ha un collegamento elettrico già paga in base ai propri consumi e la parte "produzione" deve essere esclusa **(66)**. Le tariffe di distribuzione devono attenersi ai costi medi per MWh (*levelized cost of electricity* - LCOE), sulla base degli esempi internazionali più significativi **(98)**. Fermo il principio di copertura dei costi sostenuti dai Gestori delle reti, non vi sono preclusioni ad una differente strutturazione della tariffa obbligatoria purché il rischio volume – legato alla quantità di energia consumata sulla rete – ed il rischio legato alle possibili fluttuazioni della potenza impegnata vengano sterilizzati per i DSO **(398)**. Potrebbe essere considerata la possibilità di rivedere le modalità di pagamento delle tariffe di distribuzione da

applicare alle diverse forme di autoconsumo in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica e di una serie di benefici, quali la riduzione delle perdite di rete e la partecipazione alla regolazione **(492)**.

Si segnalano, da ultimo, **contributi in favore di una riduzione/azzeramento dei costi per chi fa autoproduzione (20, 59, 172, 135, 195, 478)**.

## **B. Generazione, accumulo e autoconsumo di energia da fonti rinnovabili all'interno di condomini e altri edifici**

### **B1. Ritiene che vi sia l'esigenza di semplificare la regolamentazione sull'autoconsumo?**

La quasi totalità dei contributi ritiene necessaria un'azione di semplificazione della normativa che regola l'autoconsumo di energia elettrica. Mentre alcuni partecipanti si sono espressi in modo genericamente favorevole (32, 37, 98, 112, 135, 164, 341, 398, 420), altri hanno rappresentato posizioni più articolate richiedendo una **definizione univoca di autoconsumo**, in luogo delle differenti tipologie di sistemi attualmente previste dalla regolamentazione nazionale. Il fatto che vi sia o meno **contiguità catastale** fra unità di produzione e di consumo non dovrebbe essere rilevante ai fini della configurabilità dell'autoconsumo (432, 446, 483, 495).

È ritenuto necessario anche **semplificare gli iter delle autorizzazioni** - estendendo ad esempio il modello unico - **e delle connessioni** per impianti FER e CAR in autoconsumo (72, 498). Il quadro normativo che regola i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) e i Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) ha attraversato un *iter* lungo e complesso e presenta ancora una **complicazione ingiustificata**. Occorre superare l'attuale differenziazione tra configurazioni di autoconsumo e dovrebbe essere incentivata la realizzazione di nuovi sistemi di autoproduzione, in assetto *one-to-many* o *many-to-many*. La semplificazione della definizione di autoconsumo potrebbe passare attraverso l'individuazione di un'unica definizione con un numero limitato di casistiche caratterizzate da requisiti definiti in maniera trasparente, univoca e flessibile. La nuova definizione dovrà tenere conto anche della necessità di **imporre limitazioni** al fine di evitare comportamenti opportunistici e distorsioni per il sistema elettrico, quali, ad esempio, i **vincoli geografici** per quanto riguarda l'area su cui insiste il sistema di autoproduzione. Saranno necessari **interventi di regolazione** volti a snellire e uniformare i processi autorizzativi e a introdurre **disposizioni certe, stabili e non retroattive**, così da rafforzare la propensione agli investimenti nel settore da parte degli operatori (70, 133, 136, 292, 409, 430, 431, 436, 470, 471, 478, 479, 481, 488, 490, 492).

È stata ravvisata l'esigenza, semplificando la normativa del settore energetico, di **eliminare i vincoli che non siano legati alla sicurezza e alla stabilità della rete**, in modo che gli utenti si sentano responsabilizzati e si regolino in base alle proprie convinzioni e alla reale e sostanziale convenienza delle loro scelte (415, 453). Una chiara e semplice regolamentazione, volta a snellire i processi autorizzativi e favorire gli investimenti, contribuirebbe infatti allo

sviluppo del settore dell'autoconsumo (493). La semplificazione dovrà inoltre essere accompagnata da **maggiori investimenti sulle fonti rinnovabili**, onde aumentare la loro convenienza in termini economici e di fattibilità (421).

**Alcuni contributi hanno rappresentato difficoltà di interazione con gli uffici tecnici dell'Agenzia delle dogane**, in merito alle attività connesse alle dichiarazioni di consumo (287). Attualmente gli oneri di raccolta e comunicazione dati per un piccolo impianto sono superiori al corrispettivo dell'accisa, senza considerare i costi dell'Agenzia delle dogane. Occorrerebbe eliminare il ruolo dell'Agenzia delle dogane per impianti di piccola e media taglia, sostituendola con un sistema di **pagamento forfettario** in base alla potenza installata e alle ore di funzionamento stimate (333).

**La semplificazione della regolamentazione sortirebbe, secondo alcuni contributi, benefici diretti sui condomini**: in particolare i condomini e gli edifici commerciali con più utenze trarrebbero beneficio dal recepimento della direttiva sulle fonti rinnovabili (375). Nel caso di gruppi di utenze puramente residenziali, andrebbe garantita la massima semplicità e convenienza di accesso ai sistemi di accumulo e fruizione collettiva di calore, freddo ed energia elettrica (379, 394).

Dalla semplificazione della regolamentazione deriverebbero inoltre immediati vantaggi economici, in termini di maggiore efficienza della rete (326, 66). Il quadro deve essere semplificato e razionalizzato secondo i principi di **sicurezza e integrità della rete** di distribuzione, **tutela e ruolo attivo dei consumatori, non discriminatorietà tra clienti** di diverse tipologie (*prosumer* o *consumer*), sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento **senza oneri eccessivi per la generalità degli utenti** (387). Occorre una semplificazione per le utenze domestiche del sistema di scambio sul posto, nel caso di impianti da fonti rinnovabili in prevalenza in autoconsumo, in modo da ridurre gli scambi con la rete e le oscillazioni conseguenti. È stato proposto inoltre di **rendere trasparente la fiscalità in bolletta** e la modulazione nel pagamento degli oneri di sistema sulla base delle fonti utilizzate e dei vantaggi ambientali (154, 370, 380, 445).

**Altri contributi hanno rappresentato una posizione in base alla quale non dovrebbe esserci nessuna forma di regolamentazione** (195, 385, 406, 441, 485, 496).

**Un limitato numero di partecipanti si è espresso contro l'esigenza di semplificazione, ritenendo l'attuale regolamentazione di settore sufficientemente chiara** (130, 134, 167).

**B2. Quali sono gli ostacoli nel quadro regolatorio attuale che limitano lo sviluppo delle forme di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer*? (Per *prosumer* si intende chi è allo stesso tempo produttore e consumatore di un bene)**

**I partecipanti alla consultazione sono generalmente concordi nel ravvisare diversi impedimenti nell'attuale quadro normativo.** Si segnalano ostacoli, come la **scarsa informazione**, che rende questi strumenti poco accessibili; la presenza di un **iter troppo macchinoso** e poco agevole per il comune cittadino quando si attiva per la realizzazione degli stessi; i **costi troppo elevati** che disincentivano il consumatore; una preoccupante **mancanza di conoscenza dell'effettiva efficacia dei sistemi** in questione rispetto alle reali esigenze dei consumatori, nonché dei relativi benefici; i **costi di gestione dei vari contatori Enel e GSE**; il **basso prezzo della corrente pagata allo scambio sul posto**, che non tiene conto dell'investimento iniziale del cliente privato; **l'indisponibilità degli attori istituzionali di settore a riconoscere l'esistenza di prosumer associati**, nonostante non vi siano disposizioni formali di legge che li escludano e la gestione della distribuzione in regime monopolistico (20, 48, 136, 149, 159, 164, 218, 292, 326, 341, 348, 403, 406, 415, 421, 436, 453, 457, 472, 479, 486).

Un contributo in particolare esprime critiche rispetto al ruolo dell'Agenzia delle dogane nell'attuale quadro legislativo (379). Un primo ostacolo è la **complessità nella definizione** delle varie configurazioni ammissibili; il secondo ostacolo è **l'esclusione di sistemi di autoconsumo di tipo *one-to-many* e *many-to-many*** (più produttori e più consumatori); un terzo ostacolo è dato dall'**impossibilità di creare configurazioni di autoconsumo basate su scambi virtuali/commerciali** e l'ultimo ostacolo è costituito dalle **agevolazioni tariffarie concesse alle imprese "energivore"**, meno interessate a migliorare l'efficienza energetica dei propri impianti (36, 70, 72, 114, 287, 333, 388, 471, 478, 481, 490, 492).

Occorre pertanto **garantire i diritti del consumatore** all'interno delle configurazioni di autoconsumo (qualità tecnica del servizio e commerciale, diritto allo *switching*) (380). Per favorire lo sviluppo dei sistemi di accumulo sarebbe necessario eliminare **gli ostacoli per l'allaccio per il residenziale (*retrofit*)** (488).

**I costi di gestione e i costi dei sistemi di accumulo sono giudicati eccessivamente gravosi.** L'ostacolo principale è rappresentato dal costo dei sistemi di accumulo, che potrebbe essere abbattuto con premi in funzione dell'autoconsumo raggiunto (24, 87, 134, 457). La **vendita all'ingrosso dell'energia** non è possibile per i *prosumer*. Pertanto, occorre snellire la

normativa per la vendita e l'acquisto di energia permettendo l'accesso dei *prosumer* oppure favorire le forme di **aggregazione di prosumer** (comunità energetiche, SDC, accumuli fisici e virtuali), con relativo accesso ai servizi di rete **(414, 496)**. Nel caso di *prosumer* già in possesso di un impianto fotovoltaico, va semplificato l'*iter* di installazione del sistema di accumulo, evitando i costi di connessione imposti dal gestore di rete **(423, 430)**.

L'**assenza di un quadro regolatorio organico, semplice e di facile attuazione** è stato ampiamente evidenziato **(37, 66, 116, 130, 135, 154, 375, 387, 409, 432, 446, 470, 483, 495)**. L'incertezza normativa, la mancanza di regole chiare e la poca diffusione delle informazioni ostacolano lo sviluppo dei sistemi di autoconsumo. Campagne informative mirate potrebbero costituire uno strumento atto a veicolare informazioni puntuali, tali da sensibilizzare i clienti finali, al fine di renderli quanto più partecipi dall'intero processo produttivo del settore **(493)**.

Deve essere possibile produrre, accumulare, scambiare e consumare anche a livello di **singolo utente**: l'autoconsumo collettivo nei condomini deve essere consentito a patto che ciascun utente acquisti una quota dell'impianto di generazione utilizzato **(420, 443)**.

Si ritiene necessario **superare l'attuale meccanismo dello scambio sul posto** che oggi rappresenta un freno allo sviluppo dei sistemi di accumulo ed è uno strumento che presenta una gestione molto onerosa, a causa delle complessità dei calcoli sottostanti i cui benefici economici non sono percepiti dai consumatori **(431)**. La sussistenza di vincoli paesaggistici è considerata un ostacolo solo da uno dei contributi pervenuti **(167)**, mentre due contributi evidenziano la presenza di incentivi fiscali insufficienti e non mirati **(59, 112)**.

### **B3. Quali interventi normativi favorirebbero l'impiego dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer*?**

**Tra gli interventi normativi proposti viene prioritariamente individuata un'azione di semplificazione normativa.** In particolare, si segnalano interventi che facilitano l'utilizzo dell'energia prodotta *in loco* **(36)**. Andrebbero rimossi i vincoli attualmente esistenti introducendo una disciplina organica per lo sviluppo delle *energy community*, dell'autoconsumo e degli strumenti di *policy*. È fondamentale che il legislatore e l'autorità di regolazione definiscano un quadro regolatorio chiaro e stabile nel tempo. Inoltre, a livello nazionale andrebbe realizzato **un programma di sensibilizzazione**, rivolto in particolare al settore terziario e residenziale **(72, 430, 498)**. Vi è chi ha indicato la *deregulation* entro una certa potenza come 50 kWe **(87)**.

Le **politiche di supporto** devono essere unicamente indirizzate verso le tecnologie più efficienti e sostenibili anche dal punto di vista ambientale, ponendo in essere interventi di regolazione volti a snellire e uniformare i processi autorizzativi e a introdurre disposizioni certe. Il **Decreto FER** è una leva fondamentale per il rilancio degli investimenti nel settore, nell'ottica di raggiungere i *target* europei attraverso lo sviluppo efficiente di tutte le fonti. Per quanto riguarda le regole d'accesso, dimensione dei contingenti e livello delle tariffe, nel caso di piccoli impianti, si dovrebbe preservare un modello di imprenditorialità diffusa e in armonia con il territorio. Attraverso il **repowering degli impianti** si possono valorizzare i siti già oggetto di investimenti in passato, minimizzando l'impatto ambientale, così da consentire l'incremento della produzione senza occupare nuovo suolo. Per favorire la concorrenza fra le migliori tecnologie e i migliori progetti, a beneficio del mercato e dei consumatori finali, devono essere promossi **meccanismi di contrattazione fra investitori e clienti** che stabilizzino il prezzo dell'energia nel lungo termine (PPA). Occorre semplificare l'attuale quadro che regola la generazione distribuita, prevedendo una definizione univoca di autoconsumo in luogo delle differenti tipologie di sistemi attualmente previste dalla regolamentazione nazionale, e una riduzione e armonizzazione degli **adempimenti fiscali** (in particolare per micro-cogenerazione). I meccanismi di supporto dovranno essere controllabili e trasparenti, in modo da dare più certezza e stabilità agli investitori, nel rispetto dei principi di *cost reflectivity* e di efficienza di sistema confermati dal *Clean Energy Package*. Va assicurata la completa **integrazione delle «comunità energetiche»** e delle risorse distribuite nel mercato e deve essere chiara la definizione dei **diritti dei clienti** compresi all'interno delle comunità. Occorre definire **regole chiare** per lo sviluppo dei SSPC e la regolamentazione di nuovi SDC e *Energy Communities* (purché alimentati da impianti FER e CAR), valutando preventivamente gli **impatti sui consumatori** ed i necessari **criteri di equità** (sui *prosumer* e sull'intero sistema) e garantendo un livello sempre maggiore di sicurezza e adeguatezza del sistema. Va evitata l'inefficiente duplicazione di infrastrutture di rete, prevedendo la realizzazione di reti private solo a fronte di **analisi costi/benefici**. Solo un maggior coinvolgimento del DSO consentirà al consumatore di avere un ruolo più centrale e attivo grazie alla diffusione dei **contatori di seconda generazione** e l'accessibilità dei consumatori ai servizi *post* contatore (98).

Bisogna apportare modifiche alla legislazione per **non ostacolare la cessione ad altri utilizzatori** che abitano nello stesso condominio o nella stessa zona residenziale o si trovano all'interno dello stesso sito commerciale, industriale o con servizi condivisi (114). Si potrebbe pensare a interventi mirati per impianti di tipo ben preciso, ad esempio semplificando la possibilità di usare le batterie dei veicoli elettrici come accumulo attivo nel circuito dell'abitazione (136) oppure agevolando l'accumulo da fotovoltaico (346).

Si ritiene necessaria una semplificazione normativa e burocratica per gli impianti di piccola taglia, **eliminando la Conferenza dei servizi** e prevedendo una **autorizzazione semplificata**

**(164)**. Occorre semplificare gli adempimenti per far sì che i vantaggi economici della comunità di *prosumer* restino nella comunità **(346)**.

Gli interventi normativi che potrebbero favorire lo sviluppo dell'autoconsumo partono naturalmente dal superamento delle barriere quali il **pieno recepimento della direttiva RED II**, con particolare riferimento all'apertura all'autoconsumo multicliente e alle *energy community* **(406, 409)**. In particolare, sono stati indicati interventi quali l'introduzione di una normativa che preveda la possibilità di realizzare in modo semplice linee dirette di autoconsumo, SDC e *local energy community* e consumo di prossimità; l'introduzione di un **meccanismo premiante sull'autoconsumo**, anche in alternativa allo scambio sul posto, che stimoli l'utilizzo di sistemi di accumulo per la massimizzazione dell'autoconsumo; la **ristrutturazione delle attuali tariffe domestiche**, che attualmente penalizzano autoconsumo e risparmio energetico; l'eliminazione di tariffe di distribuzione fisse in favore di **tariffe variabili** che permettano l'implementazione di meccanismi cosiddetti di "*demand response*"; la **gestione dei flussi di energia** anche a livello di reti di distribuzione e non solo a livello centralizzato. Qualsiasi previsione tariffaria e normativa che premi la **contemporaneità fra produzione e consumo** e che consenta di valorizzare al massimo le efficienze create a livello locale dall'autosufficienza energetica favorisce l'impiego di sistemi di generazione distribuita e accumulo e lo sviluppo di sistemi digitali per la gestione efficiente dei flussi di energia **(432, 441, 446, 483, 495)**.

Per quanto riguarda la complessità dell'*iter* burocratico, è necessario **eliminare l'obbligo di denuncia di officina elettrica** per impianti di microgenerazione, al fine di eliminare inutili e costosi adempimenti, come già previsto per impianti fotovoltaici inferiori a 20 kW. Per quanto riguarda l'adeguamento del quadro normativo, è necessario introdurre la possibilità di realizzare sistemi di produzione e consumo in configurazione "uno a molti" e di SDC. La **digitalizzazione della rete elettrica** e l'introduzione di soluzioni basate su **tecnologia blockchain** è un passaggio fondamentale per la gestione efficiente dei flussi energetici tra *prosumer* e tra *prosumer* e rete **(436)**.

Il quadro normativo semplificato dovrebbe prevedere l'accesso diretto e procedure automatiche nonché consentire la reperibilità delle informazioni necessarie presso **un punto unico di riferimento in grado di divulgare la procedura e formalità da adempiere**. Avere una maggiore consapevolezza dell'andamento della produzione del proprio impianto e dei propri consumi, siano essi autoconsumo dell'energia prodotta o quelli conseguenti al prelievo dalla rete, consentirebbe ai *prosumer* di modificare le proprie abitudini energetiche, ottimizzando l'uso dell'impianto e della rete **(445, 457, 472, 481, 489)**.

Sarebbe opportuno anche prevedere interventi normativi che favoriscano l'impiego dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer* quali: 1) la

**semplificazione dell'iter autorizzativo** relativo alla costruzione, modifica, rifacimento e potenziamento degli impianti; 2) **l'armonizzazione delle norme**, incluse quelle di natura fiscale; 3) la **semplificazione degli adempimenti** a carico del gestore di una rete privata, in quanto l'attuale quadro regolatorio lo equipara ad un distributore della rete pubblica malgrado il numero ridotto di punti di prelievo gestiti **(478)**.

L'impiego dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer* potrebbe risultare favorito da una **semplificazione amministrativa** a partire dalle autorizzazioni, passando poi alle procedure di connessione alla rete e infine alla commercializzazione degli scambi di energia tra *prosumer* del medesimo sistema di distribuzione chiuso e dell'energia scambiata con la rete **(385, 403,485)**. È necessaria la semplificazione del quadro regolatorio esistente relativo ai sistemi di autoconsumo attualmente in essere (SDC e SSPC) e l'introduzione di una **regolazione ad hoc sulle LEC**, che preveda anche un approfondimento sulla **gestione delle concessioni/subconcessioni** per la gestione delle reti di distribuzione **(492)**. Una definizione di regole chiare e trasparenti è alla base dello sviluppo dei processi per realizzare un **sistema premiante a favore dei prosumer**, atto a favorire lo sviluppo dei sistemi e correlato alla valutazione degli impatti sul sistema energetico **(493)**.

**Altri contributi propongono di vincolare i benefici alla realizzazione di interventi di efficientamento energetico**, con pubblicazione dei risultati conseguiti, e di **limitare le agevolazioni per clienti energivori**; adottare strutture tariffarie non penalizzanti per l'autoconsumo; riordinare e semplificare l'attuale classificazione dei sistemi di autoproduzione; transitare da sistemi di autoproduzione *one-to-one* a sistemi "*one-to-many*" (definizione del consumatore esteso per i condomini, recepimento delle previsioni LEC); regolamentare anche l'istituto dello "scambio sul posto perimetrale"; piena partecipazione delle unità di consumo e degli accumuli, direttamente o attraverso aggregazione, al *demand response*. La spinta all'impiego dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo potrebbe essere sostenuta da un sistema di **agevolazioni fiscali (370, 488)** e modifiche normative specifiche **(370)**.

Il principale intervento normativo in grado di favorire la diffusione di tali tecnologie è comunque il **recepimento del Clean Energy Package**. Risulta inoltre necessario abilitare lo scambio commerciale di energia tra pluralità di consumatori localizzate in aree geograficamente contigue e valutare l'estensione di tali meccanismi commerciali anche a situazioni in cui l'impianto di produzione non sia vicino geograficamente al punto di consumo nella titolarità del soggetto che realizza l'impianto. Ulteriori misure a favore dello sviluppo dei sistemi di autoproduzione da fonte rinnovabile o CAR possono essere: **benefici fiscali** - ivi inclusa l'estensione delle detrazioni fiscali e facilitazioni alla cessione dei crediti fiscali, in particolare l'estensione delle detrazioni fiscali anche all'accumulo acquistato senza fotovoltaico

- la piena **partecipazione ai mercati delle unità di consumo e degli accumuli**, nonché lo stimolo al *demand response* (**387, 398, 470, 471, 486**).

**Alcuni partecipanti alla consultazione suggeriscono specifici interventi che favoriscono lo scambio di energia fra utenti (135, 159, 195, 218, 287, 388)**. Per taglie piccole e medie (<1 MW) sarebbe utile dare la possibilità all'utente di optare per **sistemi di tassazione semplificati e forfettari (333)**. Occorre riconoscere formalmente la **legittimità di costituire comunità energetiche**: le amministrazioni comunali che decidono di partecipare a una comunità energetica devono essere liberate dai vincoli che riguardano l'approvvigionamento di energia e l'ingresso in società, cooperative o consorzi con soggetti privati (**415, 443, 453**).

Andrebbero assicurate la possibilità di scambiare energia a monte di un **contatore unico condominiale** che alimenta tutto l'edificio (**20**) e di installare nei condomini un sistema di fornitura di energia elettrica centralizzato (**326**).

**Alcuni contributi valutano l'opportunità di incentivi diretti (basati sul rapporto energia prodotta/autoconsumata)**. Sono valutati positivamente gli incentivi su acquisti di sistemi di accumulo o basati sull'ottimizzazione del rapporto energia prodotta e autoconsumata anche grazie all'accumulo (**24**). È prevista la possibilità di vendere l'energia elettrica a terzi nell'ambito di sistemi di produzione da fonti rinnovabili (**32**) e di definire strutture tariffarie per trasporto, distribuzione ed oneri, calcolate sull'energia prelevata dalla rete e non sull'energia autoconsumata, e con strutture tariffarie prevalentemente basate sulla quota variabile, calcolata sull'energia effettivamente prelevata dalla rete pubblica. Occorre intervenire per rimuovere i vincoli attualmente presenti per consentire e stimolare sempre di più la partecipazione attiva delle unità di consumo e autoconsumo alle attività di *demand response*, anche attraverso aggregazioni (**70**).

Sarebbero opportune **incentivazioni** per l'energia autoconsumata di tutte le unità abitative di un singolo edificio da fonte rinnovabile (**81**), per gli accumuli e per le **tecnologie di domotica** che gestiscono i consumi all'interno delle abitazioni "dialogando" con l'impianto di produzione dell'energia (**134**). È stata evidenziata la necessità di recepire la nuova direttiva europea sulle fonti energetiche rinnovabili con specifico riferimento agli edifici esistenti, chiarendo le possibilità di intervento per produzione, accumulo, scambio e autoconsumo all'interno degli edifici, e agli obiettivi di riduzione dei consumi energetici che consentono di accedere agli incentivi (**375**).

L'intervento più efficace e più conveniente per la collettività sarebbe il **meccanismo premiante per i sistemi che minimizzano le variazioni di carico sulle reti esterne (379)**. Per l'energia prodotta e autoconsumata all'interno degli edifici potranno essere garantiti i **certificati bianchi**, come previsto dalla tredicesima premessa della nuova proposta di direttiva

comunitaria sull'efficienza energetica all'interno del *Clean Energy Package* (2016/376) e dall'articolo 1 della stessa (che modifica l'articolo 7 della direttiva 2012/27). Tali norme definiscono infatti l'autoconsumo di energia elettrica negli edifici come rilevante ai fini del raggiungimento degli obblighi di risparmio energetico **(380)**.

**Alcuni contributi puntano principalmente sugli incentivi fiscali** suggerendo di **aumentare le detrazioni per le persone fisiche** dal 50 per cento al 65 per cento, di **ridurre il numero degli anni detraibili** da 10 a 5 per i sistemi di accumulo con fonti rinnovabili e di tornare al **super ammortamento** del 140 per cento per le imprese **(37)**, anche con mirati interventi fiscali **(59, 112, 130, 133, 348)**. È ritenuto utile rivisitare l'attuale quadro normativo al fine di favorire la partecipazione al mercato di tali sistemi, nonché di valutare l'attuazione di politiche mirate di incentivazione **(130)**. Sarebbe necessario un quadro regolatorio semplificato e incentivi economici da definire di concerto con rappresentanti degli operatori privati **(154)** e andrebbe prevista una incentivazione economica **(154)** con contributi per chi installa sistemi di accumulo, anche *retroift*, nonché una diminuzione dei costi fissi in bolletta per chi installa sistemi di accumulo **(167)**.

Va favorito e incentivato l'autoconsumo da rinnovabili ad esempio attraverso **premi per l'energia autoconsumata o l'accumulo (414, 496)**; è inoltre auspicabile la **defiscalizzazione degli scambi** di energia prodotta da FER tra privati, la **ristrutturazione del GSE** (che dovrebbe avere, oltre ad una sede centrale, anche una sede regionale in ogni capoluogo di regione per facilitare l'interazione con i *prosumer* privati cittadini), **l'eliminazione totale degli incentivi CIP6**, la possibilità di vendita dell'energia elettrica, a tutti i *prosumer*, mediante regole chiare per regolamentarne la vendita **(420)**. È stata sottolineata l'importanza di una politica delle aziende più trasparente, di incentivi economici reali ed adeguati **(421)**, e di contributi in conto capitale per lo *storage* **(422)**.

È altresì necessario che venga **prorogata e stabilizzata** la **detrazione fiscale** per la riqualificazione energetica e per la ristrutturazione edilizia, consentendo, accanto al modello già in vigore per la cessione del credito fiscale, la possibilità di attribuzione diretta del beneficio fiscale alle società ESCo che abbiano effettuato l'investimento **(431)**.

#### **B4. Quali benefici e opportunità possono derivare, direttamente o indirettamente, dallo sviluppo dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer*?**

I contributi sono differenziati ma si attestano nel riconoscere innanzitutto la **vantaggiosità economica** dello sviluppo dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, consistente nella **riduzione dei costi a carico degli utenti**. Sono altresì evidenziate le **opportunità di lavoro** offerte dal settore e dall'indotto, i risvolti in termini di **minor carico per la rete**, maggior impiego di energia autoprodotta, riduzione dei costi per lo sviluppo della rete medesima e **maggior efficienza** del sistema, nonché i **vantaggi aziendali della decarbonizzazione** conseguita grazie all'incremento delle FER (20, 36). Le opportunità e i benefici diretti sono maggiori nel caso di accumulo da fonti rinnovabili per autoconsumo con autosufficienza energetica e consistono nell'**abbattimento delle dispersioni di rete**, benefici per l'ambiente e sviluppo economico (445), nonché **abbattimento del costo dell'energia** per gli utenti (37, 112).

Sono stati evidenziati anche ulteriori benefici, quali un **abbattimento dei costi di distribuzione** dell'energia; un maggior **risparmio in bolletta per chi è *prosumer*** e per chi non ha un impianto di produzione e una spinta verso la ricerca nei sistemi di *smart grid* più evoluti (134, 346, 406); un aumento delle **opportunità di lavoro per PMI e studi di progettazione** che operano nel settore impiantistico di produzione e di distribuzione dell'energia; minori costi dell'energia prodotta (348, 403) e soprattutto un incremento del tasso di autoconsumo e, quindi, una maggiore convenienza economica per i consumatori / investitori. Ne segue, inoltre, un **minor surplus di energia immessa in rete** e da valorizzare, ad esempio con lo scambio sul posto (388). Lo scambio di energia da rinnovabili diventa conveniente; la possibilità di contribuire alla rete, quindi **partecipazione ai servizi di rete** come dispacciamento e regolazione (414). La possibilità di creare dei gruppi di utenti che condividono produzione, accumulo e consumo anche fisicamente in luoghi diversi, pagando le spese di distribuzione o anche la liberalizzazione dell'uso della rete di distribuzione (116).

**Vi sono contributi prevalentemente orientati nel senso di qualificare i benefici in termini di maggior efficienza del sistema**, quali un minor carico delle reti, riduzione delle perdite, creazione di una microfiliera locale (incremento di investimenti fissi, incremento di servizi per la gestione dei sistemi di produzione), maggiore efficienza (microcogenerazione a metano in ambito condominiale) (24, 102, 326, 457).

Certamente la **riduzione dei consumi di picco** sulla rete di distribuzione e il varo di sistemi di accumulo bidirezionali sarebbero un elemento di stabilizzazione della rete in caso di picchi di consumo (136, 167). Un beneficio è sicuramente la **resilienza**, maggiori possibilità di

bilanciamento tra produzione e consumi **(172)** e possibilità di realizzare impianti condominiali più efficienti in grado anche di alimentare le reti private dei singoli utenti **(218)**, riducendo i costi per le famiglie **(133)**.

Inoltre, un accesso a **calore cogenerato a costi convenienti**; la **messa a reddito di spazi comuni**; la gestione burocratica delle utenze centralizzata; nel caso di utenze industriali, la continuità di servizio e la possibilità di accentrare servizi tecnici condividendone i costi **(379)**. Viene offerto un efficiente servizio di **bilanciamento e dispacciamento** rispetto alla rete, capace di programmare immissioni e prelievi **(380)** e una maggiore stabilità locale della rete del SDC **(394)**.

Numerosi benefici e opportunità deriveranno dallo sviluppo dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra **prosumer**. Tra questi si segnala, in particolare, il ruolo attivo e consapevole della domanda sia a livello di singolo utente *prosumer* sia a livello territoriale di utilizzo delle risorse energetiche nel caso delle **comunità energetiche**. Inoltre, ulteriori vantaggi sono legati all'alleggerimento delle reti e alla riduzione delle perdite relativamente alla trasmissione e alla distribuzione di energia, oltre alla fornitura dei servizi di rete necessari a garantire la sicurezza e il corretto funzionamento del sistema **(375, 431)**. Si potranno realizzare nuove filiere produttive, di scambio, con minore impatto sulle reti di distribuzione e minori emissioni dei gruppi di produzione centralizzati **(472)**.

**Molti contributi hanno colto i risvolti ambientali** conseguenti all'autoconsumo da fonti rinnovabili in termini di decarbonizzazione, evidenziando i benefici di una maggiore consapevolezza ambientale, di risparmio, di divulgazione, economici, di diffusione del bene comune inteso come energia rinnovabile **(48)** e incremento della penetrazione delle FER in contesti urbani **(32)**.

**Diventare prosumer permette al cittadino di rendersi energeticamente indipendente**, facendo un investimento per il proprio futuro; permette inoltre il fiorire di **imprese** nel settore delle energie rinnovabili e dell'edilizia di qualità, quali edifici ZEB ed Energy Plus **(59)**. I sistemi decentralizzati di generazione, accumulo ed autoconsumo sono essenziali per poter spingere la diffusione di sistemi energetici innovativi e sostenibili, a **beneficio dei consumatori**, dello sviluppo tecnologico, dell'indotto economico e dell'ambiente. Inoltre, tali sistemi riducono le perdite di rete nel trasporto dell'elettricità e contribuiscono a rendere i consumatori più consapevoli e attenti nella gestione dei propri consumi energetici **(70)**.

L'autoconsumo renderebbe i membri della *community* sicuramente più consapevoli dei propri consumi energetici, mentre le **energy community** permetterebbero a tutti i cittadini di partecipare direttamente alla transizione energetica, identificandosi all'interno di una comunità. Si permetterebbe di raggiungere una **maggior autonomia energetica**, di cui può beneficiare il sistema paese, il sistema elettrico, il mercato elettrico. Le **renewable energy**

**community** forniranno un contributo rilevante al raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione e delle fonti rinnovabili al 2030. L'autoconsumo fornisce benefici alla rete e quindi al sistema, riducendo il congestionamento e i volumi di perdite di rete. La gestione fisica della *community* apporta maggiori benefici rispetto a quella della gestione virtuale e si creerebbero **nuovi modelli di business** che, accrescendo la filiera tecnologica delle fonti rinnovabili e della digitalizzazione, ben si adatta al modello della Generazione Distribuita del tessuto imprenditoriale italiano, costituito da PMI **(72, 498)**.

Potrebbero crearsi impianti di produzione diffusi sul territorio, nell'ottica della generazione distribuita con **riduzione della potenza installata nei grandi impianti che utilizzano fonti fossili (114, 133, 135, 149, 159, 164, 195, 287, 292, 333, 341, 370, 387, 398, 409, 421, 441, 470, 471, 478, 488, 489, 493, 496)** e un aumento dell'energia prodotta da fonte rinnovabile, con **diminuzione di linee aeree** per la trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica **(81)**.

Migliora la **concorrenza**, si favoriscono gli **investimenti locali**, si facilitano la **cooperazione** locale e regionale, e, soprattutto, si coinvolgono i cittadini nella lotta ai cambiamenti climatici grazie alla possibilità di autoconsumo dell'energia prodotta da FER. Questo processo potrà essere sostenuto anche dall'organizzazione di **nuovi soggetti aggregatori**, incluse le comunità energetiche locali, che, *in primis* rappresentano uno dei fattori trainanti la transizione energetica **(130)**.

Si riducono le perdite di rete nel trasporto e nella distribuzione elettrica, aumenta la penetrazione delle FER e di **tecnologie efficienti**, quali a esempio **pompe di calore, mobilità elettrica**, contributo al bilanciamento delle reti **(479)**. Lo sviluppo della generazione diffusa e degli accumuli tra *prosumer* porterebbe al sistema benefici in termini di maggior penetrazione delle FER e di sviluppo di interventi legati all'efficienza energetica e agevolerebbe l'adozione di soluzioni tecnologiche innovative. Gli accumuli in particolare favorirebbero **l'integrazione delle FER-NP** e della domanda nel mercato elettrico con impatti positivi sulla gestione del bilanciamento elettrico e sull'uso efficiente delle risorse (Produzione/Consumo/Infrastrutture) **(481)**.

**Vi sono infine risposte che si soffermano su un ventaglio più ampio di vantaggi derivanti dai sistemi di generazione tra *prosumer*** e ne dimostrano i benefici: anzitutto, **benefici energetici** legati alla possibilità di minimizzare i costi complessivi legati all'approvvigionamento dell'energia necessaria per soddisfare i carichi di rete, personalizzando la fornitura e pianificando l'incontro tra domanda ed offerta in funzione dei picchi di produzione/consumo, così da porre il cliente finale direttamente al centro del mercato elettrico (*demand response* e *energy footprint*). Vi sono poi benefici legati ad un **aumento della qualità del servizio**, che può essere personalizzata sulle effettive esigenze del consumatore (residenziale, commerciale ed industriale), garantendo una **continuità strettamente**

**commisurata alle necessità**; benefici di sistema legati alla fornitura servizi di regolazione alla rete elettrica o servizi utili a contribuire alla **sicurezza** dell'esercizio, piuttosto che all'efficienza del sistema e del mercato elettrico, ma anche alla riduzione delle perdite; benefici per la PA e per i cittadini che offrono alla stessa servizi informatici di **monitoraggio e previsione dei consumi** necessari per sviluppare politiche di **sensibilizzazione dei consumatori** capaci di massimizzare i benefici della *green economy*; creazione di un canale di contatto diretto con la popolazione che si sentirà direttamente partecipe della transizione energetica; benefici ambientali, grazie all'ottimizzazione di tutti i vettori energetici presenti e alla riduzione delle complessive emissioni **(492)**.

Inoltre, viene segnalato un **aumento dell'efficienza**, una riduzione dei costi energetici, una **riduzione dell'inquinamento** e lo sviluppo economico di un nuovo settore con benefici generalizzati **(154)**. Si riduce la dipendenza da combustibili fossili; si promuovono forme di produzione da rinnovabili diffuse sul territorio; migliora l'efficienza energetica generale, riducendo il fabbisogno di energia da qualsiasi fonte; si creano **posti di lavoro** qualificato e a tempo indeterminato in piccole e medie imprese, attive nel campo della realizzazione, gestione e manutenzione di piccoli e medi impianti di produzione e nel campo della gestione locale della rete di distribuzione; si stimola la **ricerca tecnologica** volta al potenziamento dell'efficienza, alla riduzione della domanda, alla realizzazione di servizi di rete intelligente e all'implementazione di forme di accumulo a basso costo **(415, 453, 385, 485, 420, 422, 430, 436, 443)**.

Oltre ad un risparmio sui costi energetici per i clienti finali, la diffusione massiccia di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo favorisce la **rapida decarbonizzazione** della società con conseguenti enormi benefici ambientali. Il passaggio da un sistema centralizzato a un sistema distribuito di produzione di energia aumenta poi le opportunità occupazionali, la possibilità di creare **imprese energetiche locali** e di innescare meccanismi di solidarietà a livello locale per i casi di povertà energetica e il senso di appartenenza delle comunità che si autoproducono l'energia **(432, 446, 483, 486, 495)**.

## **B5. Qual è il contributo dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer* al processo di decarbonizzazione dell'economia?**

**Le risposte fornite hanno evidenziato una netta consapevolezza della entità del contributo** dei sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer* al processo di decarbonizzazione dell'economia. Gran parte dei contributi riconosce

infatti ai sistemi un ruolo fondamentale per **la riduzione dell'inquinamento (da fonti fossili)**. Queste nuove forme di autoproduzione saranno essenziali per promuovere i nuovi *target* al 2030 di sviluppo delle rinnovabili, di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni.

**L'energia e l'integrazione di "tecnologie intelligenti" all'interno delle realtà urbane saranno**, infatti, **aspetti fondamentali nella pianificazione delle città e del territorio**. Gran parte dei consumi energetici avvengono nei centri urbani, principalmente in connessione ai settori residenziale, terziario e dei trasporti, e gli obiettivi europei di efficienza energetica, aumento della quota di rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti, sono anche declinati su questa scala. È evidente quindi come l'energia riferita al territorio e alla città abbia un ruolo per nulla trascurabile. L'efficienza energetica mediante l'uso di materiali e tecniche innovative, l'uso di generazione diffusa (GD) e di energie rinnovabili hanno innescato un processo di sostenibilità ambientale che richiede di essere supportato **(492)**.

In un'ottica strategica, tali sistemi rappresentano un'opportunità per promuovere l'utilizzo delle FER disponibili *in loco* e mettere in atto, su scala locale, **programmi di demand response** favorendo così il **ruolo attivo dell'utente** finale e il processo di transizione verso un nuovo modello energetico ed economico eco-sostenibile (*low-carbon*) **(130)**. I benefici diretti ed indiretti sono innumerevoli, in termini economici, occupazionali di competitività industriale e di riduzione delle malattie dovute alle emissioni di inquinanti **(135)**. Una facilitazione nell'uso delle batterie dei **veicoli elettrici**, come accumuli residenziali, potrebbero contribuire ad incentivare la sostituzione dei veicoli a combustibili fossili, con veicoli elettrici **(136)**.

Uno sviluppo effettivo delle energie rinnovabili fra i *prosumer* comporta una notevole diminuzione di fonti fossili per la produzione di energia **(102, 112, 134, 164, 167, 380, 403, 406)**. L'aumento della capacità produttiva e del reale utilizzo di tale energia contestuale alla sua produzione ridurrà sempre più l'uso di fonti fossili, contribuirà a mitigare i cambiamenti climatici, a realizzare uno sviluppo sostenibile, a proteggere l'ambiente e a migliorare la salute dei cittadini, rappresentando un fattore di crescita economica e contribuendo alla sicurezza energetica del Paese **(24, 48, 59, 114, 154, 326)**.

**Impianti condominiali ad energia rinnovabile** che possono cedere energia ai singoli abitanti dei condomini permettono di limitare l'acquisto di energia da fonti non rinnovabili **(218)**. È un contributo essenziale perché si riduce la necessità di produzione da centrali alimentate da fonti fossili, si efficienti la rete di distribuzione, si attua il principio della **produzione distribuita**, si promuovono le *smart grids* e si riducono i costi dei sistemi per la produzione in scala **(341)**.

**Alcuni interventi esaltano il ruolo delle FER ai fini della decarbonizzazione (32, 36, 66, 387, 470, 489, 478, 483, 486, 493, 495, 498)**. Il contributo di tali sistemi distribuiti è fondamentale perché, per raggiungere gli obiettivi fissati a livello europeo per la diffusione

delle fonti rinnovabili, sarà necessario sviluppare non soltanto impianti rinnovabili di dimensione media e grande (i cosiddetti "*utility scale*" come i parchi eolici e fotovoltaici) ma anche sfruttare al meglio tutte le opportunità di installazione di **impianti rinnovabili di varie taglie e tipologie** presso siti industriali, residenziali e commerciali, oltre ad altre soluzioni decentralizzate efficienti e sostenibili **(70)**.

**Le renewable energy community forniranno un contributo rilevante** al raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione e delle fonti rinnovabili al 2030. Nel solo **comparto fotovoltaico** si prevede che la produzione passi **da 22 TWh a 82 TWh nel 2030**, realizzabili sia con impianti a totale immissione in rete di tipo *utility scale*, sia con impianti di generazione distribuita in autoconsumo. **Attualmente l'autoconsumo da generazione fotovoltaica si attesta sui 4/5 TWh su 25 TWh** (il complemento è dato da tipologie di generazione fossile) e solo attuando politiche di lungo termine le FER potranno garantire di raggiungere un *target* al 2030 di 41 TWh in autoconsumo grazie allo sviluppo delle *energy community* **(72, 498)**.

La produzione di energia da fonti rinnovabili ha un ruolo primario nella decarbonizzazione dell'economia, mentre resta da verificare, con riferimento all'efficienza energetica, se sia tale per le fonti non rinnovabili (cogenerazione da metano) **(87)**. Si contribuisce alla decarbonizzazione anche con diversi sistemi di generazione di energia: quelli basati su **fotovoltaico, idroelettrico, eolico e biomasse (348)**. Inoltre, si aggrediscono i settori edilizio, energetico e dei trasporti, spostando i consumi verso il vettore elettrico ma attraverso sistemi dove al centro sono le fonti rinnovabili fortemente integrate con accumulo e **gestione efficiente della domanda** che possono portare a una completa decarbonizzazione **(370, 375, 385)**. Il contributo è potenzialmente molto elevato, se alle incentivazioni accedono solo fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento **(379)**. Aumentando il numero dei potenziali *prosumer* e rendendo più conveniente il risparmio si incentiva la produzione di energia rinnovabile con evidenti ripercussioni sulla decarbonizzazione **(388)**.

Una maggior **diffusione dei sistemi d'accumulo** consente, dal punto di vista tecnico, una **maggior penetrazione delle FER non programmabili** (es. fotovoltaico ed eolico), con evidenti vantaggi nell'obiettivo di una completa decarbonizzazione dell'energia e di uno sviluppo sostenibile, che permetterebbe la creazione di nuovi posti di lavoro **(420)**. Adottare tali sistemi su larga scala potrebbe conferire un contributo importante al processo di decarbonizzazione dell'economia, nell'ottica dello sviluppo *green economy* **(421)**.

È stata sottolineata l'importanza di una riflessione strutturale sull'impatto dell'eventuale ampio sviluppo di questi strumenti sul sistema energetico generale. In ogni caso tali strumenti da soli non sono sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi e, pertanto, devono essere promosse al contempo anche le iniziative su larga scala per lo sviluppo della generazione da fonte rinnovabile **(431)**. È stato considerato che i sistemi di generazione distribuita possano

fornire un contributo fondamentale alla decarbonizzazione a patto che siano basati su fonti rinnovabili o su cogenerazione ad alto rendimento, anche perché, **riducendo la necessità di trasporto dell'energia, si riducono le perdite di rete**. A questo vantaggio ambientale si aggiunge un vantaggio economico, dal momento che lo sviluppo della generazione distribuita consentirebbe di evitare potenziamenti della rete costosi e ad alto impatto **(436, 443)**. Lo sviluppo dei sistemi di generazione e autoconsumo di energia elettrica da FER contribuirà in misura sostanziale al raggiungimento degli obiettivi FER al 2030 **(471)**.

L'**uso locale di energia rinnovabile** e di soluzioni che promuovano l'efficienza darebbe il maggior contributo alla decarbonizzazione del sistema **(485)**. L'avvicinamento degli impianti di produzione dell'energia ai punti di consumo finale può ridurre la necessità di trasporto dell'energia elettrica e, dunque, portare alla riduzione delle dispersioni nella rete. Una **maggiore consapevolezza della domanda energetica da parte dei prosumer** favorirebbe l'uso razionale delle risorse energetiche. Inoltre, un modello distribuito consente, se correttamente regolato, la penetrazione nel sistema di generazione elettrica di soluzioni "di sistema" sostenibili, che riducono le emissioni di gas inquinanti o climalteranti. Per il raggiungimento dei nuovi obiettivi di diffusione delle fonti rinnovabili è necessario che le fonti rinnovabili si sviluppino non soltanto in impianti *utility-scale* ma anche in modo distribuito in configurazione di autoconsumo presso siti industriali, commerciali e residenziali **(488)**.

Le **fonti rinnovabili non programmabili** (eolico e fotovoltaico) non potranno mai occupare una grande percentuale sulla produzione dell'energia elettrica in quanto ciò provocherebbe **troppa instabilità nella rete**: l'unico modo per risolvere questo problema è realizzare delle **smart grid elettriche in miniatura** sfruttando al meglio le fonti rinnovabili, utilizzando l'accumulo e generatori a biomassa per garantire la schiena della rete stessa **(81)**.

**Si possono raggiungere obiettivi di uso del rinnovabile al 100 per cento, entro il 2050**, considerando la generazione distribuita come il modello di riferimento con nodi locali in grado di scambiare e regolare la rete. L'Italia in particolare può sperimentare fin da subito, per l'elevata penetrazione di rinnovabili distribuite, modelli avanzati di gestione degli scambi e della sicurezza e qualità della rete in una cornice di sistema distribuito. Pertanto, **la sfida non è più solo produrre rinnovabile ma gestire la rete distribuita (414, 496)**.

**Alcuni contributi puntano sui risvolti in termini di responsabilità sociale, autosufficienza energetica, adozione di soluzioni tecnologiche innovative, ed esaltano il contributo diretto dei cittadini**, che diventano produttori, distributori, clienti finali/utenti con formule autogestite per uno sviluppo equo e sostenibile del Paese. Tale sistema è basato proprio sulla comune responsabilità sociale, finalizzata alla **realizzazione e gestione sostenibile** di attività, azioni e comportamenti, che richiedono la **partecipazione attiva** alla corretta generazione, consumo, utilizzo, risparmio delle risorse e, conseguentemente, al

risparmio energetico, alla riduzione dei cambiamenti climatici e alla decarbonizzazione dell'economia **(37)**. Il contributo di tali sistemi diverrà nel tempo determinante, considerato che *trend* dei costi e sviluppo tecnologico limitano di fatto la realizzazione di impianti di generazione distribuita alle sole FER e CAR **(292, 479)**. Il contributo delle FER è rilevante in quanto localmente una comunità energetica è naturalmente orientata verso il perseguimento dell'**autosufficienza locale**, lasciando al mercato delle fonti fossili una funzione residuale **(415, 453)**. Il contributo dei *prosumer* al processo di decarbonizzazione dell'economia è da considerarsi significativo, non solo in termini di quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, ma anche per la diffusione di una **cultura orientata alla gestione efficiente dell'energia (409)**.

**B6. In che misura sono sostenibili gli extra-costi e i sovra-oneri a carico dell'intero sistema elettrico che possono derivare dalle esenzioni dal pagamento degli oneri di sistema per i sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica tra *prosumer* e come potrebbero essere gestite tali esenzioni?**

**Alcuni contributi suggeriscono di ribaltare gli extra-costi e i sovra-oneri sugli impianti che producono energia da fonti fossili: paga chi inquina**, chi continua a produrre e acquistare energia prodotta da fonte fossile **(36, 66, 218, 346, 430, 443)**.

Le risorse potranno giungere dagli **incentivi che derivano dalla diminuzione della CO<sub>2</sub>**, sul modello del mercato dei titoli di efficienza energetica **(102)**, oppure attraverso le **quote di CO<sub>2</sub>**, spingendo ulteriormente il comparto industriale a ridurre con maggior vigore le emissioni di CO<sub>2</sub>, favorendo le fonti rinnovabili, la cogenerazione e la trigenerazione, nonché l'efficientamento energetico dei siti industriali. I sovra-costi possono essere sostenibili calcolandoli in misura proporzionale all'energia immessa e non auto-consumata, anche se non possono essere scaricati su chi ha fatto efficientamento energetico. **Non è opportuno aggiungere costi alla bolletta energetica delle PMI e delle famiglie (134)**.

L'esenzione degli oneri di sistema e di rete va garantita solo ai sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili e non da altre fonti non rinnovabili: i costi sono sostenibili se si pensa ai vantaggi ambientali in termini di mancate emissioni. Nella **gestione delle esenzioni** si dovrebbe assicurare **priorità agli autoproduttori** da FER, che fanno accumulo ed autoconsumo in autosufficienza energetica, e agli autoproduttori, graduando le ulteriori

esenzioni in base alle percentuali di riduzione della dipendenza dalla rete elettrica nazionale **(37)**.

**Eventuali extra-costi**, per questa fase di trasformazione della rete all'interno della transizione energetica, sarebbero da caricare **sui grandi consumatori** e successivamente recuperati da una **carbon tax** o da altre forme di **tassazione dell'inquinamento fossile (414, 496)**. Inoltre, gli extra-costi vanno ribaltati sugli impianti di produzione da fonti tradizionali e sui combustibili fossili, secondo una logica di incremento in funzione delle caratteristiche emmissive. Bisognerebbe integrare i nuovi sistemi con le regole del mercato elettrico, regolando gli scambi con la rete mediante i criteri del "mercato del giorno prima" e penalizzando dal punto di vista tariffario gli scostamenti rispetto alle previsioni di immissione o prelievo dalla rete **(420)**.

In luogo dell'esenzione dal pagamento degli oneri generali sarebbe preferibile una forma di incentivazione esplicita **(481)**. Alcuni contributi si soffermano infatti sulla **defiscalizzazione mediante incentivi espliciti (cessione del credito o contributi in conto capitale)**. In particolare, le politiche di autoconsumo potrebbero essere attuate non mediante incentivi impliciti - come è oggi l'esenzione dal pagamento degli oneri sull'energia autoconsumata - ma attraverso incentivi espliciti; in alternativa, si potrebbero valutare politiche di defiscalizzazione con cessione del credito, ampliando a soggetti privati quali persone fisiche esercenti attività di lavoro autonomo o d'impresa, società ed enti **(72, 498)**.

Alcuni contributi suggeriscono di **iniziare con un'agevolazione implicita** (ad esempio, non pagare gli oneri di sistema) per poi passare ad un'agevolazione esplicita. Il graduale sviluppo di nuovi progetti esentati, con i conseguenti extra-costi sostenuti dalla generalità degli utenti, non dovrebbe alterare gli equilibri complessivi del sistema, anche in ragione delle recenti riforme tariffarie. Un attento monitoraggio dello sviluppo di sistemi in esenzione consentirebbe di prevenire situazioni insostenibili. Nel breve e medio termine, le esenzioni dal pagamento degli oneri generali di sistema sono necessarie per garantire la sostenibilità dei progetti; per il medio-lungo termine, è opportuna una riflessione sulla **graduale transizione verso sistemi di incentivazione esplicita** (ad esempio, con contributi in conto capitale). Le forme esplicite possono essere destinate alle categorie di interventi più virtuose, quali la produzione da fonte rinnovabile e la cogenerazione ad alto rendimento, mentre l'esenzione tariffaria riguarda oggi tutti i progetti di autoproduzione indipendentemente dalla fonte utilizzata. Inoltre, il sostegno esplicito si presta ad essere meglio calibrato in relazione alla complessità tecnologica degli interventi ed ai benefici ambientali conseguibili, scongiurando il rischio di sovra-incentivare taluni interventi e risultare insufficiente per altri **(488)**.

Le iniziative di generazione, accumulo e autoconsumo di energia in ambito residenziale e non residenziale sono fondamentali per il raggiungimento degli obiettivi della

decarbonizzazione, tuttavia presentano **tempi lunghi di ritorno sugli investimenti**, tali da necessitare forme di sostegno. Oggi questi sistemi godono di un'agevolazione implicita, quale il mancato pagamento degli oneri di sistema, mentre per il futuro è giudicato ottimale mantenere l'attuale sistema di incentivazione indiretta attraverso l'esenzione dagli oneri; nel medio-lungo termine, una volta raggiunta la quantità massima di capacità installata sostenibile, è opportuna una riflessione sulla possibile introduzione di un incentivo esplicito per sostenere iniziative che apportano benefici e contribuiscono alla decarbonizzazione del sistema **(431)**.

Molti **impianti storici**, alimentati per lo più a fonte fossile, sono in fase di avanzato ammortamento e potrebbero essere **soggetti a un meccanismo di esenzione ridotto**, così da liberare risorse per la riduzione delle bollette e lo stimolo di nuovo autoconsumo. Per i SDC e per gli impianti di condominio non necessariamente l'esenzione dagli oneri di sistema e di rete dovrà essere totale; è fondamentale però che i **benefici garantiti** siano assicurati **per un certo numero di anni**, in modo da **consentire la finanziabilità** delle iniziative. L'esenzione dal pagamento di specifici oneri sull'energia elettrica autoconsumata potrà essere facilmente monitorata nel tempo in modo da consentire l'adozione di opportune azioni correttive sulle nuove realizzazioni, volte ad evitare negativi effetti sugli utenti che non godono di sgravi sugli oneri **(446, 483, 495)**.

La diffusione di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo non sembra poter aggravare in maniera insostenibile il peso degli oneri di sistema a carico dell'energia che sarà ancora prelevata dalla rete pubblica, *in primis* perché è difficile immaginare una diffusione istantanea di queste tecnologie, che subiranno invece un percorso di **crescita progressiva in linea anche con i costi**. È comunque opportuno che le autorità preposte **monitorino l'evoluzione del peso degli oneri** in ragione delle esenzioni applicabili alle configurazioni di autoconsumo al fine di poter attuare le opportune contromisure. Al riguardo, sarebbe opportuno avviare una riflessione in ordine a una graduale transizione, nel medio-lungo termine, da forme implicite a forme esplicite di incentivazione maggiormente sostenibili sotto il profilo ambientale, ed onerose dal punto di vista impiantistico **(479)**. Il superamento di un sistema di incentivazione implicita, basato sulle esenzioni tariffarie, in favore di un sistema di incentivi espliciti libererebbe il sistema da margini di incertezza. Tuttavia, senza l'attuale sistema di incentivi impliciti, le iniziative in autoconsumo non sono sostenibili **(409)**.

**Alcuni contributi puntano sull'esenzione solo in fase iniziale. Successivamente i costi dovrebbero essere spalmati su tutti**, in quanto l'esenzione *tout court* ha valore soltanto come forma di incentivazione transitoria. In prospettiva, gli oneri di sistema vanno redistribuiti tra gli utenti energetici in funzione dell'effettivo utilizzo del sistema e la loro entità deve essere determinata in maniera esplicita, trasparente e realistica **(415, 453)**.

**Secondo altri interventi, non possono esserci esenzioni totali.** I *prosumer*, anche se completamente autonomi dalla rete, non possono essere esentati dal **contributo di solidarietà per la manutenzione o potenziamento della rete**; però, se i sistemi chiusi si estendono, potrebbe non essere necessario potenziare la rete **(112, 136)**. L'esenzione va limitata ai sistemi dai quali la rete riceve un corrispettivo in termini di contributo alla stabilità e va accompagnata con penalizzazioni per i sistemi che ai fini di detta stabilità si rivelano problematici **(379)**. Naturalmente andranno valutati gli effettivi extra-costi e sovra-oneri per stabilire se l'esenzione potrà essere totale o parziale e va evitato che l'esenzione comporti un aumento notevole degli oneri per chi rimarrà collegato esclusivamente alla rete elettrica nazionale. Dovrà essere valutato se i *prosumer* si staccheranno completamente dalla rete elettrica nazionale o se vi rimarranno collegati. In tale ultimo caso, dovranno partecipare agli oneri di sistema usufruendo comunque del servizio della rete elettrica nazionale **(164)**.

**Alcuni contributi puntano sullo sgravio solo di chi è indipendente dalla rete elettrica** - l'esenzione dovrebbe infatti valere solo per i sistemi completamente indipendenti dalla rete **(81, 116)** - mentre **altri interventi puntano sullo sgravio in base a una attenta valutazione costi-benefici**. I meccanismi di supporto esplicito o implicito dovranno essere controllabili e trasparenti, in modo da dare certezza e stabilità nel rispetto del principio di *cost reflectivity*, come confermato nel *Clean Energy Package* **(471, 492, 493)**. Un'attenta **calibratura dei meccanismi di supporto**, impliciti o espliciti, è fondamentale per rendere sostenibili i costi dello sviluppo dei sistemi di generazione distribuita. In tal senso, occorre ribadire che il supporto riservato a tali sistemi - in forma di esoneri o di tariffe esplicite - dovrà essere commisurato ai reali costi delle tecnologie di produzione in riduzione nei prossimi anni **(387)**.

Vi sono poi contributi che puntano a coprire gli sprechi tenendo in considerazione le dimensioni degli impianti fotovoltaici e la **possibilità di riversare sulla fiscalità generale gli oneri di sistema**. La chiave è nel doppio livello di gradualità di tali oneri: in funzione della taglia dell'impianto produttore e in funzione dei kWh complessivamente autoconsumati **(388)**. Le esenzioni andrebbero modulate in funzione delle dimensioni degli impianti fotovoltaici. La proposta di porre in capo alla fiscalità generale almeno parte degli oneri generali di sistema andrebbe valutata attentamente **(472)**. Se si amplia la platea di chi non concorre a pagare gli oneri di sistema genericamente intesi, quegli oneri ricadranno *pro quota* sugli altri consumatori, finendo per aggravare ulteriormente i costi già elevati. È stato ritenuto pertanto necessario individuare nuovi punti di equilibrio, tenendo conto di scelte già fatte, valutando anche la possibilità di trasferire alla fiscalità generale una parte delle misure di incentivazione pregresse **(130)** e occorrerebbe **rimodulare gli attuali incentivi, distinguendo l'aiuto all'investimento (imputandolo alla fiscalità generale) dal sostegno all'esercizio (imputandolo alla bolletta energetica)** **(370)**. Al fine di evitare ulteriori extra-costi a carico dell'intero sistema elettrico, gli oneri generali di sistema potrebbero essere coperti con la fiscalità generale **(398)**. Nel medio-

lungo periodo andrebbe valutata la possibilità di un progressivo spostamento sulla fiscalità generale degli oneri generali di sistema derivanti dall'esenzione per i sistemi in autoconsumo e dall'adozione dei meccanismi di supporto espliciti e correlati ai costi delle tecnologie, controllabili e trasparenti **(470)**.

**Secondo alcuni contributi le esenzioni dovrebbero riferirsi ai soli oneri di trasporto (159, 195)**, mentre altri suggeriscono di **far gravare i maggiori costi sui consumi di picco non previsti**, attribuendo maggiori costi ai grandi consumatori e a chi sostiene consumi poco prevedibili **(48, 133, 154, 172)**.

Secondo altri contributi, la promozione di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia non costituisce un aggravio per il sistema elettrico globale **(32, 59, 287, 292, 406)**. Inoltre, **gli extra-costi e i sovra-oneri sarebbero gradatamente compensati** dalla razionalizzazione e dal ridimensionamento dell'intero sistema **(348, 436)**. Nel caso in cui le esenzioni siano proporzionali al grado di *demand response* del sistema, le stesse dovrebbero essere bilanciate da una corrispettiva riduzione degli oneri di bilanciamento del sistema **(333)**.

Vi è infine chi sostiene l'introduzione di una **categoria tariffaria specifica funzionale alle quote di autoconsumo**, in relazione all'energia scambiata con la rete e secondo parametri che non compromettano il bilancio economico delle iniziative in autoconsumo **(385, 485)**.

## **B7. Come valuta la circostanza che i condòmini degli edifici possano acquistare dal distributore la parte di rete al loro interno per procedere collettivamente alla generazione, al consumo e allo stoccaggio di energia?**

**Una parte dei contributi si è espressa in senso contrario, evidenziando gli svantaggi economici.** La soluzione prospettata scoraggerebbe l'autoconsumo, poiché il costo della distribuzione la renderebbe antieconomica **(37, 195)**. Non è ritenuto necessario procedere all'acquisto della rete del distributore, poiché i condòmini dovrebbero rappresentare un caso particolare di sistema di autoproduzione. Anche a fronte di un collegamento del singolo appartamento con la rete pubblica, **il condominio dovrebbe essere visto come un'unità di autoconsumo unica**, in cui viene preservata l'identità di ogni singolo condòmino, che resterà libero di approvvigionarsi dalla rete pubblica. Le tariffe di rete resterebbero regolate sul POD di ogni condòmino, ma i benefici riconosciuti all'autoconsumo verrebbero applicati a ogni condòmino che decidesse di approvvigionarsi dalle unità di produzione presenti all'interno dello stabile. Tale configurazione lascia in capo alla responsabilità del distributore alcuni aspetti fondamentali relativi alla qualità del servizio **(292, 479)**.

Per ragioni di sicurezza e di efficienza, è stato valutato più utile integrare i sistemi alla rete attuale piuttosto che sostituirli **(375)**. Una gestione parcellizzata della rete a livello condominiale porterebbe a **inefficienze dal punto di vista energetico ed economico**. Inoltre, nelle reti private non vengono applicate **tariffe, criteri di sicurezza, piani di sviluppo/manutenzione e standard di qualità** definiti dall'Autorità competente ma quelli autonomamente stabiliti dai gestori della rete. Una diffusione di tali soluzioni porterebbe a una **frammentazione della rete** di distribuzione con **impatto negativo sulla sicurezza e resilienza** del sistema elettrico. L'integrità della rete dovrebbe essere preservata soprattutto in ragione delle maggiori economie di scala conseguibili dai distributori, a meno che non si dimostri che è più conveniente per il sistema un assetto differente **(387)**.

La valutazione dell'acquisto della rete dipenderebbe inoltre dalle condizioni della rete elettrica da acquisire **(394)**. La proprietà dell'infrastruttura di rete fisica non è condizione necessaria per la promozione della generazione distribuita e stoccaggio *in loco* di energia elettrica **(398)**. La cessione della rete interna del condominio non è necessaria: le configurazioni nuove potrebbero essere virtuali e prevedere l'uso della rete esistente **(481)**. L'incremento della generazione distribuita potrebbe essere conseguito anche grazie a **configurazioni virtuali**. Un eventuale percorso verso la creazione di microsistemi di distribuzione deve essere preceduto da una approfondita analisi costi/benefici **(470, 471)**.

**Parte dei contributi si è invece espressa in misura parzialmente favorevole**, evidenziando le problematiche e le limitazioni che deriverebbero dalle soluzioni prospettate. Occorre infatti verificare il rispetto delle norme per mantenere i sistemi di emergenza all'interno delle reti private **(102)**, poiché si potrebbero determinare problematiche e **criticità in termini di gestione e controllo** dell'infrastruttura di distribuzione **(130)** e pertanto ci deve essere comunque un organismo che si occupi della gestione e manutenzione della rete **(134)**. L'acquisto della rete sarebbe condizionato dalla complessa gestione dei singoli condòmini non aderenti e sarebbe più utile che la gestione restasse in capo al distributore e che venisse prevista la possibilità di un conguaglio virtuale **(333)**.

È giudicata auspicabile la realizzazione di **configurazioni virtuali** sfruttando la rete già esistente, senza oneri eccessivi e ottimizzando le possibili sinergie con interventi sull'efficienza per la riqualificazione energetica degli edifici **(472, 488)**. I costi devono essere valutati secondo criteri equi che tengano conto dell'effettivo stato della rete e considerando il deprezzamento per obsolescenza **(348)**. Occorre comunque porre attenzione ai vincoli tecnici e amministrativi e alla ripartizione degli oneri all'interno del condominio, tutelando sempre il diritto ad una connessione con la rete pubblica **(379, 385, 422)**. Alcuni contributi sono favorevoli, a

condizione che si tratti di reti in bassa tensione (420) o che si tratti di energia prodotta da fonti rinnovabili (457).

**Nei contributi che si sono espressi in senso favorevole, si auspica la revisione dell'attuale regolamentazione sull'*unbundling* (72, 498).** Il condominio si assume il carico della manutenzione ordinaria e straordinaria della sua rete (415, 453). I condomini devono poter scegliere di acquistare e gestire in proprio la rete elettrica per poter realizzare interventi per la generazione e l'accumulo, anche per ottimizzare gli interventi di efficienza energetica per la riqualificazione degli edifici (422, 431, 478, 492). Per garantire ai condomini il diritto all'autoconsumo di energia occorre garantire libertà di scelta fra l'uso di una rete condominiale privata e l'utilizzo di infrastrutture del distributore di zona (432, 446, 483, 495). L'acquisto da parte di condòmini è positivo perché semplifica la gestione della generazione e della ripartizione dei consumi tra i condòmini medesimi; in alternativa, il distributore può chiedere un equo canone d'uso per il suo utilizzo (436). In molti casi si tratta semplicemente di sostituire i contatori singoli di elettricità con un **contatore unico**, adottando un sistema di contabilità interna per l'assegnazione degli oneri a ciascuna utenza (154, 489, 496). Sono stati evidenziati **vantaggi per la rete e per i condòmini**, ma è necessario valutare attentamente la qualità del servizio (112, 133, 135, 370, 403, 406, 414).

**B8. Come valuta la circostanza che l'energia prodotta negli edifici e distribuita ai condòmini abbia un trattamento tariffario uguale a quello dell'energia prodotta e autoconsumata negli edifici unifamiliari con esenzione totale degli oneri di sistema, di trasmissione, distribuzione e dispacciamento?**

**Chi si è dichiarato favorevole sostiene che il principio da far valere è quello della parità di trattamento** nell'ambito dell'autoproduzione onde evitare distorsioni concorrenziali (37, 70, 72, 154, 292, 394, 406, 436, 472, 478, 479, 489, 496, 498).

**Alcuni di coloro che si sono espressi favorevolmente hanno evidenziato timori di un forte aumento di extra-costi e sovra-oneri (164).** Inoltre il trattamento tariffario deve essere rapportato ai potenziali impatti per la generalità delle utenze, fermo restando il principio della totale copertura dei costi in tariffa per i gestori del servizio di distribuzione (398). Gli **oneri di trasmissione, distribuzione e dispacciamento** dovrebbero essere proporzionali all'efficienza media di impianto e al grado di risposta dello stesso alle esigenze di bilanciamento della rete (333) o sulla base di esenzioni attentamente motivate (375).

Non deve essere pagato un servizio di cui non si è goduto ed è pertanto corretto evitare l'applicazione all'energia autoconsumata della **parte variabile della tariffa di trasporto (385).**

È stato considerato corretto attribuire lo stesso trattamento tariffario all'energia prodotta e distribuita nei condomini rispetto a quella autoconsumata in configurazioni unifamiliari, per evitare discriminazioni tra due configurazioni tecniche assimilabili. L'attuale sistema, basato sull'esonero dell'energia autoconsumata dal pagamento della parte variabile degli oneri generali di sistema e degli oneri di rete, non garantisce la correlazione tra beneficio e costo di produzione dell'energia, mettendo a rischio la sostenibilità del sistema e il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo. Andrebbe, dunque, attentamente valutato un passaggio da tale sistema ad un meccanismo di supporto esplicito **(387)**.

L'esenzione totale non è stata giudicata positivamente **(388)**. Il **passaggio all'incentivazione esplicita** nel medio periodo consentirebbe di **modulare il beneficio** in funzione delle tecnologie utilizzate, delle aree e, tra le altre cose, anche della tipologia di cliente finale **(409)**. In prospettiva gli oneri di sistema dovrebbero essere pagati proporzionalmente all'utilizzo del sistema da parte dell'utente, singolo o associato che sia: trasmissione, distribuzione e dispacciamento debbono essere posti a carico di chi ne usufruisce, nella misura in cui ne usufruisca **(415, 453)**.

Si può considerare nel medio-lungo periodo un progressivo **spostamento sulla fiscalità generale** degli incrementi della componente degli oneri generali di sistema derivanti dall'esenzione riservata ai sistemi di autoconsumo, nonché l'adozione di meccanismi di supporto espliciti **(470)**, ma è stato considerato necessario avviare nel breve periodo un percorso di **semplificazione e armonizzazione dei modelli di autoconsumo (471)**. Affinché non si creino distorsioni di mercato, non dovrebbe esserci alcuna distinzione nell'applicazione degli strumenti incentivanti tra i consumatori appartenenti ai sistemi di consumo e produzione delle diverse configurazioni **(431)**.

Alcuni contributi limitano l'orientamento favorevole all'uguaglianza del trattamento tariffario solo al caso di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili **(432, 441, 446, 483, 495)**.

## **B9. Come valuta la previsione di incentivi per l'acquisto della rete elettrica interna al condominio?**

Oltre ai contributi genericamente contrari **(20, 195, 394)**, **molti contributi danno valutazioni negative in quanto una gestione fisica della rete locale potrebbe già apportare benefici in termini di oneri di rete della community**. Si ritiene necessario, nel

lungo periodo, **definire** sia **le regole** secondo cui un condominio possa acquistare o gestire in locazione la rete di distribuzione locale, sia i corrispettivi degli oneri di rete **(72, 498)**.

Gli **incentivi per l'acquisto** ricadrebbero sulla collettività delle utenze in assenza di evidenti benefici per il sistema elettrico nel suo complesso. Sono stati espressi dubbi circa l'effettiva capacità che tale soluzione dimostrerebbe di mantenere gli stessi **livelli di qualità del servizio** imposti ai gestori della rete pubblica per il tratto di rete eventualmente acquistato dal DSO. Tutti i clienti finali allacciati alla rete condominiale devono beneficiare dei medesimi diritti e benefici associati ai clienti della rete pubblica a prescindere dalla rete cui essi sono fisicamente connessi. Ai fini della **sicurezza** e della **resilienza** del sistema elettrico, il distributore deve rimanere proprietario e gestore delle reti, sia con riferimento alle *local energy community* che alle porzioni di rete interne agli edifici. Nel caso in cui la rete condominiale divenisse una rete interna di un generico utente "multiplo", va prevista in ogni caso l'installazione da parte del gestore del servizio pubblico di **misuratori individuali** per i prelievi che il singolo utente vorrà effettuare dalla rete pubblica **(398)**.

È necessario stabilire un **floor ai prezzi** che il gestore può richiedere per l'acquisto **(403)**. È stato valutato sufficiente consentire la produzione da FER a livello condominiale e la distribuzione ai singoli condomini senza oneri **(441)**. Non è stato ritenuto utile sostituirsi ai distributori nei condomini, ma piuttosto **integrare la produzione e la distribuzione diretta**; in alcuni casi potrà essere anche percorribile la strada della sostituzione del distributore all'interno dei condomini, in considerazione delle specifiche situazioni **(375)**. L'**integrità della rete** dovrebbe essere preservata, in ragione delle maggiori economie di scala conseguibili dai distributori **(387)**. Allo stato attuale la previsione degli incentivi è giudicata poco percorribile **(470)**; è invece percorribile la previsione di adottare **regole chiare e certe** per la definizione dei nuovi modelli di autoconsumo con scambio diretto di energia di tipo virtuale e la partecipazione delle unità di consumo, attraverso gli aggregatori, al *demand response* **(471, 472, 481)**.

**La rete condominiale dovrebbe essere ceduta dal gestore gratuitamente**, dal momento che i costi di investimento iniziale sono già stati pagati con gli oneri sostenuti alla richiesta di allacciamento al momento della costruzione dell'edificio, mentre gli oneri di manutenzione sarebbero trasferiti con la cessione della rete al condominio **(154)**.

Per superare una situazione consolidata è opportuno promuovere un cambiamento di atteggiamento mediante **incentivi**, che possono poi gradualmente ridursi nel tempo **(415, 453)**, oppure essere fiscalizzati e non andare in bolletta **(370)**. Spesso i distributori devono affrontare investimenti per rifare le colonne montanti dei condomini poiché molte sono per la gran parte obsolete **(159)**. Tali spese sono riversate sugli utenti e le soluzioni del distributore non sono necessariamente le migliori per i condomini. Dare un **supporto ai condomini** che

intendono acquistare la rete condominiale potrebbe dunque essere positivo **(432, 446, 483, 495)**. La previsione di politiche incentivanti all'acquisto della rete interna può avvenire laddove ci sia la realizzazione di interventi che favoriscano il miglioramento tecnologico e l'efficienza energetica **(478)** o nel caso in cui l'acquisto sia limitato alle reti in Bassa Tensione **(420, 421)**. Il prezzo di acquisto della rete deve essere pari alla *Regulatory Asset Base* (RAB) della parte di sistema in acquisto **(492)**

Tra i contributi favorevoli, si segnala chi si dichiara favorevole solo nel caso in cui tale operazione risulti necessaria visto che, dal punto di vista tecnico, la parte di rete interna di proprietà del distributore non è generalmente significativa **(406, 414, 496)**. Inoltre sarebbe opportuno che le reti interne divenissero di proprietà condominiale e fossero concessi al condominio i fondi derivanti dalle imprese distributrici per **interventi di sicurezza e di risparmio energetico**, lasciando alle imprese distributrici solo il compito di controllo **(37)**.

#### **B10. Ritiene debba essere comunque garantita la possibilità di realizzare in proprio linee dirette di distribuzione tra impianti di produzione e unità di consumo situati in aree non contigue?**

**I contributi che si sono espressi in senso contrario hanno evidenziato che la possibilità di realizzare in proprio linee private**, a prescindere da qualsiasi altro elemento di valutazione, **rischia di produrre un effetto di duplicazione delle reti (409, 415, 453)**, con maggiori costi e sovrapposizioni di linee elettriche **(37)**. La realizzazione in proprio di linee dirette di distribuzione tra impianti di produzione e unità di consumo, se non situati in aree contigue e motivati da ragioni di carattere tecnico o di sicurezza, costituirebbero una ridondante ed inutile infrastrutturazione **(398)**. Non è ritenuta efficiente la duplicazione di reti private in luogo di quelle esistenti, gestite in sicurezza e secondo *standard* di qualità del servizio di distribuzione dagli operatori concessionari **(130, 471)**.

L'energia dovrebbe essere prodotta nel medesimo luogo in cui la stessa viene consumata per non utilizzare la rete del distributore **(421)** ed è opportuno che le linee di connessione fra aree non contigue siano gestite dal distributore locale **(423)**. È giudicato comunque necessario l'intervento del distributore che deve garantire gli **standard di qualità di gestione e realizzazione delle reti (134)**. Tale possibilità non dovrebbe essere consentita *a priori*, ma valutata nei casi in cui la rete del DSO non sia presente ed eventualmente sia più efficiente un collegamento diretto **(481)**, previo controllo delle autorità di settore e del distributore **(445)**. Sono state sottolineate problematiche relative a sottoservizi **(489)** ed è stato evidenziato che

la gestione dei flussi energetici potrebbe essere più efficientemente gestita tramite **soluzioni cloud** o *provider* (66).

Premessa la necessità di definire le "aree contigue" (394) e l'esigenza dell'integrità della rete, in ragione delle maggiori economie di scala conseguibili dai distributori (387), i contributi che si sono espressi in senso favorevole ritengono condivisibile la realizzazione in proprio delle linee dirette (48, 164, 87, 470), nel caso in cui l'investimento della linea diretta sia efficiente in termini economici e di prestazioni rispetto a quello sull'infrastruttura esistente, evitando duplicazioni della rete (72, 498) e impiegando comunque i cavidotti del distributore già ampiamente ammortizzati (287). L'ipotesi potrebbe rivelarsi infatti utile nelle aree in cui le reti di trasporto sono a rischio di saturazione (292, 479), garantendo comunque condizioni di sicurezza della collettività (101), in particolare per le pubbliche amministrazioni. Non si dovrebbe eccedere in distanze e andrebbe assicurata la sicurezza dei sottosistemi (133).

Sono stati evidenziati i **vantaggi concorrenziali** sottesi alla realizzazione in proprio delle linee (154, 159, 195), soprattutto per le **imprese** (112) ed entro ambiti territoriali omogenei e efficienti, come le **aree rurali o aree isolate**, per mettere in comunicazione diverse forme di produzione di energia elettrica (385, 485); per impianti a distanza appare invece più efficiente passare per la rete pubblica (375). Realizzare linee dirette può essere utile quando le reti locali colleghino impianti di produzione rinnovabili (403), o solo quando non vi sia la possibilità di utilizzare virtualmente le reti esistenti per gli scambi di energia e comunque sotto la supervisione generale per la realizzazione secondo criteri prestabiliti e unificati (406, 472), o ancora a condizione che si tratti di linee in bassa tensione (420). Dipende tuttavia dai vincoli tecnici e contrattuali e dall'esigenza di garantire l'accesso di tutti i soggetti interessati alla nuova infrastruttura (379).

È stato ritenuto necessario consentire la realizzazione di nuove reti per l'**ottimizzazione della gestione energetica del sito**; tale scelta è percorribile anche attraverso lo **sviluppo di sistemi virtuali**, laddove la rete fisica non possa essere costruita o non sia una scelta economicamente sostenibile (431, 492, 488, 432, 446, 472, 478, 483, 495). Le relative procedure autorizzative devono essere semplificate, garantendo il rispetto delle normative sulla sicurezza (496, 414). Tale possibilità non dovrebbe essere *a priori* impedita, ferma restando la necessità di una **regolazione ad hoc**, che preveda le preliminari verifiche di fattibilità ed efficienza economica (470, 493).

### **B11. Come si può conciliare lo scambio diretto di energia autoprodotta negli edifici fra i condòmini con il fatto che tali condòmini possono stipulare autonomi contratti per l'acquisto di energia prelevata dalla rete?**

**Alcuni contributi sottolineano la difficoltà di conciliare le esigenze evidenziate nel quesito (112, 114, 445).** Pur valutando positivamente la possibilità di stipulare accordi condominiali in virtù del concetto del libero mercato, è stata ritenuta necessaria un'attenta valutazione delle clausole per il rispetto del ruolo dei distributori di energia elettrica e della concorrenza (493). L'ipotesi di scambio all'interno dell'edificio, qualora fosse permesso l'acquisto della rete interna, renderebbe più complesso e sconveniente garantire la libertà di stipulare contratti autonomi; il distributore deve rimanere proprietario e gestore delle reti interne della *Local Energy Community* e delle porzioni di rete interne agli edifici tra i diversi POD, per garantire la necessaria sicurezza e la possibilità di scelta del fornitore (398). In alternativa, potrebbe essere concesso al singolo condomino la possibilità di allacciarsi sia alla rete nazionale che a quella locale (379).

**Diversi contributi sono a favore di un contratto unico a livello condominiale:** l'acquisto di energia dalla rete va gestito a livello condominiale (20), con un contratto condominiale unico e la ripartizione tra condòmini mediante contatori diretti (32). Si può realizzare un conto economico condominiale che favorirà chi decide di utilizzare energia autoprodotta invece di quella acquistata dalla rete (59). Deve essere prevista un'unica fornitura di energia elettrica a servizio dell'edificio condominiale e l'energia può essere distribuita alle singole unità abitative e servizi comuni, con produzione da fonte rinnovabile di energia (341). Il contratto di acquisto dovrebbe essere unico, un contratto per l'*import* e uno per l'*export* di energia elettrica per l'unico POD del condominio. Le spese per i contatori, insieme a quelle per i servizi di rete, dovrebbero essere ripartite tra i condòmini sulla base di specifiche tabelle millesimali (394). Sarebbe preferibile che il PDC a monte delle varie utenze fosse unico ed è necessario l'impiego di contatori d'energia e sistemi dedicati di gestione dell'interfaccia con la rete per la gestione della sicurezza (420), fornendo ai condòmini le giuste informazioni, attraverso campagne informative che li aiutino ed orientino nella scelta del sistema più conveniente, lasciando la scelta agli utenti o, in alternativa, all'assemblea condominiale (37).

**La maggior parte dei contributi ipotizza una soluzione mediante l'installazione di un doppio contatore, con la stipula di un doppio contratto,** sistemi di *smart metering* e sistemi di scambio, tramite, ad esempio, un sistema condominiale integrato che gestisca i singoli contatori, misurando in continuo i flussi di energia e monetizzandoli (66). Premesso che l'utente deve avere la facoltà di libero accesso al mercato libero, è stata ritenuta valida la possibilità per un condomino di sottoscrivere due contratti di approvvigionamento elettrico:

**con la *energy community* condominiale per la quota di autoconsumo e con un altro fornitore per la quota di energia prelevata dalla rete (72, 498).**

Bisognerebbe realizzare la rete elettrica del condominio in modo tale che ogni singola unità immobiliare possa utilizzare l'energia prodotta *in loco* e nello stesso tempo stipulare un contratto per l'energia prelevata (81). I diversi flussi energetici possono essere infatti controllati da specifiche **apparecchiature intelligenti (EMS)** e da un sistema di **smart contract (135)**. I condomini avranno un contatore di scambio sul punto di collegamento alla rete in grado di misurare prelievi e immissioni; queste saranno regolate da due contratti distinti, uno con il fornitore di energia per i prelievi dalla rete, uno con il GSE per le immissioni (154).

A ogni condomino deve essere garantita la **libertà di accesso al mercato** elettrico tramite contratti di acquisto di energia prelevata dalla rete ed è necessario prevedere l'installazione di opportuni sistemi per la misura e la contabilizzazione dell'energia consumata all'interno di ciascuna unità abitativa (492). Prevedendo schemi di natura commerciale (es. scambio sul perimetro), i singoli condomini manterrebbero il diritto di scelta del fornitore e beneficerebbero del contributo, in conto scambio funzionale, a coprire il maggior costo di produzione del proprio impianto di produzione condominiale rispetto al valore dell'energia (387). La soluzione di **configurazioni commerciali/virtuali di autoconsumo** può consentire l'**autonomia di ciascun inquilino** nella stipula dei contratti di fornitura di energia elettrica e al contempo la possibilità di condividere con gli altri inquilini la realizzazione ed i relativi benefici in termini di autoconsumo di un impianto a fonti rinnovabili ed eventuali altre soluzioni tecnologiche (es. batterie) (488). Lo scambio tra le unità abitative del medesimo condominio di tipo virtuale consente ai singoli consumatori delle unità abitative di esercitare i loro diritti come consumatori, incluso lo **switching del fornitore (471)**.

È necessario **definire un quadro regolatorio** che sappia gestire tali sviluppi tecnologici ed è altresì necessario che chi voglia accedere a questa modalità di scambio e utilizzo disponga di una tecnologia per gestire tutte le fasi della rete privata e del prelievamento dalla rete pubblica (472). È stato evidenziato che occorre pertanto aggiornare il sistema dello scambio sul posto (87). L'autoconsumo di energia a livello condominiale non pregiudica la circostanza che ciascun condomino abbia un suo contatore intelligente letto dal distributore. La presenza di un **contatore di produzione di condominio** e di un **contatore di consumo per ciascun condomino** rende compatibile l'autoconsumo di condominio con la libera scelta del fornitore di energia dalla rete (136, 149, 218, 287, 432, 446, 457, 483, 495). In alternativa, andrebbe definito un algoritmo di ripartizione dell'autoconsumo dello stabile tra i condomini che decidono di approvvigionarsi dagli impianti di generazione presenti nel medesimo stabile. Ogni condomino dovrebbe comunque siglare un contratto di approvvigionamento dalla rete con un fornitore per coprire i prelievi residui (292, 479).

Secondo il **sistema di conguaglio virtuale**, ciascun condomino manterrebbe il proprio contatore e contratto con il venditore: le quantità di energia elettrica immesse dal gruppo CAR e consumate dagli utenti adiacenti transiterebbero per il medesimo contatore ma sarebbero scorporate dalla fatturazione del venditore **(333)**. Lo scambio diretto di energia può avvenire con contratti *ad hoc* e sistemi di misura e trasmissione dati veloci che consentano la corretta tariffazione **(443)**. Il condomino può avere un contratto autonomo di fornitura dalla rete per il prelievo di energia, in caso di insufficiente autoproduzione o consumo sfasato rispetto all'autoproduzione **(406)**, contribuendo a ridurre il prelievo dalla rete per la parte dei contratti dei singoli condomini **(375)**.

Negli altri Paesi europei dove l'autoconsumo collettivo è consentito, gli utenti possono semplicemente avere due contratti di fornitura elettrica: uno con il distributore di rete locale e uno con il produttore di energia rinnovabile **(388)**. Attraverso un *metering* puntuale si distingue l'energia prelevata da rete dalla energia scambiata con il condominio e quindi i futuri contratti potranno prevedere forme miste di prelievo **(348, 414, 496)**. Questa doppia possibilità richiede che preferenzialmente la rete interna al condominio non venga acquisita dal medesimo e che quei condomini che effettivamente aderiscono al meccanismo di autoconsumo si avvalgano di un sistema di **smart metering**, mentre gli altri usufruiscono dei servizi tradizionali e individuali **(415, 453)**. È stato suggerito un sistema di autoconsumo basato sull'utilizzo della rete di distribuzione già esistente **(481)**, con scambi virtuali tra i sistemi di autoproduzione e i consumatori virtualmente connessi a tali sistemi come autoconsumatori. In tale configurazione, ciascun inquilino manterrebbe la propria autonomia e i propri diritti nella stipula di contratti di fornitura al singolo contatore **(70)**.

**Altri contributi valutano che l'attuale regolamentazione nazionale già prevede la possibilità che i diversi soggetti connessi all'interno di un SDC accedano liberamente al mercato elettrico** stipulando autonomi contratti per l'acquisto di energia dalla rete **(478)**. Nell'ottica di un quadro più ampio dei vantaggi legati allo sviluppo di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia, non è ritenuto dirimente il vincolo per l'autoconsumatore di stipulare collettivamente un unico contratto di fornitore, che all'interno di un SDC è comunque già previsto **(431)**. Per quanto riguarda le configurazioni virtuali con scambi commerciali, ciascun utente continuerebbe ad acquistare "fisicamente" l'energia dal venditore prescelto. Relativamente ai SDC costituiti da rete fisica privata, attualmente i clienti all'interno di tali sistemi di produzione/consumo hanno già la possibilità di stipulare autonomi contratti per l'acquisto di energia prelevata dalla rete. Pertanto, fare parte di un SDC è già oggi conciliabile con la possibilità di effettuare contratti per l'acquisto dell'energia prelevata dalla rete, fermo restando gli **obblighi in capo al distributore della rete privata**, che dovrà garantire gli **stessi livelli di qualità/servizio** del distributore della rete pubblica **(470)**.

Numerosi sono infine i contributi che si sono espressi favorevolmente sulla coesistenza delle due fattispecie indicate nel quesito, senza indicare specifiche soluzioni (**116, 422, 430, 441, 130, 133, 134, 159, 164, 380, 385, 436, 409**).

## C. Comunità energetiche rinnovabili (LEC)

### C1. Come valuta la possibilità di realizzare LEC prima del recepimento della relativa normativa europea?

**La maggior parte dei contributi pervenuti si è espressa favorevolmente** sulla possibilità di realizzare Comunità energetiche locali prima dell'avvento di una normativa in materia, per **promuovere ulteriormente gli impianti FER**, ponendo il Paese all'avanguardia nel settore **(66, 287)**.

In generale, è stata condivisa la possibilità di realizzare **progetti pilota LEC**, anche prima del recepimento del *Clean Energy Package* **(32, 154, 287, 415, 453, 493, 370, 375, 406)**. Lo sviluppo delle LEC è stato considerato favorevolmente perché consentirebbe di incentivare le rinnovabili e l'autosufficienza energetica, ridurre il costo dell'energia, rispettare l'ambiente e stimolare la concorrenza. È pertanto necessario introdurre modifiche legislative volte ad incentivare la produzione da fonti rinnovabile, ridurre il costo dell'energia e diminuire le emissioni nocive per l'ambiente **(112)**.

Le LEC sono un'opportunità concreta di aumentare la resilienza del sistema e la transizione a uno scenario *low carbon* **(472)**. **Le LEC rappresentano un fattore trainante per la transizione energetica**, migliorano la concorrenza, favoriscono gli investimenti locali, facilitano la cooperazione locale e regionale, e, soprattutto, **coinvolgono i cittadini** nella lotta ai cambiamenti climatici grazie alla possibilità di autoconsumo dell'energia prodotta da FER **(130)**. Nell'ottica di adeguamento alla normativa europea, la possibilità di realizzare LEC è particolarmente favorevole per incentivare l'autoproduzione e la distribuzione locale di energia in un contesto che punta verso l'autosufficienza energetica **(421)**. Realizzare LEC costituisce un valido esperimento sul territorio nazionale per essere pronti con **modelli collaudati** e poter **utilizzare i fondi dell'Unione (37)**. La generazione distribuita gioca infatti un ruolo importante nell'evoluzione del sistema energetico e nell'*empowerment* del territorio e dei cittadini con riferimento alla possibilità di gestire le proprie produzioni e i consumi energetici **(431)**.

In caso di recepimento anticipato, sarebbe comunque opportuno rimanere nell'alveo della normativa europea per non dovere apportare modifiche successive **(101, 292, 479, 48)**, valutando, al momento opportuno, la necessità di adeguamento alla normativa europea **(134)**.

**Alcuni contributi suggeriscono di tenere adeguatamente in considerazione le esperienze estere:** un ruolo importante può essere svolto dalle LEC, che all'utilizzo ottimale delle FER associano misure di efficienza energetica. All'estero sono da tempo un fenomeno consolidato, soprattutto in **Germania e Danimarca**, dove il loro sviluppo è stato favorito da un efficace sistema di **finanziamento**, da un **chiaro quadro normativo** sul ruolo di *utility*, autorità locali e consumatori e da adeguate misure di **promozione** e di **informazione (380, 388)**. I nuovi **contatori digitali** permetteranno di attribuire virtualmente l'energia prodotta alle unità di consumo nelle vicinanze con meccanismi automatici di scomputo tra energia consumata ed energia prodotta. Già oggi, in **Spagna** ad esempio, è stato introdotto il concetto di **consumo di prossimità (446, 483, 495, 432)**.

**Diversi contributi fanno riferimento al modello della Legge Regionale 3 agosto 2018, n. 1, della Regione Piemonte, *Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche. Sperimentazioni*** come quella piemontese permettono di avviare esperienze pioniere e quindi di rimuovere gli ostacoli che potrebbero insorgere **(414)**. È stato ritenuto che le LEC non dovrebbero essere limitate all'utilizzo di sistemi di generazione di energia da fonti rinnovabili, ma dovrebbero comprendere anche l'utilizzo di cogenerazione ad alto rendimento **(436, 488, 496)**. Sono giudicate opportune forme sperimentali di regolazione sull'autoconsumo esteso, ma, data la complessità del sistema elettrico, è ritenuto auspicabile che ciò avvenga in un quadro unitario di normativa e regolazione nazionale, senza fughe in avanti da parte degli Enti locali che devono muoversi nel più generale contesto nazionale **(409)**.

**Alcuni contributi si esprimono in senso favorevole, ponendo specifiche condizioni**, quali l'alimentazione FER o CAR e la forma sperimentale; l'esistenza di un perimetro geografico definito in cui siano presenti generazione e carico, che possa eventualmente coincidere con quello della relativa rete di distribuzione; la realizzazione di progetti in aree da riqualificare o in comunità montane; l'applicazione in via transitoria dell'attuale regolazione dei SDC estesa anche a clienti domestici, includendo gli stessi benefici tariffari. È condivisa la possibilità di effettuare una sperimentazione della regolamentazione di nuove LEC - purché alimentate da FER o CAR - anche prima del recepimento del *Clean Energy Package*, utilizzando un modello simile ai progetti pilota gestiti attualmente da Terna. Sarà comunque fondamentale assicurare una completa integrazione delle "comunità energetiche" e delle risorse distribuite nei meccanismi di mercato, al quale dovranno partecipare assumendosi le proprie responsabilità di bilanciamento, partecipando ai costi di sistema in modo equo e assicurando il mantenimento dei diritti dei clienti **(470, 471, 478, 492)**.

**I contributi che si sono espressi in senso contrario hanno prospettato l'aumento del rischio di impresa (195)**, sostenendo che, a livello europeo, andrebbe prima sollecitata la

rapida emanazione della normativa di settore e poi, solo in subordine, valutata la possibilità di agire in anticipo a livello nazionale **(379)**. È necessario limitare la diffusione delle comunità energetiche ai casi in cui esse utilizzino impianti alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento. Non è opportuno anticipare con progetti pilota, anche considerando che il *Clean Energy Package* entrerà in vigore a breve, perché ciò potrebbe portare alla sperimentazione di modelli di *prosumer* e configurazioni che non hanno riscontro nella Direttiva e nel Regolamento Elettricità **(387)**. Non è ravvisata la necessità di realizzare LEC, poiché potrebbero sorgere contenziosi o derivare extra-costi gestionali per tutti i soggetti coinvolti; l'ipotesi va valutata anche a valle di una analisi del contesto regolatorio e delle eventuali necessità di intervento. Non è stata espressa contrarietà a forme di sperimentazione che possano essere utili *case study* per l'affinamento dell'*expertise* nell'ottica del recepimento della Direttiva. In ogni caso, **andrebbe valutata l'opportunità di identificare misure che privilegino la costituzione di Renewable Energy Community (REC)**. In caso contrario, non viene esclusa la possibilità che si inneschi una proliferazione della installazione di impianti a combustione interna di piccola taglia in prossimità delle utenze, con i relativi impatti ambientali e sanitari **(398)**.

**Altri contribuiti sono generalmente contrari, in assenza di un quadro normativo europeo.** È giudicato preferibile attendere almeno la definizione del quadro normativo europeo per dare la giusta certezza al quadro regolatorio nazionale **(481)**. L'avvio di progetti pilota deve avvenire ordinatamente e in linea con le disposizioni europee, onde evitare problemi di incompatibilità e aggravii amministrativi per sistemi già esistenti **(485)**. La normativa attuale non consente di sviluppare infrastrutture di rete da parte di soggetti diversi dal distributore in concessione. Per questa ragione, si ritiene opportuno procedere dapprima con il **recepimento della normativa europea**. Pur condividendo la necessità che il Paese sviluppi nuovi modelli di produzione e consumo, andrebbe però evitato il rischio di nuove realizzazioni LEC in assenza di un **quadro normativo chiaro a livello nazionale (490)**.

## **C2. Quali vantaggi andrebbero attribuiti alle LEC (esenzione parziale dagli oneri di sistema, contribuiti in conto capitale, fondo di garanzia per il finanziamento, tariffe di distribuzione e trasmissione premianti)?**

**Numerosi contribuiti ritengono valide le forme di vantaggio prospettate**, ritenendo che siano tutte misure utili a favorire lo sviluppo delle LEC. Il **fondo di garanzia** è quello meno costoso e che può favorire un numero maggiore di comunità. I contribuiti in conto capitale risultano molto utili ma in base alla scarsità di risorse disponibili potrebbero esaurirsi troppo

presto o favorire solo alcuni. Vanno altresì considerati gli effetti generati dall'esenzione o dagli sconti sugli oneri di sistema **(20, 36, 172, 135, 149, 154, 379, 406, 415, 453)**.

**Secondo alcuni partecipanti, dovrebbe valere l'esenzione parziale dagli oneri di sistema:** una volta raggiunta la sostenibilità economica del meccanismo attraverso l'installazione di una capacità massima, si potrebbe introdurre un sistema di incentivazione esplicita, individuato tramite un ampio e condiviso processo di **consultazione**, considerando tutti i benefici e le esternalità positive che queste nuove forme di autoconsumo hanno per i clienti e il sistema **(24, 130, 326, 346, 479)**.

**Le LEC andrebbero equiparate ai SDC** ai fini dell'applicazione degli strumenti di sostegno. Ad oggi lo strumento di sostegno esistente è l'incentivazione indiretta, attraverso la totale o parziale esenzione dal pagamento degli oneri di sistema per l'energia autoconsumata. Per il futuro è fondamentale effettuare una riflessione di sistema per valutare la sostenibilità di tale meccanismo e la valutazione dell'eventuale sostituzione con sistemi di incentivazione espliciti **(492, 431)**. Andrebbero attribuiti vantaggi in termini di oneri di sistema e incentivi per rendere vantaggiosi gli investimenti, ma dovrebbero valere per **comunità energetiche** in cui siano chiari **il ruolo centrale dell'amministrazione locale** e gli **obiettivi energetici e sociali (375)**. È giudicata preferibile l'implementazione di incentivi espliciti, più controllabili ed efficienti **(481)**.

**Alcuni contributi abbinano l'esenzione parziale dagli oneri di sistema al fondo di garanzia per il finanziamento:** è valutata favorevolmente l'esenzione totale degli oneri di sistema e di rete nel caso di autoproduzione e di utilizzo di rete privata e nel caso di connessione e utilizzo della rete pubblica con pagamento ridotto alla metà degli oneri di rete. È ritenuto funzionale un fondo di garanzia per il finanziamento che aiuterebbe la nascita della iniziativa e ne promuoverebbe l'economicità, da abbinare ad eventuali cofinanziamenti dell'Unione europea **(37, 112, 164)**.

**Altri contributi accoppiano l'esenzione parziale di oneri di sistema a tariffe premianti per la trasmissione e distribuzione (287, 380, 388, 414, 478, 486, 496)**. Altri considerano unicamente i fondi di garanzia per il finanziamento **(32, 66, 116)**, mentre altri ancora lo abbinano all'esenzione degli oneri di sistema **(341, 370)**. In alcuni contributi le tariffe incentivanti sono abbinate alla **esenzione totale** degli oneri di sistema **(134, 443, 420, 441)**.

L'esenzione dagli oneri di sistema *tout court* **(421, 498)** costituisce una ulteriore soluzione anche sostituibile con un meccanismo basato sulla **defiscalizzazione** (detrazione o credito di imposta) con **cessione del credito (72, 218, 403)**.

Vi è chi ha suggerito un'**articolazione differenziata nel tempo delle diverse forme di incentivo**, proponendo, nel breve e medio termine, esenzioni dal pagamento degli oneri generali di sistema e le stesse agevolazioni previste per le altre forme di autoconsumo. Nel

lungo termine, invece, si potrebbe introdurre un sistema di incentivazione esplicita (ad esempio: contributi in conto capitale), considerando i benefici e le esternalità positive che queste nuove forme di autoconsumo hanno per i clienti e il sistema. Inoltre, potrà essere presa in considerazione la possibilità di rivedere le modalità di pagamento degli oneri di rete, in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica e di una serie di benefici, quali, ad esempio, la riduzione di perdite di rete e la partecipazione alla regolazione **(488)**.

Alcuni interventi limitano la concessione di eventuali contribuzioni alla incentivazione delle fonti rinnovabili **(167, 292)**. Vi è inoltre chi sostiene che tutti gli attori in gioco dovrebbero avere la possibilità di partecipare nel mercato a parità di condizioni. Pertanto, costi e imposte per i consumatori dovrebbero essere definiti a prescindere dal tipo di rete (sia essa pubblica, privata o LEC) e le tariffe di distribuzione dovrebbero essere ispirate al principio di *cost reflectivity* affinché non vi siano aggravii per gli altri consumatori e attori del sistema energetico **(98, 195, 432, 446, 457, 483, 490, 495)**.

**Vi sono contributi che propongono altre fattispecie di incentivo**, quali l'esenzione dagli oneri del sistema e definizione delle tariffe in totale autonomia **(348)**. Le LEC dovrebbero stimolare una crescita dell'energia locale secondo logiche cooperative tra utenti; pertanto dovrebbero essere privilegiati strumenti quali i contributi in conto capitale e un fondo di garanzia per il finanziamento, e dovrebbe essere inoltre contemplata la possibilità di realizzare in proprio le reti energetiche **(385, 485, 493)**. Vi è poi chi propone **facilitazioni normative e obbligo per i gestori** di permettere tali configurazioni **(489)**; quota non superiore al 30 per cento di contributo in conto capitale e possibilità di accedere a fondi di garanzia per il 70 per cento rimanente del finanziamento **(81)**; **prestiti agevolati (133)**; tariffe di trasmissione e distribuzione premianti **(136)**; tariffe di distribuzione e trasmissione premianti e contributi in termini di ammortamento agevolato **(333)**; fondi di garanzia e tariffe di distribuzione e trasmissione premianti **(422)**. Dato che l'investimento iniziale è basso, è utile promuovere solo tariffe di distribuzione e trasmissione premianti, senza l'esenzione degli oneri di sistema **(48)**. **Le LEC devono poter avere le stesse condizioni favorevoli** previste per le altre configurazioni di autoconsumo efficiente e sostenibile, senza distinzioni e vincoli tra le diverse configurazioni *one-to one*, *one-to-many* e *many-to-many* **(70)**. Si dovrebbero prevedere più misure, come **l'esenzione totale degli oneri sull'energia prodotta e autoconsumata**, un contributo in conto capitale o un meccanismo di incentivazione fiscale per l'acquisto delle tecnologie più premianti in termini di riduzione delle emissioni **(436)**.

### **C3. Ritiene che le LEC debbano essere circoscritte a un ambito territoriale locale o che possano essere definite anche su scala nazionale?**

**La maggior parte dei contributi ritiene che le LEC debbano avere esclusivamente scala locale (48).** Un ambito territoriale diverso da quello locale pregiudicherebbe i vantaggi di una piccola rete intelligente (81). La diffusione su scala locale promuoverebbe **l'utilizzo delle FER disponibili in loco** e consentirebbe programmi di *Demand Response* su scala locale (130).

L'estensione delle LEC andrebbe limitata ad ambiti in cui la **prossimità tra centro di produzione e punto di consumo** sia tale da preservare il principale vantaggio delle configurazioni in autoconsumo, vale a dire la riduzione delle perdite di rete. La rete di distribuzione pubblica fornisce già tutti gli strumenti tecnici per uno scambio fisico dell'energia in tutte le possibili configurazioni, sia per semplici sistemi in autoconsumo (scambio con la rete a cui sono connessi) che per LEC (**scambio tra i componenti della Community e con la rete attraverso lo scambio sul perimetro della Community**). L'affiancamento a tali scambi fisici di schemi commerciali (ed esempio lo scambio sul perimetro), in grado di attribuire convenzionalmente i flussi alle singole utenze coinvolte, permette la generazione diffusa in maniera sostenibile sia dal punto di vista ambientale che economico. Anche l'interconnessione di utenti non fisicamente localizzati in una medesima area potrebbe essere effettuata su scala maggiore, utilizzando la rete pubblica di distribuzione esistente, senza la necessità di duplicare le infrastrutture, riducendo i costi di investimento per i singoli partecipanti alla comunità e beneficiando dell'autoconsumo di energia, oltre a evitare inutili aggravii di impatto su ambiente e territorio (387, 406, 20, 102, 112, 133, 135, 136, 164, 172, 287, 326, 333, 420, 430, 431, 432, 470, 471, 479, 481, 483, 485, 490, 492, 495).

La **contiguità territoriale** è uno degli elementi caratterizzanti l'autoconsumo e con esso le comunità energetiche, in contrapposizione alla delocalizzazione e all'uso delle reti pubbliche che appare invece l'elemento centrale del modello di consumo tradizionale (409). Possono configurarsi **comunità anche più vaste**, ma con regolamentazioni e benefici differenti (446). Pur rispondendo a criteri di territorialità, le LEC dovrebbero consentire la partecipazione ai vari soggetti connessi alla medesima rete di distribuzione, in maniera tale che i flussi generati dai membri della Comunità possano essere compensati anche tra membri dislocati in luoghi diversi dai siti di produzione, proprio grazie all'utilizzo della rete di distribuzione (436).

**Alcuni contributi sostengono che in determinate condizioni possano realizzarsi LEC anche a livello interregionale (101)** o che sia meglio operare con bacini abbastanza contigui (159), in ambito al massimo regionale (346). Almeno in una prima fase di sviluppo di tali configurazioni, è opportuno partire da realtà circoscritte e delimitate a livello locale, per poi valutarne le modalità più opportune per una eventuale estensione su scala maggiore (37, 66, 70, 370). Altri contributi sostengono genericamente lo sviluppo di architetture LEC, a livello

regionale e nazionale (**134, 149, 195, 375, 380, 443, 472, 478, 486**). Un intervento a livello centrale, con un impianto normativo volto all'**armonizzazione della disciplina**, permetterebbe di monitorare meglio l'applicazione di tali strumenti, rendendoli più efficaci (**421**).

**Vi è poi chi sostiene che, per la conformazione geografica dell'Italia, è opportuna una definizione su scala nazionale per avere maggiori benefici con minori costi (32)**. Possono quindi anche essere definite su base nazionale, ma solo a condizione di non riconoscere loro specifici vantaggi (**292**). La limitazione territoriale è un ostacolo rispetto all'obiettivo di scambio globale e le esperienze esistenti riescono a svilupparsi solo con un respiro non locale. Potrebbe essere utile una normativa che consenta sia le comunità locali, sia le **comunità diffuse**, ma **con vantaggi differenti** in virtù dei differenti costi generati per la rete di distribuzione e di trasmissione (**496, 36, 341, 414, 422, 437, 441, 445**). È giudicato auspicabile che questo nuovo modello possa essere replicato su tutto il territorio nazionale, tenendo conto delle peculiarità territoriali e delle specifiche soluzioni energetiche che possono valorizzare ogni contesto (**488**).

**Altri contributi infine sostengono l'opportunità di aprire conti energetici virtuali, anche attraverso blockchain**, per contare l'energia ceduta e acquistata tramite reti virtuali (**59**). La vendita dell'energia è virtuale, quindi la scala geografica non conta (**116**). Possono essere create **community con una gestione virtuale** e *community* con una gestione fisica (la *community* all'interno deve tener necessariamente conto dell'adeguatezza della propria rete per una gestione ottimale dei propri flussi energetici). La *community* fisica ha senso e può funzionare se sviluppata in un ambito territoriale circoscritto, mentre la *community* virtuale può arrivare sino ad una **scala nazionale (72, 379, 415, 453, 498)**.

#### **C4. Come valuta forme di tariffazione speciale per l'energia destinata a pompe di calore o alla mobilità elettrica dei soci di LEC prodotta dai loro stessi impianti?**

**I contributi che si sono espressi favorevolmente considerano la proposta come un'ulteriore leva verso l'elettrificazione sostenibile (66)**. Tale azione potrebbe fornire un contributo all'utilizzo delle nuove tecnologie energetiche nell'ottica di una **gestione integrata e ottimizzata delle reti di servizi (elettricità, calore e mobilità) (130)**, incentivando l'autoconsumo *in loco* (**81**). Alcuni contributi sono concordi con la previsione di forme di tariffazione speciale per l'energia destinata a **pompe di calore e mobilità elettrica dei soci di LEC**, al fine di incentivarne la diffusione, essendo tali tecnologie funzionali alla diffusione della generazione distribuita (**406**) e favorendo lo spostamento verso le rinnovabili di consumi fossili non elettrici (**414**). Tale tariffazione consentirebbe di far partire una vera e propria transizione energetica (**415**).

Prevedere **premialità per l'efficientamento energetico** è uno dei presupposti fondamentali per spingere gli enti ed i privati ad attivarsi il più tempestivamente possibile. Inoltre pianificare ulteriori **facilitazioni per i Comuni** determinerebbe un coinvolgimento maggiore degli enti territoriali, soprattutto per quelli che non dispongono di risorse adeguate per l'ammodernamento dei sistemi **(421)**, promuovendo l'utilizzo di sistemi ad alta efficienza e l'elettificazione delle utenze **(341)**.

È stato ritenuto che l'energia prodotta dagli impianti di generazione all'interno di una LEC e destinata all'alimentazione di pompe di calore e alla mobilità elettrica dovrà beneficiare di **agevolazione tariffaria**. Infatti, la realizzazione di interventi di efficientamento energetico e l'integrazione di infrastrutture per la mobilità elettrica all'interno delle LEC saranno essenziali per il raggiungimento degli obiettivi europei di efficienza energetica, la riduzione delle emissioni e l'aumento della quota di energie rinnovabili **(492)**. È stata condivisa generalmente la possibilità di adottare forme di tariffazione speciale per l'energia destinata a pompe di calore o alla mobilità elettrica dei soci di LEC prodotta dai loro stessi impianti **(20, 37, 59, 159, 432, 446, 453, 478, 496, 483, 495)**, ma occorre valutare le forme specifiche di tariffazione **(385)**.

Alcuni contributi si esprimono favorevolmente a **prescindere dalle LEC**, sostenendo che il tema dovrebbe essere esteso alla più **generale promozione di tecnologie efficienti** quali pompe di calore e mobilità elettrica. Il fatto che queste tecnologie siano adottate all'interno di LEC non dovrebbe fare alcuna differenza **(292, 479)**. Le tariffe speciali per i sistemi virtuosi andrebbero riconosciute indipendentemente dall'appartenenza o meno del consumatore ad una comunità energetica. Tali sistemi, infatti, vanno premiati in quanto funzionali al raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione ed efficienza **(387)**.

Nell'eventuale **declinazione di forme di tariffazione speciali**, bisogna considerare, oltre agli oneri connessi alla gestione amministrativa in un'ottica di costi/benefici per il sistema elettrico, la platea di soggetti interessati e le ricadute per la generalità delle utenze. Viene condivisa in ogni caso la possibilità di adottare forme di tariffazione speciale per l'energia destinata in particolare alla mobilità elettrica, con possibile **estensione a tutti i clienti del sistema elettrico**, senza creare discriminazione tra i diversi clienti finali, siano essi connessi o meno ad una LEC **(398, 470, 471)**.

Alcuni contributi, pur esprimendosi in maniera favorevole, si soffermano su questioni puntuali dai contenuti molto tecnici **(36, 98, 375, 472, 481, 485, 490)**, mentre altri sono contrari sulle pompe di calore e favorevoli, seppur con perplessità, alla mobilità elettrica **(72, 498, 112, 116, 154, 172, 422)**

Vi sono stati infine **contributi che si sono espressi negativamente** sul quesito proposto. Le LEC dovranno rappresentare ambienti favorevoli all'integrazione di infrastrutture per la mobilità elettrica e per la realizzazione di interventi di efficientamento energetico delle unità

di consumo. Le LEC dovrebbero però valorizzare l'efficienza energetica del sistema e soluzioni *smart* di territorio, indipendentemente dalla soluzione tecnologica specifica impiegata. L'introduzione di tariffazioni dedicate potrebbe tuttavia generare **distorsioni di mercato (48, 164, 195, 379, 403, 431, 436, 441, 445, 488, 489)**.

## **Allegati**

### **Direttiva sulle energie rinnovabili**

[www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/DirUE\\_2018\\_2001\\_Fonti\\_rinnovabili.pdf](http://www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/DirUE_2018_2001_Fonti_rinnovabili.pdf)

### **Documentazione acquisita in audizione**

[www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/Aff\\_Ass\\_59\\_Documenti\\_depositati.pdf](http://www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/Aff_Ass_59_Documenti_depositati.pdf)

### **Questionari analizzati**

[www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/questionarianalizzati.pdf](http://www.senato.it/documenti/repository/commissioni/comm10/questionarianalizzati.pdf)

SERVIZIO DELLE COMMISSIONI PERMANENTI E SPECIALI

**SENATO DELLA REPUBBLICA**

[www.senato.it/consultazionipubbliche](http://www.senato.it/consultazionipubbliche)

[commissioneindustria@senato.it](mailto:commissioneindustria@senato.it)