

Le comunità energetiche come motore di innovazione e resilienza del sistema energetico

Studio di Elemens per Legambiente - Enel Foundation Knowledge Partner

Luglio 2021

1. Introduzione

Non vi sono dubbi che il percorso di decarbonizzazione abbia subito una fortissima accelerazione nel corso dell'ultimo triennio: le tematiche connesse alla sostenibilità, già centrali nell'agenda politica dell'Unione Europea, hanno acquisito un'importanza sempre maggiore, con gli operatori economici - non solo quelli appartenenti al settore energetico - che hanno spesso ridisegnato le loro priorità strategiche in una direzione più *green*.

Come già accennato, il principale propulsore di questa azione è probabilmente individuabile nell'insieme delle istituzioni europee. Già nel 2008, l'Unione Europea - con l'approvazione del primo pacchetto Clima Energia e in particolare della direttiva RED (Direttiva 2009/28/CE) - pose le basi per le prime politiche climatiche e di sostegno agli investimenti in tecnologie di generazione di energia da fonti rinnovabili, introducendo una serie di obiettivi vincolanti per gli Stati Membri tali da consentire, a livello europeo, una riduzione delle emissioni del 20% rispetto ai livelli del 1990 e una penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali lordi pari al 20% entro il 2020.

Dieci anni dopo, la sfida della sostenibilità è stata rilanciata dall'Unione Europea. Infatti, a cavallo tra il 2018 e il 2019 è stato approvato il cosiddetto Clean Energy Package, un combinato di direttive aventi oggetto un nuovo set di politiche traguardate al 2030: tra essi si citano l'obiettivo di ridurre le emissioni a livello comunitario del 40% e il target di penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali lordi fissato al 32%¹.

¹ Durante la realizzazione della presente nota, è in discussione un ulteriore incremento degli obiettivi inseriti all'interno del Clean Energy Package: sin dall'insediamento, la nuova Commissione presieduta da Ursula Von Der Leyen ha infatti individuato da subito nella sostenibilità il tema centrale della propria agenda, ponendosi l'obiettivo di prevedere target più ambiziosi rispetto a quelli identificati solo pochi mesi prima - l'emergenza Covid-19 ha peraltro rafforzato tale orientamento. I nuovi target sono attualmente in discussione: la Commissione ha proposto di innalzare l'obiettivo di riduzione delle emissioni al 55%, mentre il Parlamento ha chiesto che venga raggiunto un livello pari al 60%.

Rispetto al precedente ciclo di politiche climatiche, il Clean Energy Package pone un' enfasi maggiore su alcuni specifici modelli di generazione distribuita che, per le proprie caratteristiche sembrano poter conciliare il raggiungimento dei target ambientali con obiettivi sociali, culturali e di innovazione dei sistemi elettrici. Il riferimento va alle varie forme di autoconsumo *one-to-many* e *many-to-many* e in particolare alle Energy Community, per come previste nella Renewable Energy Directive 2 (direttiva 2018/2001, anche nota come direttiva RED 2) e nella Internal Energy Market Directive (direttiva 2019/944, anche nota come direttiva IEM).

Tali modelli, che verranno descritti nel dettaglio nei capitoli successivi, prevedono che l'energia prodotta da impianti distribuiti sul territorio (nel caso delle Renewable Energy Community, alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili) possa essere condivisa da una serie di consumatori (tipicamente privati cittadini, PMI e Amministrazione Pubbliche) ubicati nelle vicinanze degli impianti, potendo tra le altre cose contribuire – nei casi in cui il sistema riconosca un maggior valore all'energia condivisa rispetto al prezzo di mercato e spinga verso l'elettrificazione di una quota dei consumi – a ridurre i loro costi di approvvigionamento dell'energia.

Sono molteplici le motivazioni per cui l'Unione Europea punta molto su queste nuove forme di produzione di energia. Le Energy Community paiono innanzitutto una modalità che consente di coinvolgere all'interno della sfida della decarbonizzazione il maggior numero possibile di attori sociali. Inoltre, la prossimità degli impianti ai consumatori – elemento centrale di tali modelli – ragionevolmente si tradurrà in molti casi nell'installazione di impianti sulle coperture degli edifici o in prossimità, spostando l'attenzione sul tema di *engagement* attivo dei cittadini. Il coinvolgimento dei singoli utenti all'interno delle configurazioni (spesso anche come proprietari degli impianti) – unitamente con il fatto che, come si vedrà in seguito, tali sistemi possono produrre benefici economici soprattutto in caso di massimizzazione dell'energia condivisa e quindi nella direzione dell'aumento dei consumi elettrici, tra cui quelli per riscaldamento/raffrescamento e mobilità – porterà ragionevolmente i membri delle Comunità a comportamenti più virtuosi da un punto di vista energetico e, in termini più generali, a una maggior conoscenza delle basilari dinamiche che contraddistinguono la produzione, il consumo e la vendita di energia elettrica.

Tali ultimi elementi – per così dire culturali – possono senz'altro rappresentare l'innescò per la diffusione di soluzioni tecnologiche innovative: un modello che infatti incentivi la produzione di energia e il suo assorbimento istantaneo da parte degli utenti situati in prossimità può fungere da volano sia per lo *storage*, sia per comportamenti e soluzioni tecnologiche volte al *demand response*, ossia ad azioni del consumatore finale volte a modificare il suo profilo di carico in risposta a necessità della rete, anche tramite aggregatori.

A tal riguardo, sebbene questo aspetto sia ancora in fase di studio, soprattutto in termini di impatti puntuali, le Energy Community, grazie ad una responsabilizzazione dei clienti finali (o dei gestori delle EC) spinti ad allineare i propri profili di carico e produzione ed effettuando nel loro piccolo un primo bilanciamento del sistema, potrebbero ridurre i costi di dispacciamento sostenuti dal TSO. Pur nell'incertezza che aleggia ancora sul tema, sembra infatti ragionevole che l'avvicinamento della produzione ai punti di consumo unito ad un significativo e responsabile aumento dei fattori di



contemporaneità tra immissioni e prelievi possa produrre effetti benefici sul sistema elettrico sfruttando la resilienza delle reti di distribuzione già esistenti e l'alta qualità del servizio offerto dai Distributori, favorendo così anche il processo di transizione da un modello centralizzato basato sulle fonti fossili a uno decentralizzato basato sulle fonti rinnovabili.

2. Stato dell'arte e prospettive

Si è già detto che il quadro normativo sull'autoconsumo collettivo e sulle Energy Community è stato completato a livello europeo con l'approvazione della direttiva RED 2 (che contiene 2 possibili modelli: autoconsumo collettivo nello stesso edificio e Comunità Energetiche Rinnovabili – REC) e della direttiva IEM (ancora due modelli: Cliente Attivo e Comunità Energetica dei Cittadini – CEC).

Tale quadro dovrà ora essere implementato a livello nazionale, con il recepimento delle 2 direttive che era previsto entro il 31 dicembre 2020 per la direttiva IEM – al momento in cui si scrive la presente nota la direttiva non è stata ancora recepita - ed entro il 30 giugno 2021 per la direttiva RED 2: a valle del recepimento delle due direttive i modelli citati diventeranno pienamente operativi anche a livello nazionale, in un quadro auspicabilmente armonico (ossia, in cui le specificità previste da ciascun modello convivano all'interno di un *framework* coerente e senza sovrapposizioni) che potrà fornire l'occasione per razionalizzare anche i modelli di autoconsumo individuale attualmente esistenti².

Tuttavia, in attesa del recepimento della direttiva, l'Italia ha già introdotto, nel 2020, tramite il DL 162/2019 "Milleproroghe" poi convertito in Legge n. 8/2020 una sorta di sperimentazione relativa all'autoconsumo collettivo e alle REC – tale sperimentazione cesserà 60 giorni dopo il recepimento della RED 2, ma introduce elementi di sicuro interesse nell'ambito delle riflessioni sulle scelte principali che il Legislatore dovrà compiere quando i modelli entreranno "a regime".

Nei paragrafi che seguono verranno dapprima delineati i modelli per come previsti dal dettato comunitario; in seguito, ci si soffermerà sulle caratteristiche della sperimentazione avviata dall'Italia, individuandone i principali elementi di interesse ai fini del recepimento delle direttive.

² Si rammenta infatti che in Italia convivono, in un complesso combinato regolatorio, vari modelli di autoconsumo individuale (SEU, ASAP, ASE) che già in più di un'occasione l'Autorità di Settore (ARERA) ha dichiarato di voler semplificare.

2.1 Il quadro comunitario sulle Comunità Energetiche: autoconsumo collettivo, REC, CEC e clienti attivi

I vari modelli di Comunità Energetiche (denominazione in cui pare opportuno includere anche configurazioni che hanno formalmente nomenclature distinte, quali gli autoconsumatori collettivi e i clienti attivi) sono stati introdotti nella normativa europea a cavallo tra il 2018 e il 2019, con l'approvazione delle direttive RED 2 e IEM: in questa nota si approfondiscono i modelli connessi alla direttiva RED 2, che prevedono cioè la presenza di impianti a fonti rinnovabili.

La direttiva RED 2, il cui obiettivo è in generale disciplinare la promozione delle fonti rinnovabili nell'ambito del rinnovato sforzo di decarbonizzazione in vista del 2030, pone molta enfasi sul tema della generazione distribuita, andando a introdurre, agli articoli 21 e 22, due differenti modelli di autoconsumo che coinvolgano più utenti finali: nello specifico, l'articolo 21 introduce il concetto di "auto-consumatore esteso rinnovabile", prevedendo la possibilità, per tutti i soggetti localizzati all'interno di un edificio in cui sia presente un impianto per la produzione di energia da fonti rinnovabili, di effettuare autoconsumo, mentre l'art.22 introduce le cosiddette Renewable Energy Community (REC).

2.1.1 L'auto-consumatore esteso rinnovabile

In relazione all'auto-consumatore esteso, in particolare, si disciplina che tutti i soggetti che sono localizzati all'interno di un edificio con uno o più impianti di produzione rinnovabile possano condividere l'energia prodotta: in caso di presenza di più impianti di proprietà di differenti soggetti, i partecipanti alla configurazione possono scambiare l'energia elettrica tra di loro, nella misura in cui tale attività non costituisca la fonte di reddito principale. Per tali fattispecie – in cui si prevede che anche soggetti terzi come le ESCO possano svolgere il ruolo di produttore – si dovranno applicare condizioni economiche comparabili a quelle previste per l'autoconsumo individuale, dove ogni differenza di trattamento tra auto-consumatore individuale e auto-consumatore collettivo dovrà essere proporzionata e debitamente giustificata dallo Stato Membro. Facendo riferimento al caso italiano, potrebbero profilarsi le due opzioni di seguito riportate.

- In linea di principio, un'opzione percorribile potrebbe essere quella di estendere i benefici già previsti per gli autoconsumatori individuali (esenzioni sulle parti variabili degli oneri generali di sistema e di rete) anche agli autoconsumatori collettivi. Tuttavia, tale estensione "automatica" potrebbe essere difficilmente perseguibile nel caso di collettività estese quali, ad esempio, i grandi complessi residenziali in configurazione consortile o di super-condominio, in cui gli impianti di produzione potrebbero non essere in stretta "prossimità" con le utenze di consumo
- l'altra opzione sarebbe quella di prevedere sistemi di incentivazione esplicita che creino condizioni di appetibilità per tali soluzioni in linea con quelle previste per l'autoconsumo individuale.

La disposizione contenuta nella direttiva RED 2 apre senz'altro all'autoconsumo nell'ambito di condomini, di centri commerciali e anche di piccoli centri artigianali, ove l'unico criterio da rispettare pare quello di essere posizionati all'interno dello stesso edificio: anche a livello di caratteristiche soggettive necessarie per la partecipazione alle

configurazioni, non paiono esserci vincoli di nessun tipo, se non quelli legati alla necessità che la partecipazione alla configurazione non rappresenti il core business dei partecipanti .

Per effetto di tale modello, il beneficio tariffario relativo all’autoconsumo (di qualunque natura esso sia) potrà essere esteso – prendendo ad esempio un condominio – a tutti i soggetti all’interno dell’edificio (es. le famiglie del condominio) e non esclusivamente ad un’unica utenza (es. le utenze comuni), come invece avviene ai sensi della vigente regolazione nazionale.

2.1.2 Le REC

Di portata ancora più innovativa, per quanto più vago nella definizione dei risvolti operativi, è l’articolo 22 della RED II, che disciplina il funzionamento delle Comunità Energetiche Rinnovabili (REC). Si definisce una REC un’entità giuridica che:

- Prevede una partecipazione aperta e volontaria, sia autonoma e sia effettivamente controllata da soci che sono localizzati in prossimità dell’impianto di produzione, che dovrà essere posseduto e sviluppato dalla REC stessa;
- Prevede come soci persone fisiche, enti locali (inclusi i Comuni) e PMI;
- Non abbia scopo di lucro, bensì obiettivi di miglioramento dell’ambiente fisico, sociale ed economico dei membri della REC e/o dell’area in cui la REC è localizzata.

Anche per queste configurazioni è prevista la possibilità, per i soggetti aventi titolo di condividere l’energia prodotta dall’impianto della Comunità – mediante le diverse possibili modalità già descritte in precedenza – con i membri che ne fanno parte.

Esistono tuttavia alcune differenze rispetto a quanto previsto nel caso degli autoconsumatori collettivi, principalmente interpretabili in senso estensivo rispetto all’autoconsumo individuale.

È infatti più ampio il perimetro di riferimento delle configurazioni: il limite dello stesso edificio è adesso superato in favore di un concetto di “prossimità” che, pur nella sua vaghezza, lascia intendere la possibilità di poter coinvolgere all’interno della stessa Comunità porzioni anche ampie di territorio e un numero significativo di soggetti.

D’altra parte, emerge anche un maggior numero di limitazioni: ad esempio, non vi sono cenni espliciti al ruolo degli operatori professionali, quando invece nel caso dell’autoconsumo collettivo era prevista per loro la possibilità di svolgere il ruolo di produttore. Inoltre sono escluse tutte le aziende diverse dalle PMI, quando queste potevano invece far parte di configurazioni di autoconsumo collettivo a patto che fossero fisicamente localizzate nell’edificio all’interno del quale si sviluppava la configurazione.

Inoltre, a differenza di quanto previsto per l’autoconsumo individuale e per quello collettivo (art. 21), in materia di trattamento tariffario nell’art. 22 è contenuto un cenno relativo alla possibilità che le REC partecipino in modo equo,

proporzionato e trasparente agli oneri di sistema e altri oneri e tasse: tale circostanza lascia aperta agli Stati Membri la possibilità di prevedere, nel caso delle REC, un'applicazione degli oneri di sistema sull'energia condivisa diversa da quella vigente per le altre tipologie di consumatori o, in ogni caso, un trattamento economico diverso rispetto a quanto previsto per il caso precedente.

Permangono invece diversi aspetti di discrezionalità, la cui gestione pare affidata in toto agli Stati Membri al momento del recepimento: tra questi si rammenta nuovamente il tema dell'eventuale gestione della rete, non incluso esplicitamente dalla Direttiva 2018/2001 tra le attività delle REC ma menzionato trasversalmente come eventuale elemento del "quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile" istituito dagli stessi Stati Membri.

2.1.3. Le CEC e i clienti attivi

Ancora in materia di Comunità, la direttiva IEM – pubblicata poche settimane dopo la RED 2 – prevede la creazione della nuova categoria delle Citizen's Energy Community (CEC).

I punti di somiglianza con le REC sono numerosi, in particolare per quel che attiene ai requisiti soggettivi necessari per far parte della Comunità (pluralità di persone fisiche, piccole imprese - meno di 50 addetti e fatturato fino a 10 M€ - e enti pubblici) e agli obiettivi generali (obiettivi di miglioramento dell'ambiente fisico, sociale ed economico dei membri della CEC e/o dell'area in cui la CEC è localizzata: no allo scopo di lucro).

Vi sono tuttavia anche una serie di elementi di differenza, tra i quali vale la pena sottolineare:

- l'assenza di qualsiasi riferimento alla prossimità fisica tra i membri della Comunità, che – non senza porre una serie di dubbi di natura operativa e regolatori – sembra rendere molto flessibile il perimetro che dette configurazioni potranno avere;
- l'assenza di vincolo tecnologico, ossia la possibilità che impianti anche non alimentati da fonte rinnovabile possano generare l'energia che verrà poi condivisa dai membri;
- la possibilità, in capo agli Stati Membri, di limitare i benefici connessi alla partecipazione a queste configurazioni;
- come facoltà esercitabile dallo Stato Membro, la possibilità di gestire la rete di distribuzione

Se nella definizione delle CEC permangono alcuni aspetti di vaghezza e di difficile interpretabilità operativa, tali elementi di incertezza sono ancora più evidenti nel concetto di cliente attivo, anch'esso presente all'interno della direttiva IEM. La direttiva definisce il cliente attivo come "un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o conserva l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale".

A differenza delle altre tre categorie, il cliente attivo non è definito in modo puntuale e i suoi requisiti non sono chiariti in modo esaustivo. In termini generali, il concetto richiama quello di autoconsumo collettivo di cui alla RED 2 (in fatto di presenza di impianti – per quanto non necessariamente da fonti rinnovabili – che producono/cedono energia in siti circoscritti di proprietà dei clienti: gli impianti sono di proprietà dei clienti ma possono essere gestiti da terzi), sembrando replicare con la CEC lo stesso rapporto che esiste tra autoconsumo collettivo e REC. Anche in questo caso, come in quello delle CEC, è previsto un riferimento alla possibilità che gli Stati Membri possano limitare i benefici connessi alla partecipazione a questo modello.

2.2. La sperimentazione italiana

I temi delle Comunità Energetiche e dell'autoconsumatore esteso rinnovabile hanno ottenuto un'attenzione molto ampia nel dibattito italiano coagulando la spinta a una sperimentazione che permettesse di verificarne da subito i possibili risultati ambientali (per il fatto che gli impianti di generazione saranno tipicamente alimentati a fonti rinnovabili) e sociali (per la forte connotazione di condivisione ed equità sociale data alle EC dall'Europa).

Tale coesione si è tradotta in una spinta ad un parziale recepimento anticipato, avvenuto per mezzo dell'introduzione di una norma contenuta nel Milleproroghe 2019 che, seppur transitoriamente, anticipa gli effetti della RED 2: tale norma è stata successivamente integrata nel corpo di regolazione dall'Autorità di settore (ARERA) e attuata da un Decreto Ministeriale del MiSE (sono stati successivamente definiti anche i regolamenti operativi da parte del GSE).

2.2.1 Il Milleproroghe 2019

Nel gennaio del 2020 è stato approvato – con il voto congiunto di tutte le principali forze politiche – un emendamento alla Legge di Conversione del Decreto Milleproroghe 2019 volto a introdurre un primo quadro sperimentale di EC in Italia in attesa del pieno recepimento delle direttive –, grazie ad esso dunque le Energy Community e l'autoconsumatore esteso rinnovabile hanno trovato una loro prima collocazione ufficiale all'interno del corpus normativo italiano.

Il Milleproroghe, nel tracciare alcuni principi dettagliati successivamente da MiSE e ARERA (si veda il seguito), effettua già alcune scelte di campo, nell'ambito degli spazi di discrezionalità lasciati agli Stati Membri dalle direttive. Premesso che il Milleproroghe si limita esclusivamente ad anticipare (nelle more del pieno recepimento del quadro europeo) solo le configurazioni riferite alla RED 2 (dunque in riferimento ai soli impianti alimentati da fonti rinnovabili), la scelta più importante riguarda il modello teorico di riferimento: viene infatti escluso che le nuove configurazioni possano prevedere la realizzazione di nuove reti o, in generale, la gestione dell'attività di distribuzione da parte delle Comunità e delle collettività. In altri termini, a differenza di quanto accade oggi per l'autoconsumo individuale (in cui l'energia autoconsumata non transita mai sulle reti pubbliche), nel nuovo modello l'energia condivisa non dovrà transitare su un

collegamento privato ma si appoggerà sulle reti di distribuzione già esistenti, rendendo di fatto l'autoconsumo di energia un fatto virtuale.

Ciò esclude in partenza che lo schema di remunerazione di tali nuovi entità ricalchi quello già esistente per l'autoconsumo individuale, in cui l'energia autoconsumata – non transitando dalla rete pubblica – non è soggetta al pagamento di tutte le componenti variabili della bolletta (tale circostanza crea appunto il vantaggio competitivo – o, in altri termini, un incentivo implicito – su cui si regge la convenienza delle configurazioni).

Il modello di remunerazione che viene definito si basa su un doppio binario di incentivazione. Infatti, i benefici connessi alla partecipazione a questi modelli deriveranno da un lato da un incentivo esplicito definito dal MiSE e dall'altro da un riconoscimento di una valorizzazione definita da ARERA – una sorta di restituzione dei benefici che le Comunità/collettività portano al sistema elettrico.

In relazione all'incentivo esplicito, vengono definiti i seguenti criteri di cui il MiSE ha successivamente dovuto tenere conto al momento della definizione del decreto attuativo. In dettaglio:

- dovrà essere disegnato in modo tale da incentivare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dello storage
- non dovrà incrementare i costi tendenziali di incentivazione rispetto a quelli vigenti
- avrà una durata massima e sarà versato a conguaglio
- potrà essere compatibile con i vari meccanismi di detrazione fiscali vigenti, ma non potrà essere cumulabile con gli incentivi di cui al DM FER (Decreto 4 luglio 2019) e dello Scambio sul Posto

Per quanto invece attiene alla valorizzazione definita da ARERA, si lascia intendere che possa essere riconosciuta alle Comunità/collettività una restituzione di alcune componenti tariffarie, come riconoscimento dei benefici che esse portano al sistema elettrico, adottando dunque una logica di cost-reflectivity. A una prima lettura, il riferimento sembra implicare la possibilità di prevedere delle restituzioni di alcune componenti della tariffa elettrica (stando alla lettera della norma ARERA stabilirà “quali componenti non risultino tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto [...] equiparabile all'autoconsumo fisico in situ”). Tuttavia, il Milleproroghe chiarisce che, nell'ambito della definizione di tale valorizzazione, gli Oneri di Sistema non potranno certamente essere esentati (ossia riconosciuti come oggetto di valorizzazione), lasciando le sole componenti di rete e relative al dispacciamento come corrispettivi potenzialmente retrocedibili alle Comunità.

Riguardo i possibili modelli adottabili, in pieno ossequio alla RED 2, vengono previste due forme di autoconsumo collettivo: le REC (che possono includere, come membri, clienti finali residenziali, pubblica amministrazione e PMI, in ogni caso non soggetti per i quali la partecipazione alla configurazione rappresenti l'attività professionale principale) e gli autoconsumatori collettivi (letteralmente «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»: famiglie o altri soggetti la cui partecipazione alla configurazione non costituisca l'attività commerciale o professionale

principale, purché ubicati nello stesso edificio).

Tali soggetti dunque, potranno associarsi (mediante la creazione di un'entità giuridica ad hoc) e condividere l'energia prodotta (ossia effettuare auto-consumo in forma collettiva) dai loro impianti, purché di nuova installazione, alimentati da rinnovabili e con una potenza massima di 200 kW: ciò potrà accadere entro un limite spaziale massimo che, nel caso delle REC, sarà corrispondente alle aree servite dalla stessa cabina secondaria – mentre, come logico, nel caso degli autoconsumatori collettivi è limitato al medesimo edificio o condominio in cui gli impianti sono localizzati.

Altri elementi che sono stati definiti all'interno del Milleproroghe, in relazione ai modelli qui di interesse, sono:

- la definizione della scala temporale in base alla quale l'energia verrà considerata autoconsumata, definita nella singola ora (ovvero, verrà considerata condivisa l'energia prodotta dagli impianti e consumata dai vari membri nell'arco della stessa ora)
- il rapporto dei vari membri con gli attuali fornitori di energia: ciascun cliente finale sarà libero di mantenere il proprio fornitore al dettaglio a prescindere dall'appartenenza o meno alla Comunità – inoltre si potrà uscire dalla Comunità in qualsiasi momento
- la regolazione dei rapporti all'interno della Comunità (ripartizione benefici, indennità recesso), che sarà regolata da rapporti di diritto privato (no modelli regolatori imposti).

Il Milleproroghe stabilisce anche la durata della sperimentazione che ha avuto formalmente inizio al momento della definizione dei già citati aspetti di dettaglio da parte di ARERA (mediante deliberazione) e del MiSE (mediante Decreto Ministeriale) e terminerà 60 giorni dopo il recepimento della direttiva RED 2 (teoricamente previsto entro il 30 giugno 2021): saranno comunque inclusi nelle configurazioni anche impianti realizzati prima dell'effettiva partenza della sperimentazione, prevedendo che gli impianti di generazione (esclusivamente alimentati da fonti rinnovabili) possano essere entrati in esercizio a partire dal 1 marzo 2020.

2.2.2 La delibera ARERA 318/2020

Il Milleproroghe attribuisce ad ARERA, oltre che la definizione di una serie di aspetti di dettaglio, due principali compiti:

- la definizione delle «componenti tariffarie tecnicamente non applicabili, anche in via forfetaria», ossia del livello della valorizzazione che verrà riconosciuta alle configurazioni previste come forma di riconoscimento dei benefici apportati al sistema (uno dei due incentivi riconosciuti a tali configurazioni)
- in termini generali, la governance del meccanismo, prevedendo in concreto le dinamiche di funzionamento del sistema.

In relazione al primo punto, ARERA ha ritenuto che i benefici di sistema connessi all'adozione di queste forme di autoconsumo siano da individuarsi esclusivamente in un impatto positivo sulla rete elettrica, soprattutto (ma non esclusivamente) per quanto attiene alla riduzione delle perdite di rete.

Per tale ragione ARERA, ha riconosciuto a tutte le configurazioni l'esenzione sulle componenti variabili delle tariffe di trasmissione e distribuzione: al fine di evitare un complesso calcolo che tenga conto del valore di ciascuna componente per ciascun tipo di cliente (ove infatti la regolazione prevede tariffe diverse per ciascuna categoria), il valore dell'esenzione viene forfettizzato per l'anno 2020 in 8,22 €/MWh (il valore più alto tra quelli previsti per ciascuna categoria di cliente – tale valore sarà aggiornato su base annuale).

Per quanto riguarda le perdite di rete, già ai sensi della regolazione generale sul tema (dunque a prescindere dall'appartenenza a configurazioni di comunità/collettività energetiche), tutti gli impianti che producono energia in BT e MT ricevono una maggiorazione «commerciale» dell'energia elettrica prodotta, al fine di tenere conto della riduzione delle perdite di rete connessa alle mancate trasformazioni. Tale *favor* viene mantenuto anche nel caso delle Comunità: tutta l'energia prodotta dagli impianti verrà maggiorata secondo tali parametri. In aggiunta, per i soli autoconsumatori collettivi (e non anche le REC), viene prevista un'ulteriore maggiorazione del 2,2 % (rispettivamente 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa su reti MT e 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa su reti BT) che si applica alla sola energia «autoconsumata» (e non anche alle «immissioni» in rete): ciò avviene al fine di tenere conto della maggiore riduzione delle perdite connesse alla prossimità dei consumatori. Anche tale maggiorazione farà dunque parte delle componenti restituite: la dimensione complessiva della restituzione sarà nell'ordine di 1 €/MWh (qualora il prezzo dell'energia fosse pari a 50 €/MWh, di 0,8 €/MWh con energia pari a 40 €/MWh, di 1,2 €/MWh con energia pari a 60 €/MWh, ecc), a cui, appunto, si sommano gli 8,22 €/MWh precedentemente identificati.

ARERA non ha invece ritenuto opportuno prevedere, almeno per il momento, nessuna forma di esenzione connessa alla componente uplift, ritenendo incerti i benefici dell'autoconsumo in riferimento alla riduzione dei costi di dispacciamento: al fine tuttavia di approfondire tali impatti, ha assegnato a RSE la realizzazione di uno studio che dovrà appunto investigare gli effetti delle Comunità sui costi di dispacciamento.

I benefici individuati dall'ARERA, al contrario di quanto avviene con l'autoconsumo individuale, non saranno scorporati dalla bolletta, ma saranno inseriti in una sorta di conguaglio (che comprenderà anche l'incentivo MiSE – si veda il seguito) che verrà restituito periodicamente al referente della configurazione, cui poi spetterà ripartirlo, secondo criteri pattuiti liberamente, ai vari membri. Questo tipo di governance immaginato da ARERA, pur non facendo comparire direttamente i benefici all'interno della bolletta del consumatore (e dunque probabilmente fornendo una percezione di minor risparmio ai membri della Comunità/collettività), appare estremamente apprezzabile per i suoi aspetti di semplicità.

Infatti, la previsione di includere la quantificazione del risparmio direttamente nella bolletta del consumatore (peraltro successivamente prevista dalla Legge di Delegazione Europea) creerebbe non poche complessità di gestione, specie se

si considera che assai frequentemente tali bollette saranno elaborate da venditori estranei alla configurazione (essendo infatti facoltà dei Membri di mantenere il loro precedente fornitore): la gestione dei dati e delle misure diventerebbe dunque assai più complessa e ragionevolmente più lenta, nulla aggiungendo in termini di benefici fattuali al membro della Comunità. Non è da trascurare inoltre che lo scorporo diretto dalla bolletta del consumatore dell'energia condivisa non farebbe altro che dirottare "automaticamente" una buona parte dei proventi verso alcuni consumatori (quelli caratterizzati da un maggior consumo di energia "condivisa") imponendo, nei fatti, la modalità di suddivisione dei benefici tra i diversi membri della collettività/comunità. Tale modalità potrebbe però non essere la più desiderabile per i componenti di queste configurazioni siano esse residenziali, commerciali o artigianali. La scelta della modalità di ripartizione dei benefici dovrebbe rimanere in capo ai soci della configurazione che saranno in grado di scegliere l'opzione più adatta al modello di business adottato e alle caratteristiche dei soci coinvolti nelle iniziative di investimento. Al contrario, l'imposizione della modalità di suddivisione dei benefici tra i membri della comunità potrebbe rendere poco attraenti o addirittura non percorribili molti modelli di business con il conseguente rischio di rendere inefficace l'intero impianto normativo.

Inoltre, la delibera 318/2020 interviene definendo una lunga serie di aspetti di dettaglio. In particolare:

- chiarisce che la taglia di impianto massima (200 kW) si riferisce ai singoli impianti presenti nelle configurazioni e non alla loro somma;
- consente di contabilizzare come energia condivisa l'energia prelevata (nelle ore di produzione degli impianti) da soggetti che – pur non facendo parte dell'entità autoconsumatore collettivo – siano fisicamente localizzati nell'edificio di riferimento e abbiano firmato un'apposita liberatoria: tale previsione potrà, in alcuni casi, aumentare significativamente la quantità dei benefici connessi;
- prevede espressamente la possibilità che gli impianti in tutte le configurazioni siano di proprietà di soggetti terzi, ferma restando la loro detenzione da parte della Comunità;
- prevede che, nel caso degli autoconsumatori collettivi, non sia necessario costituire un'entità giuridica ad hoc – è invece necessario nel caso delle REC;
- prevede che vengano individuati dei soggetti referenti che, nel caso delle REC, corrispondono necessariamente all'entità giuridica appositamente costituita (nel caso degli autoconsumatori collettivi il referente potrà essere o il legale rappresentante dell'edificio/condominio o un produttore terzo): tale soggetto si interfacerà con il GSE e, tra le altre cose, riceverà gli incentivi da ripartire con i vari membri.

2.2.3 Il DM 16 settembre 2020 del MiSE e i modelli che diventano operativi

Il principale compito che il Milleproroghe aveva demandato al MiSE consisteva nella definizione degli elementi connessi all'incentivazione esplicita dei modelli.

Con Il Decreto Ministeriale del 16 settembre 2020, il MiSE ha provveduto alla definizione di tali aspetti, andando così a completare il quadro normativo e regolatorio di riferimento e rendendo possibile l'avvio dei modelli (al netto dei regolamenti operativi del GSE, approvati a fine 2020). Le scelte del Ministero rilevano in particolare sotto quattro profili:

- La quantità di energia oggetto di incentivazione: in ossequio alle previsioni del Milleproroghe (e in particolare allo stimolo all'autoconsumo istantaneo e allo storage che le tariffe MISE avrebbero dovuto offrire), l'energia che viene incentivata è unicamente quella condivisa dai membri nell'arco della stessa ora. Ogni eccedenza sarà remunerata a condizioni di mercato e pertanto ceduta in rete a prezzo zonale orario (nessun incentivo);
- il tipo di incentivo selezionato: il MiSE ha optato per una tariffa premio fissa rilasciata per 20 anni (applicabile appunto alla sola energia condivisa), che si va a sommare al valore di mercato della medesima energia (determinata anche essa sulla base del prezzo zonale orario di mercato)
- il livello di incentivazione: in questo caso il MiSE ha optato per una struttura tariffaria estremamente lineare, prevedendo un premio di 100 €/MWh per l'energia condivisa da configurazioni di autoconsumo collettivo e di 110 €/MWh per l'energia condivisa nelle REC, a prescindere dalla taglia degli impianti (comunque da ricomprendersi entro il limite massimo di 200 kW)
- la relazione con le detrazioni fiscali: gli incentivi sopra delineati vengono considerati cumulabili con la detrazione fiscale del 50% cui possono avere accesso REC a autoconsumatori collettivi su impianti di loro proprietà (con una potenza che, grazie a una disposizione del DL Rilancio, è stata estesa da 20 kW fino a 200 kW, unicamente per tali configurazioni). In caso di accesso al SuperBonus al 110%, nei casi previsti dalla Legge, gli incentivi non saranno invece cumulabili: in tali casi, l'assenza di cumulabilità sarà tuttavia limitata alla quota di potenza che accede al SuperBonus (massimo 20 kW), con la restante quota di potenza che potrà invece accedere agli incentivi.

Tenuto conto del combinato delle tre norme discusse, in che consistono dunque le forme prototipali di Comunità in Italia?

Innanzitutto, l'elemento centrale è il passaggio da un sistema in cui l'energia autoconsumata "fisicamente" viene premiata mediante il mancato pagamento di parti della bolletta (incentivazione implicita) ad uno in cui l'energia condivisa "virtualmente" viene principalmente premiata mediante il riconoscimento di incentivi (incentivazione esplicita).

In che consisteranno tali incentivi? Innanzitutto, in una tariffa premio definita dal MiSE rilasciata appunto sull'energia condivisa e pari a 100 €/MWh (per le Comunità limitate ad un solo edificio – i cosiddetti "Autoconsumatori Collettivi") o 110 €/MWh (per le REC, con il perimetro massimo che arriva a coinvolgere tutti gli utenti della stessa cabina secondaria). Secondariamente, in altri 9-10 €/MWh circa (1 €/MWh in più spettante agli "Autoconsumatori Collettivi") rilasciati a titolo di riconoscimento dei benefici apportati al sistema elettrico ai sensi della valutazione effettuata da



ARERA. In ultimo, come è ovvio, nel prezzo dell'energia, che verrà riconosciuto sia sulla parte di energia non condivisa, sia su quella condivisa (che commercialmente sarà in effetti venduta in rete, trattandosi di un modello virtuale). Ne emerge una remunerazione complessiva che – ipotizzando prezzi dell'energia nell'ordine dei 50 €/MWh – arriverà per la quota di energia condivisa a 160-170 €/MWh e sulla quota ceduta in rete (eventualmente eccedente il prelevato), appunto, a 50 €/MWh.

A tale quadro si aggiungono gli elementi fiscali: innanzitutto è prevista l'estensione delle detrazioni fiscali al 50% - già esistenti per gli impianti fotovoltaici realizzati dai privati fino a 20 kW – a impianti di potenza fino a 200 kW, nel caso di Autoconsumatori Collettivi e Energy Community (entro il limite di spesa di 96.000 €); inoltre si prevede l'applicazione – nei casi già previsti, ossia in abbinamento ai cd. interventi trainanti – del Superbonus al 110% anche alle Comunità, fino al raggiungimento di una potenza soglia di 20 kW oltre la quale scatterà la normale detrazione al 50%: in quest'ultimo caso, la quota di energia che accede al superbonus (prodotta dai 20 kW citati in precedenza) non potrà accedere agli incentivi del MiSE e dovrà essere ceduta al GSE a prezzi di mercato tramite il meccanismo di Ritiro Dedicato.

Ad esempio, in caso di realizzazione di un impianto PV da 40 kW da parte di una REC in abbinamento a interventi trainanti, i primi 20 kW accederanno al Superbonus e i restanti 20 kW alla detrazione al 50%; al tempo, metà della produzione (quella relativa alla quota che usufruisce del Superbonus) non accederà agli incentivi MiSE e sarà venduta al GSE a prezzo di mercato, mentre la restante metà accederà al regime di valorizzazione delle Energy Community descritto in precedenza.

3 Analisi di possibili proposte di superamento di alcuni vincoli

Indubbiamente i modelli per come attualmente definiti presentano numerosi punti di forza, in particolare connessi alla fluidità e semplicità del meccanismo, che dovrebbe consentire un agevole innesto dei meccanismi all'interno della regolazione vigente.

Tuttavia, anche in ottica di recepimento delle direttive e di avvio a regime delle configurazioni, risulta importante affrontare alcuni elementi in un'ottica di efficacia dei processi che riguardano principalmente:

- il dimensionamento del perimetro delle REC e, pertanto, anche della soglia di potenza degli impianti in esse contenuti: l'attuale criterio delle cabine secondarie, pur apprezzabile sotto alcuni profili, pone una serie di questioni che appaiono difficilmente superabili;
- la definizione degli incentivi: l'attuale schema previsto dal MiSE coerentemente premia solo l'energia condivisa mediante una tariffa unica che prescinde dalle taglie di impianto, ove gli impianti di dimensioni inferiori paiono sostenibili solo grazie alla presenza degli incentivi di natura fiscale (detrazioni e SuperBonus), la cui natura è tuttavia temporanea. Nell'eventualità che tali incentivi fiscali possano essere superati, e comunque tenuto conto della possibilità di aumentare la taglia di impianto massima ammessa alle configurazioni, la configurazione degli incentivi potrebbe necessitare di una rivisitazione;
- la governance del meccanismo, messa in discussione dalla già citata misura inclusa nella Legge di Delegazione Europea che prevede il c.d. scorporo dei benefici spettanti ai membri direttamente dalle loro bollette, creando così una serie di potenziali complessità e invalidazione di modelli di business;
- l'allargamento della possibilità di partecipare alle configurazioni a soggetti oggi esclusi, ma la cui inclusione pare in linea con i principi di tali modelli, quali ad esempio ONG ed enti del terzo settore.

Nei paragrafi che seguono approfondiremo tali aspetti, concentrandoci in particolare sui primi due punti.

3.1 I futuri criteri di dimensionamento delle REC e degli impianti

L'attuale normativa definisce il perimetro della Energy Community utilizzando un criterio di tipo "eletrotecnico", con cui si prevede la possibilità di aggregare in una REC tutti i clienti in Bassa Tensione sottesi alla stessa cabina secondaria. Un approccio di questo tipo ha il pregio di consentire di individuare in modo inequivocabile una serie di benefici che le Comunità portano al sistema dal punto di vista tecnico: circoscrivendo l'ambito della Community all'interno di una cabina, diventa pacifica l'assenza di uso delle reti di trasmissione (o, nel caso della cabina secondaria, di una parte delle reti di distribuzione), rendendo così del tutto giustificata la richiesta di restituzione delle componenti connesse all'uso di dette reti.

Tuttavia, tali configurazioni, per quanto possano risultare tecnicamente coerenti, possono presentare delle criticità sul profilo operativo. In primis, il processo potrebbe risultare complesso – sia agli occhi di un soggetto che intenda farsi carico dell’attività di sviluppo di una REC, sia a quelli dei potenziali membri: in tal senso, il processo attuale potrebbe essere rivisto individuando nuovi criteri territoriali più ampi in modo da consentire un più agevole sviluppo delle Comunità tramite una preventiva e certa individuazione dei potenziali clienti della Comunità. In ultimo, per effetto degli sviluppi della generazione distribuita in alcune aree, è possibile che alcune cabine secondarie possano saturare la propria hosting capacity richiedendo la connessione degli impianti di produzione in altri punti della rete, limitando così alcuni progetti di REC. Tale ultima questione appare particolarmente critica nel caso di impianti di potenza superiore a 150 kW che, pur essendo considerati ammissibili dalla normativa, potrebbero trovarsi automaticamente esclusi dalla REC per ragioni di connessione (a maggior ragione in caso di presenza di più impianti di potenza superiore a 150 kW) – in tal senso le disposizioni sul tetto di potenza a 200 kW resterebbero lettera morta, circostanza che preoccupa ancora maggiormente tenuto conto del possibile incremento della taglia di impianto all’interno del recepimento delle direttive.

Nel superare le criticità che presenta l'utilizzo di un criterio elettrico nella definizione dei perimetri delle REC, la prima e più immediata alternativa appare l’adozione di criteri di tipo geografico/amministrativo. Adottando un criterio simile, si anteporrebbe la semplicità gestionale e operativa, probabilmente uno dei fattori chiave nel successo dei modelli, alla corrispondenza tra partite commerciali e fisiche: verrebbe dunque superato il già descritto concetto di sovrapposibilità tra scambi di potenza fisici e virtuali – allontanandosi da perimetri limitati (es: stessa via) ed avvicinandosi ad aree più estese (es: medesimo comune, CAP, provincia) l'autoconsumo virtuale si discosta sempre più da un sistema di simulazione di scambi fisici diventando semplicemente un meccanismo di gestione di partite commerciali).

Il passaggio a un criterio di tipo geografico potrebbe ragionevolmente portare anche un aumento della dimensione dei perimetri delle REC. Infatti, l’attuale criterio delle cabine secondarie prevede, pur con un certo grado di variabilità, una dimensione piuttosto ridotta delle REC (ove tale circostanza può rispondere anche a precisi desiderata da parte del decisore pubblico). Partendo dai Piani di Sviluppo Rete dei sei più grandi DSO per clienti serviti (rappresentativi del 96% delle reti nazionali) abbiamo al riguardo definito un numero medio di clienti sottesi da ogni cabina secondaria: i distributori oggetto dell'analisi gestiscono circa 480 mila cabine secondarie e alimentano circa 35 milioni di clienti – risulta così una media di circa 73 clienti sottesi a ciascuna cabina secondaria (questa stima – volta unicamente a fornire un ordine di grandezza utile come riferimento nel resto del lavoro – è stata fatta non discriminando tra clienti BT ed MT in quanto questi ultimi, in termini di numerosità, rappresentano meno dello 0,5% dei POD considerati). La numerosità di clienti sottesi ad ogni cabina e la loro prossimità (e quindi, la dimensione della REC) è ovviamente variabile in relazione al contesto territoriale in cui queste sono installate: si pensi ad esempio come 70 clienti possano essere localizzati nello stesso complesso condominiale in una grande città mentre possano essere distribuiti su un perimetro molto più ampio nel caso di aree agricole.

Ipotizzando di voler al tempo mantenere un criterio di natura elettrica ed estendere il possibile perimetro delle REC, l’unica alternativa possibile pare quella dell’individuazione della cabina primaria come limite perimetrale, anche se tale

soluzione prevedrebbe comunque una verifica preliminare da parte del distributore. In questo caso potrebbero essere ricompresi nello stesso schema di autoconsumo fino a 14 mila clienti (stima nuovamente effettuata tenendo conto del numero di cabine e di clienti presenti in Italia, con il solo fine di fornire un ordine di grandezza utile alla discussione), senza necessità di discriminare tra clienti BT ed MT e superando in larga parte le problematiche relative alla hosting capacity delle cabine secondarie, ma ponendo altri dubbi sulla natura “locale” delle REC e in generale sulle differenze – per così dire “ontologiche” – che a quel punto occorrerebbero tra una REC e una serie di impianti utility scale.

Da questo punto di vista, l’adozione di un criterio di tipo geografico sembra offrire un maggior numero di opzioni grazie alle quali riuscire a posizionarsi su dimensionamenti intermedi rispetto a quello previsto dalle cabine secondarie (probabilmente troppo limitato) e quello delle cabine primarie (probabilmente troppo esteso).

In tal senso, il primo riferimento geografico che corre alla mente è quello della dimensione comunale, che tuttavia – come è pacifico – creerebbe un’enorme eterogeneità da caso a caso (media di 4.200 clienti³ per REC – REC più grande con circa 850.000 clienti, REC più piccola con 9 clienti).

Da questo punto di vista appare certamente più promettente l’ipotesi di poter ricomprendere all’interno della stessa REC tutti i soggetti localizzati all’interno di un’area con il medesimo Codice di Avviamento Postale (CAP): sotto lo stesso CAP possono ricadere infatti più comuni di dimensione ridotta, mentre nei Comuni più popolati sono sempre presenti una molteplicità di CAP.

Attualmente in Italia vengono utilizzati circa 5.000 CAP: all’interno di ciascuna area servita dallo stesso CAP si trova pertanto una media di circa 6.000 clienti. Al fine di poter stimare la varianza connessa a tale misura, abbiamo analizzato per ciascun CAP il numero di clienti potenzialmente esistenti all’interno dell’area di riferimento, ottenendo che:

- a circa 550 CAP (12% del totale) fanno riferimento meno di 1000 clienti;
- a circa 2.000 CAP (43% del totale) fanno riferimento tra 1.000 e 5.000 clienti;
- a circa 1.000 CAP (22% del totale) fanno riferimento tra 5.000 e 10.000 clienti;
- a circa 900 CAP (20% del totale) fanno riferimento tra 10.000 e 30.000 clienti;
- a circa 200 CAP (3% del totale) fanno riferimento più di 30.000 clienti (di questi, a 60 fanno riferimenti più 50.000 clienti).

Un certo grado di varianza nella dimensione dei possibili perimetri (sia in termini di clienti, sia in termini di dimensioni) è dunque presente anche nel caso dei CAP, seppur in misura certamente inferiore rispetto a quanto visto nel caso dei Comuni. A ciò si può aggiungere che, trattandosi di elementi di natura amministrativa, anche i CAP possono essere soggetti a ridefinizioni e a modifiche di perimetro, creando dunque – sebbene in misura ben inferiore al caso dei criteri elettrici – una pur minima alea di incertezza: in tal senso si rammentano le recenti riforme dei CAP del 2010 e del 2017,

³ In assenza di dati al riguardo, la stima del numero di clienti è ipotizzata assumendo un rapporto popolazione: POD di 2:1, tenuto conto che in Italia, a fronte di una popolazione residente di circa 60 milioni, risultano connessi alla rete elettrica circa 30 milioni di clienti.

con cui sono stati attribuiti a determinate aree nuovi CAP.

Ad ogni conto, da un'eventuale adozione del criterio dei CAP potrebbero emergere REC di dimensione ben più significativa rispetto a quelle della sperimentazione – in media 75 volte più grandi in termini di clienti servibili – e comunque caratterizzate da un buon grado di contiguità fisica.

Da una parte, ciò pare poter rappresentare un trigger per le REC, consentendo di coinvolgere un numero maggiore di membri, di avere a disposizione porzioni maggiori di territorio dove poter realizzare gli impianti e – conseguentemente – di poter immaginare soluzioni che coinvolgano anche impianti di potenza maggiore. Se oggi una tipica soluzione di REC – ai sensi del combinato disposto Milleproroghe - DM 16 settembre – appare principalmente riconducibile ad una piccola porzione di territorio comunale in cui i membri (ragionevolmente non più di 15-25 soggetti, ipotizzando un tasso di engagement del 30% sul totale dei clienti presenti nell'area) condividono energia prodotta da un piccolo impianto (max 100 kW, per gli elementi sopra discussi sul tema hosting capacity) ubicato classicamente su una copertura (anche di un edificio pubblico), l'adozione del criterio del CAP aprirebbe a casistiche quali:

- ampie porzioni urbane in cui si costituiscono REC con un numero di membri anche superiore a 1.000, che condividono l'energia prodotta su numerosi impianti su copertura e/o ubicati a terra, qualora l'area preveda spazi in cui è possibile installare soluzioni a terra. Ipotizzando 1.000 clienti con un consumo complessivo medio di 3 MWh annui a cliente, sarebbe necessario installare circa 2,5 MW di impianti PV per raggiungere un livello di energia condivisa sul totale dei consumi pari al 50%.
- Porzioni di territorio extra-urbano, che ragionevolmente comprenderebbero anche aree agricole in cui poter installare impianti a terra o, in alcuni casi persino impianti eolici, asserviti alla condivisione dell'energia con i vari attori (privati ed economici, fintanto che ammissibili nelle REC) presenti nell'area con il medesimo CAP: ipotizzando, per un'area particolarmente vasta, la presenza di circa 30.000 clienti, di cui 10.000 ingaggiati nella REC, sarebbe possibile ottenere un livello di energia condivisa sul totale dei consumi pari al 50% installando una potenza complessiva (in una o più iniziative) pari a 20 – 30 MW, a seconda dell'iniziativa adottata.

È del tutto evidente che, specie nel secondo caso, la linea di confine tra REC e impianti utility scale diventerebbe sempre più labile. Bisogna tuttavia considerare che la creazione di una REC con tali caratteristiche sarebbe estremamente complessa dal punto di vista commerciale (visto l'elevato numero di partecipazione) e che, anche visto l'elevato grado di coinvolgimento del territorio (e i connessi effetti, descritti nel paragrafo iniziale), potrebbe comunque essere considerata meritevole di attenzione dal punto di vista normativo e regolatorio: inoltre, REC con impianti più grandi potrebbero essere trattate diversamente dal punto di vista dell'incentivazione, prevedendo tariffe più ridotte.

Pertanto, proprio per le ragioni sopra esposte, riteniamo che l'esercizio di immaginare anche REC con un potenziale numero di aderenti più elevato possa ritenersi utile: in ogni caso, qualora la definizione del criterio portasse a REC di dimensione ritenuta troppo ampia, tale elemento potrebbe sempre essere corretto prevedendo un criterio secondario, quale la previsione di un numero massimo di soggetti partecipanti o di una potenza massima degli impianti

complessivamente presenti, sempre tenendo ben a mente che sarà comunque il criterio di convenienza economica (ossia, la definizione del possibile quantitativo di energia condivisa e dunque soggetta a incentivazione) ad evitare sovra-dimensionamenti.

Ad ogni buon conto, qualora si ritenesse intrinsecamente pregiudizievole la definizione di perimetri troppo ampi e al tempo si intendesse abbracciare un criterio geografico in luogo di uno elettrico, un'ulteriore alternativa è rappresentata dal "criterio del raggio", ossia dal prevedere che possano partecipare a una REC tutti i clienti eleggibili localizzati all'interno di un raggio (ad esempio di 1 km) tracciato a partire dall'impianto di generazione (o da uno degli impianti di generazione, in caso di presenza di più impianti). Ipotizzando appunto un raggio di 1 km, la dimensione delle REC sarebbe pari a poco più di 3 km²: nelle regioni a più elevata densità abitativa (Lombardia e Campania, con oltre 400 abitanti per km²), ciò potrebbe consentire la realizzazione di REC con in media 600 clienti potenziali, valore che nei centri urbani (densità media: 1.000 abitanti per km²) potrebbe raggiungere quasi le 1.500 unità – peraltro anche in assenza di forte numerosità di clienti, tale criterio potrebbe comunque portare alla costituzioni di REC composte principalmente da PMI in aree artigianali a bassa densità abitativa.

Certamente un criterio simile consentirebbe di raggiungere un maggior potenziale di engagement di clienti nelle aree urbane, mentre invece si rivela meno promettente nelle aree agricole (dove il numero di clienti presente nel raggio di 1 km dall'impianto si riduce fortemente). Anche per tale ragione, la dimensione del raggio potrebbe assumere valori variabili in funzione della localizzazione degli impianti e della tipologia della Comunità, prevedendo un dimensionamento più ampio nel caso di aree a scarsa densità di popolazione.

3.2 I criteri di incentivazione

Una tipica configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile o di Autoconsumatore Collettivo prevede, come ampiamente descritto nei paragrafi precedenti, la presenza di un impianto alimentato da fonti rinnovabili di piccola taglia (entro il limite della soglia individuata dal Legislatore, attualmente fissata a 200 kW) e di un gruppo di soggetti *ammissibili* che condivida l'energia prodotta dagli impianti.

È ragionevole sostenere che malgrado la continua riduzione dei costi delle tecnologie in assenza di una sovra-remunerazione rispetto ai prezzi di mercato (sia essa destinata all'energia prodotta dall'impianto o all'energia condivisa) la costituzione di una Energy Community sarebbe difficilmente ipotizzabile, specie se si considerano gli elevati costi di generazione di energia (LCOE) connessi agli impianti di piccola taglia. In assenza di tale extra-valore, in altri termini, non si ravviserebbe alcuna convenienza da parte dei partecipanti (che appunto, cederebbero/acquisterebbero energia a prezzi di mercato) alla costituzione del modello: anche per tale ragione, già all'interno delle direttive, è prevista esplicitamente la possibilità di riconoscere alle varie configurazioni delle forme di sostegno.

La particolarità di questi incentivi è che sono destinati a configurazioni di impianti e di consumi entro ambiti circoscritti e che possono portare a premiare l'energia autoconsumata istantaneamente (o per meglio dire, condivisa su base oraria), con il vantaggio di spingere comportamenti efficienti e l'integrazione di tecnologie, favorendo tra l'altro la decarbonizzazione dei consumi per il riscaldamento e per la mobilità.

La definizione della forma di sostegno – ancor prima che del suo livello – è in effetti un elemento decisivo nell'orientare le scelte del mercato e di conseguenza nel dare forma e contenuto alle nuove configurazioni. A tal riguardo, paiono rilevare almeno tre elementi:

- La natura e la tipologia del sostegno: il sostegno può infatti assumere la forma di incentivo fiscale (tipicamente tax credit, come nel caso delle detrazioni o del Superbonus) o di incentivo sull'energia prodotta/condivisa. Sono inoltre possibili forme miste di supporto che combinano incentivi fiscali e sull'energia. Inoltre, con riferimento ai meccanismi di sostegno sull'energia, si può distinguere principalmente tra contratti per differenze a due vie (la forma attualmente adottata per la maggior parte dei nuovi impianti che accedono a incentivazione in Italia, in cui il valore dell'incentivo è calcolato ora per ora come differenza tra lo strike price risultante dalle procedure di incentivazione e il prezzo di mercato), tariffe onnicomprensive (in cui l'energia è ceduta a un soggetto istituzionale che riconosce un valore fisso che include sia la quota prezzo di mercato sia la quota di incentivo) o tariffe premio (in cui l'incentivo è fisso ed è riconosciuto *on top* ai prezzi di mercato).
- l'oggetto del sostegno: può essere oggetto di incentivazione tutta l'energia prodotta dall'impianto rinnovabile ovvero la sola quota di energia condivisa. Sono inoltre possibili forme combinate, in cui è previsto un incentivo all'energia prodotta e un ulteriore premio sull'energia condivisa.
- la struttura del sostegno: il livello dell'incentivo può essere univocamente definito per tutte le tipologie di configurazioni e di impianti ovvero può essere differenziato, prevedendo, a titolo esemplificativo, valori differenti in funzione della tipologia / taglia di impianto o delle caratteristiche delle configurazioni e dei loro membri.

Tra gli elementi sopra delineati, ciò che pare assumere maggiore importanza nell'orientare il mercato verso le scelte da intraprendere è probabilmente l'oggetto del sostegno. È infatti evidente che un modello che incentivi tutta la produzione di energia da parte degli impianti inseriti nelle configurazioni produca segnali di investimento del tutto differenti rispetto a uno che incentivi la sola energia condivisa.

Nel caso di un sistema che incentivi tutta l'energia prodotta, l'obiettivo dell'iniziativa sarà – appunto – massimizzare l'energia prodotta. Ciò si rifletterà sul dimensionamento degli impianti, che non terrà in alcun modo conto della presenza (e dei profili di consumo) dei membri della Comunità, la cui presenza sarà considerata solo come un formale elemento di *compliance* necessario per la costituzione della configurazione. In un siffatto modello, l'operatore economico razionale agirà in un'area che consenta di sfruttare al meglio i limiti di potenza massima per gli impianti

previsti dalla normativa (dunque, un'area con ampia disponibilità di superfici) e coinvolgerà all'interno della Comunità il numero minimo di soggetti necessari per la realizzazione dell'investimento (comunque almeno due, il numero minimo per poter costituire una Comunità): al tempo l'obiettivo sarà unicamente produrre quanta più energia da cedere in rete, ove tale energia sarà tutta valorizzata con l'incentivo previsto.

Al contrario, nel caso di un sistema che incentivi solo l'energia condivisa, l'obiettivo dell'iniziativa sarà massimizzare la condivisione di energia: pertanto il dimensionamento ideale dovrà tendere al massimo allineamento tra il profilo di generazione degli impianti di produzione e quello di carico dei membri della Comunità, eventualmente anche tenendo conto della possibile presenza di storage come ulteriore fattore di allineamento. In tal senso la presenza dei membri della Comunità non assume valore "formalistico" ma del tutto sostanziale, dal momento che un quantitativo sufficiente di consumi contemporanei alla produzione può rendere l'iniziativa conveniente. In un modello del genere, l'operatore economico razionale dimensionerà gli impianti tenendo conto del numero e della tipologia di soggetti coinvolti, dove a un maggior numero di membri potrà corrispondere una massimizzazione della remunerazione (a fronte, tuttavia, di potenziali costi di sviluppo maggiori). Come visto nel capitolo precedente, l'Italia ha optato per tale modello nel momento della definizione degli incentivi connessi all'attuale sperimentazione.

Appare dunque chiaro che i due modelli offrono risposte diverse sulle funzioni a cui debbono assolvere a livello di sistema. Se in entrambi i modelli l'obiettivo di velocizzare il processo di decarbonizzazione pare essere raggiunto (e anzi, il primo modello pare offrire maggiori certezze dal punto di vista economico, dal momento che non vi sarà alcuna incertezza relativa al livello dell'energia condivisa), solo il secondo modello (energia condivisa) pare raggiungere gli obiettivi di engagement attivo della cittadinanza che hanno ispirato i modelli. Inoltre, pur tacendo sugli ancora incerti impatti positivi sul dispacciamento (che, certamente, nel caso del primo modello saranno del tutto assenti), il secondo modello – che incentiva solo la quantità di energia prodotta e condivisa in tempo reale e dunque spinge i clienti ad allineare i propri prelievi con la curva di produzione dell'impianto - pare avere il pregio di poter incentivare comportamenti volti al *demand response* inclusa, in presenza di un livello di incentivazione elevato, l'installazione di sistemi di storage.

Sono meritevoli di attenzione anche gli aspetti connessi alla tipologia del sostegno. In particolare:

- la compresenza di incentivi fiscali (affiancati agli incentivi sull'energia già discussi) da un lato può consentire, grazie alla riduzione indiretta dei CAPEX connessa alla possibilità di recuperare mediante detrazione delle quote di investimento negli anni successivi (o anche, approfittando della disciplina presente in Italia, mediante cessione del credito al t_0), di ridurre il livello degli incentivi sull'energia previsti. Dall'altro, incentivi fiscali quali quelli presenti in Italia (le detrazioni al 50% e il SuperBonus già discussi nei capitoli precedenti – essi sono fruibili solo dai membri delle configurazioni o dalle configurazioni stesse, quando costituite come entità giuridiche) possono orientare le scelte sugli assetti proprietari e, conseguentemente, i modelli di business sottostanti: se infatti gli incentivi fiscali sono fruibili solo dai membri delle configurazioni (o dalle configurazioni

stesse), si crea un forte incentivo affinché sia loro – e non di soggetti terzi – la proprietà degli impianti. Al riguardo appare opportuno precisare che gli incentivi fiscali, pur essendo formalmente applicabili a tutte le configurazioni sopra descritte, paiono più facilmente immaginabili in contesti che prevedono la presenza di clienti domestici, fornendo dunque un orientamento sulle scelte degli operatori anche in tal senso.

- La tipologia di tariffa erogata (contratto per differenze, tariffa feed-in, tariffa premio) incide invece sul livello di rischiosità delle iniziative, dove i contratti per differenze e le tariffe feed-in sterilizzano qualsiasi rischio connesso all'andamento del prezzo di mercato dell'energia, che invece rimane internalizzato nei modelli nel caso delle tariffe premio (in cui la sola quota del premio è fissa, mentre invece la quota connessa al prezzo dell'energia è volatile nel tempo, seguendo appunto l'andamento dei prezzi di mercato).

Da ultimo rileva il tema della struttura degli incentivi e, conseguentemente, del loro livello.

Al riguardo, come si è visto nel capitolo precedente, l'Italia – nell'ambito della sperimentazione attualmente in corso – ha scelto di definire un unico incentivo invariante rispetto alla taglia degli impianti (una leggera variazione è invece prevista in funzione del tipo di configurazione, con le REC che ottengono 10 €/MWh in più rispetto alle configurazioni di autoconsumo collettivo). Tale scelta pare aver anteposto la chiarezza e la linearità della disciplina rispetto ad un'analisi puntuale della fattibilità economica delle principali configurazioni realizzabili, dove comunque gli impianti di taglia inferiore (che potrebbero soffrire di diseconomie di scala rispetto alla tariffa unica) possono compensare mediante un accesso potenzialmente più immediato alle detrazioni fiscali.

In astratto, la definizione della struttura di incentivazione e del suo livello dovrebbe essere volta ad assicurare un livello di remunerazione congruo per le iniziative ritenute meritevoli di sostegno, dove:

- Il congruo livello di remunerazione può consistere in un IRR (Internal Rate of Return, il tasso di rendimento annuo del capitale investito) o in un payback time (il tempo di rientro dell'iniziativa) in linea con le tipiche richieste del mercato nella industry e, più nel dettaglio, nello specifico segmento.
- La meritorietà dell'iniziativa consiste nel suo allineamento con gli obiettivi del legislatore: un aspetto potenzialmente ritenuto meritorio potrebbe ad esempio consistere in un livello di condivisione dell'energia particolarmente elevato.

In tal senso, appare del tutto plausibile ipotizzare uno schema a matrice in cui le tariffe variano in funzione dei seguenti aspetti:

- La taglia dell'impianto, dove ragionevolmente gli impianti più grandi accedono a tariffe più basse rispetto agli impianti più piccoli
- Il contemporaneo accesso ad altri strumenti di sostegno (quali ad esempio quelli fiscali), dove le configurazioni che accedono a strumenti di tipo fiscale accedano a livelli tariffari più bassi;
- La fonte dell'impianto, dove il calcolo della tariffe è effettuato tenendo conto degli LCOE di ciascuna fonte
- La tipologia di configurazioni e/o di consumatori presenti nelle configurazioni, dove potrà essere facoltà del



Governo incentivare maggiormente alla realizzazione delle iniziative alcune specifiche categorie, pur senza introdurre elementi distorsivi o discriminatori.