

FOCUS: AUTOCONSUMO COLLETTIVO E COMUNITÀ ENERGETICHE.

I primi interventi di regolazione.

Enrico Giarmanà

Master in Diritto dell'Ambiente e Gestione del Territorio, Università di Catania

SOMMARIO: **1.** Premessa - **2.** Le nuove figure di *energy sharing* - **3.** I primi interventi dell'autorità di regolazione - **3.1** (*segue*) Autoconsumo collettivo - **3.2** (*segue*) Comunità Energetiche; - **3.3** (*segue*) Il D.M. MiSE del 16 novembre 2020: gli incentivi; - **4.** Conclusioni.

1. Premessa.

L'art. 42 bis del D.L. 30 dicembre 2019, n. 162, cd. "milleproroghe" - convertito in legge, con modificazioni, dalla legge n. 8 del 28 febbraio 2020, pubblicata sulla G.U. n. 51 del 29 febbraio 2020 - ha sancito l'ingresso nel nostro ordinamento di una disciplina di natura transitoria, avente ad oggetto due importanti pilastri sui quali il legislatore europeo sembra volere edificare la nuova struttura del mercato dell'energia: l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche¹.

Nell'attesa del pieno recepimento della Direttiva UE 2018/2001, il nostro legislatore ha infatti deciso di anticiparne la trasposizione limitatamente al contenuto degli artt. 21 e 22, fornendo ai cittadini uno strumento, in via sperimentale, in grado

¹ In questi termini, al riguardo, si era espresso già nel 2015 l'organo esecutivo europeo guidato da Juncker evidenziando che "Per realizzare il pieno potenziale del mercato interno europeo dell'energia, la dimensione al dettaglio del mercato dell'energia elettrica deve offrire ai consumatori - famiglie, imprese e industria - la possibilità di una partecipazione attiva e utile nella transizione energetica dell'Unione europea. Questo deve essere uno degli obiettivi del nuovo assetto di mercato e richiede un cambiamento fondamentale del ruolo del consumatore nel mercato dell'energia elettrica", COM (2015) 340, par. 2.3, <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2015:0340:FIN:IT:PDF>.

di porre la basi per una nuova idea di gestione della risorsa energetica, dotando l'ordinamento di un apposito meccanismo di incentivazione per coloro i quali intendano aderire ad un regime democratico e cooperativo di condivisione dell'energia proveniente da fonti rinnovabili. Con il riferito art. 42-bis sono stati pertanto definiti in termini generali i criteri di accesso alle configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità, demandando all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: ARERA), e ad un successivo provvedimento del MiSE, la determinazione dei contorni regolatori, relativi al regime e ai meccanismi di incentivazione dell'energia scambiata dai soggetti aderenti a tali innovative strutture.

Malgrado non possa sottacersi che quanto ci si appresta in sintesi ad enunciare individua un quadro di regolazione fortemente innovativo se raffrontato con il panorama normativo interno (nonché europeo, considerato che con l'art. 42-bis l'Italia è di fatto tra i primi stati membri ad aver dato immediata - seppur indiretta - attuazione ai principi contenuti agli artt. 21 e 22 della Direttiva REDII), occorre pur sempre tenere presente che la normativa in esame costituisce soltanto una variante transitoria – per espressa statuizione² – nell'attesa del pieno recepimento della Direttiva UE 2018/2001. Ciò non toglie tuttavia che l'approfondimento degli aspetti principali entro cui è possibile inquadrare la matrice regolatoria di seguito esposta costituisce una singolare opportunità di analisi – senza pretesa di esaustività alcuna - nell'ottica della individuazione delle possibili problematiche e degli spunti di indagine che scaturiscono da tali nuovi meccanismi.

Scopo del presente contributo, pertanto, è quello di offrire un primo commento alla normativa di fonte secondaria volta a dare attuazione ai principi contenuti, a monte, negli artt. 21 e 22 della Direttiva UE 2018/2001, ovvero, seppur in via transitoria, nell'art. 42 bis del D.L. 162/2019, considerato soprattutto che, verosimilmente, la regolamentazione in commento costituirà la base per il pieno recepimento della Direttiva citata³. In questa prospettiva, corre nondimeno evidenziare che l'attuale fase di transizione energetica è in costante evoluzione e che

² art. 42-bis co. 1 del D.L. n. 169/2019, convertito dalla legge n. 8/2020, <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/29/20A01353/sg>, ove si premette che l'intervento normativo si colloca “*Nelle more del completo recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018*”, lasciando intendere pertanto che, ragionevolmente, il recepimento della Direttiva REDII sostituirà *in toto* la disciplina introdotta dal D.L. n. 169/2019, scongiurando quindi la vigenza di due regimi paralleli che potrebbero invero celare notevoli divergenze sul piano sostanziale.

³ Trasposizione il cui *iter*, dopo l'approvazione in senato in data 23/10/2020 del d.d.l. avente ad oggetto la legge di delegazione europea 2019, è giunto alla Camera per l'esame in commissione in data 29 ottobre 2020, e che allo stato risulta assegnato alla XIV Commissione Politiche UE della Camera dei Deputati per la discussione.

la volontà di conseguire quanto prima l'obiettivo della neutralità climatica a livello unionale potrebbe spingere il legislatore europeo a modificare ulteriormente le previsioni normative dedicate alla struttura del mercato energetico. Infatti, in vista di un accordo dagli orizzonti più ampi, la Commissione Europea ha reso nota la volontà di rivedere al rialzo gli obiettivi posti a fondamento del *Clean energy package*. Di recente, l'Organo esecutivo europeo ha anche aperto una procedura di consultazione pubblica nell'ottica della revisione delle direttive sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza energetica (già oggetto di una duplice rettifica), alla luce dei nuovi obiettivi europei⁴.

2. Le nuove figure di *energy sharing*.

Condividendo le considerazioni già sviluppate all'interno dei primi contributi elaborati *in subiecta materia*⁵, occorre premettere che il dato di assoluta novità introdotto dall'art. 42-bis del D.L. n. 162/2019 consiste nell'introduzione di uno strumento regolatorio che consente per la prima volta ai clienti finali di energia elettrica di associarsi per diventare autoconsumatori (in forma collettiva) di energia rinnovabile, ovvero per realizzare comunità di energia rinnovabile (CER o "REC", *Renewable Energy Communities*), e cioè per dar vita a configurazioni innovative e sostenibili, improntate a criteri di democraticità, prossimità e sostenibilità, aventi quale obiettivo principale la produzione e la condivisione di energia proveniente da IAFR installati nelle immediate vicinanze degli edifici (abitazioni, uffici, imprese), ed aventi le caratteristiche e i requisiti tecnici indicati dalla norma.

In breve, la prima delle due fattispecie – quella di *autoconsumo collettivo* di cui al comma primo del citato art. 42-bis – individua una dimensione per così dire "intermedia" della figura di autoconsumatore di energia rinnovabile⁶, poiché

⁴ Si tratta di una scelta in parte imposta dal dettato dell'art. 3 par. 1 della Direttiva UE 2018/2001, ove l'obiettivo del 32% di consumi lordi provenienti da FER viene fissato nella prospettiva che la Commissione UE presenti "entro il 2023, una proposta legislativa intesa a rialzarlo nel caso di ulteriori sostanziali riduzioni dei costi della produzione di energia rinnovabile, se risulta necessario per rispettare gli impegni internazionali dell'Unione a favore della decarbonizzazione o se il rialzo è giustificato da un significativo calo del consumo energetico nell'Unione".

⁵ In particolare, M. Meli, *Autoconsumo di energia rinnovabile e nuove forme di energy sharing*, in Nuove leggi civ. comm., 3/2020, 630.

⁶ Per come definita dall'art. 2, punto 14), della Direttiva UE 2018/2001, ovvero "un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali

costituita dall'unione di almeno due soggetti che (auto)consumano l'energia rinnovabile prodotta dagli impianti IAFR⁷ e che al contempo *"si trovano nello stesso condominio o edificio"*⁸, circoscrivendo in modo più marcato rispetto alle comunità energetiche – come si vedrà – il contesto in cui rilevano i punti di connessione di cui sono titolari i richiedenti l'accesso al regime di incentivazione previsto dalla norma⁹. In tale evenienza, differentemente dalle CER, non è richiesta necessariamente la creazione di un nuovo soggetto giuridico¹⁰, atteso che l'ammissione al regime avviene per il tramite di un *referente*¹¹ cui le parti conferiscono apposito mandato¹² sulla base degli Schemi negoziali predisposti dal Gestore e pubblicati in data 22.12.2020.

Per contro, la comunità energetica (CER) identifica una realtà di più ampio raggio, in quanto in grado di attrarre all'interno della compagine sociale tutti i soggetti titolari di punti di connessione sottesi alla medesima cabina MT/BT, oltrepassando quindi i limiti fisici costituiti dalle strutture delle rispettive abitazioni. Tale tipo di configurazione risulta più idonea ad accomunare al suo interno un ventaglio alquanto variegato di utenze (famiglie, imprese, p.a.), poiché meglio si presta a

attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale".

7 Entrati in esercizio a partire dal 1° marzo 2020 ed entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della Direttiva UE 2018/2011.

8 Da inquadrarsi sulla base delle definizioni cui rinvia la delibera ARERA n. 318/2020/R/EEL, e cioè, rispettivamente, quella di cui all'articolo 2, comma 2, lettera f), del d. lgs. n. 102/14 o in alternativa di cui agli articoli 1117 e 1117bis del Codice Civile, e quella di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del d. lgs. n. 192/05, *"e ricadenti nelle categorie di cui all'articolo 3 del DPR 412/93, ivi inclusi gli edifici polifunzionali, e dei relativi spazi comuni come definiti dall'articolo 1117 del Codice Civile"*.

9 art. 3 lett. b), Allegato A, ARERA n. 318/2020/R/EEL.

10 In tal senso depono la previsione di cui all'art. 42-bis, quarto comma, del D.L. n. 162/2019 nella parte in cui, nel dettare i requisiti di cui devono essere dotate le due configurazioni in questione, precisa che *"Le entità giuridiche costituite per la realizzazione di comunità energetiche ed eventualmente di autoconsumatori che agiscono collettivamente"*, ove l'utilizzo dell'espressione *"eventualmente"* – funzionalmente correlata all'inciso *"costituite per la realizzazione"* – sembra volutamente tesa a evidenziare l'alternativa che viene in essere nell'ipotesi dell'autoconsumo collettivo di poter *costituire* o meno un nuovo e differente soggetto giuridico.

11 Il quale, nel caso dell'autoconsumo collettivo, può essere lo stesso condominio, per il tramite del legale rappresentante, ovvero il soggetto *produttore*, il quale è una persona fisica o giuridica titolare *"dell'officina elettrica di produzione o del codice ditta, ove previsti dalla normativa vigente, nonché delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione"*, nonché *"firmatario del regolamento di esercizio"*.

12 Gli schemi regolatori rilasciati dal GSE in data 22.12.2020 precisano tuttavia che *"nel caso in cui i punti di connessione del suddetto gruppo siano ubicati all'interno di un medesimo edificio le cui unità immobiliari siano di un unico soggetto"* il referente sarà *"il proprietario dell'edificio, che nel caso di persone giuridiche agisce per il tramite del suo legale rappresentante"*.

conseguire l'obiettivo di autoconsumare maggiori quote di energia prodotta dagli impianti detenuti, a vario titolo, dalla CER. In tal caso, il soggetto *referente* cui conferire mandato, per le medesime finalità di cui sopra, è la comunità stessa, considerato che tale tipo di configurazione necessita sempre della creazione di un nuovo soggetto giuridico, che rispetti i seguenti requisiti "minimi"¹³:

- i. si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione detenuti dalla comunità di energia rinnovabile;*
- ii. i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;*
- iii. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.*

A ogni modo, il dato centrale e maggiormente innovativo che occorre evidenziare consiste forse nell'aver riservato ad ogni singolo cittadino il ruolo di assoluto protagonista nel processo di transizione energetica europeo¹⁴, rendendo questi in grado di contribuire in prima persona, per il tramite delle configurazioni sopra accennate, alla realizzazione di una struttura innovativa ove la produzione, la distribuzione ed il consumo di energia originano e si esauriscono all'interno di un perimetro definito, entro il quale si collocano i bisogni energetici dei soggetti che ne fanno parte. L'obiettivo comune alle due configurazioni, *in primis*, è quello di ridurre il più possibile l'approvvigionamento "esterno" di energia elettrica, massimizzando per contro la produzione ed il contestuale consumo *in situ*, con tutti i benefici che ne conseguono in termini ambientali, economico-occupazionali e sociali¹⁵.

In questa prospettiva, andrebbe colta con grande favore la scelta compiuta di anticipare, seppur in via transitoria, i principi enunciati in seno alle Direttive UE

¹³ In verità, come si vedrà nel prosieguo, la disciplina introdotta dall'art. 42-bis del D.L. n. 162/2019 introduce ulteriori requisiti non presenti nella fonte europea, i quali, si ritiene, comportano una notevole compressione dell'orizzonte operativo delle configurazioni in commento.

¹⁴ "Il ruolo dei consumatori è fondamentale per conseguire la flessibilità necessaria ad adattare il sistema elettrico a una generazione distribuita e variabile da fonti di energia elettrica rinnovabili", considerando n. 10 alla Direttiva UE 2019/944.

¹⁵ La promozione di comunità energetiche si inserisce all'interno delle principali azioni volte a contrastare il fenomeno della povertà energetica, che in Italia interessa ancora numeri rilevanti. Basti considerare che nel 2018 circa 4 milioni di italiani non sono stati in grado di acquistare i beni energetici minimi necessari al loro benessere, fonte: *Osservatorio Commissione Europea*.

2018/2001 e 2019/944¹⁶, assumendo per il momento quale univoca chiave di lettura l'obiettivo appena riferito di puntare verso configurazioni che tengano anzitutto conto dei bisogni dei singoli partecipanti, nell'ottica di massimizzare le quote di energia destinate all'immediato consumo *in situ*¹⁷, piuttosto che cedute verso corrispettivo nei confronti di soggetti terzi "esterni".

3. I primi interventi dell'autorità di regolazione.

In vista del recepimento della Direttiva UE 2018/2001, sul fronte della concreta attuazione della normativa transitoria, viene in rilievo la previsione di cui al comma 8 dell'art. 42-bis del D.L. 162/2019, disposizione mediante cui il legislatore interno ha demandato all'Autorità di regolazione (ARERA) il compito di individuare e di adottare i provvedimenti necessari a dare attuazione alla norma in commento. Dapprima, per il tramite del *Documento per la consultazione 112/2020/R/EEL*, e successivamente, mediante la deliberazione del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL, l'ARERA ha infatti definito i termini della "*Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile*"¹⁸. L'intervento ha peraltro costituito l'occasione per chiarire alcuni quesiti rimasti irrisolti, primo fra tutti quello relativo alla definizione dell'ambito di operatività della norma.

16 In verità, come correttamente evidenziato da E. Cusa, in *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, in *Orizzonti di Diritto Commerciale*, Fascicolo 1/20, pagg. 84 e ss., la "comunità energetica dei cittadini" (CEC) di cui all'art. 2, punto 11), della Direttiva UE 2019/944 può solo in parte ritenersi assimilabile alla "comunità di energia rinnovabile" (CER) di cui all'art. 2, punto 16), della Direttiva UE 2018/2001. Tra le tante, si consideri che solo le CEC possono esercitare attività aventi a oggetto l'energia elettrica prodotta da qualsiasi fonte, e non soltanto da fonti rinnovabili come espressamente richiesto per le CER. Ciononostante, in seno al citato d.d.l. sulla legge di delegazione europea 2019 si evidenzia la necessità di "*adottare le disposizioni di cui alle lettere a), b) e c)* [dell'art. 12 del medesimo d.d.l., rubricato "*Principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione)*"] *in coerenza con quelle di cui all'articolo 5, comma 1, lettere e), h) e i)* [che concerne invece l'attuazione dei principi di cui alla Direttiva UE 2018/2001] *allo scopo di definire una disciplina unica in materia di comunità energetiche, autoconsumo collettivo e sistemi di accumulo*".

17 Tenuto conto, soprattutto, degli strumenti di incentivazione recentemente introdotti dal D.M. MiSE del 16 novembre 2020, di cui si darà conto *infra*.

18 <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm>

Occorre considerare in proposito che il quarto comma dell'art. 42-bis sembrava aver inizialmente individuato tra i requisiti tecnici per l'ammissione ai due regimi (autoconsumo collettivo e comunità energetiche), al di là degli altri enunciati, due soli presupposti che direttamente ineriscono la componente impiantistica in questione: di carattere dimensionale il primo (*"impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW"*), e di natura temporale il secondo (*"entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001"*). Così intesa, la previsione avrebbe potuto interpretarsi nel senso che, al netto del requisito dimensionale di 200 kW, sarebbero rientrati nell'orbita di operatività della norma tutti gli impianti entrati in esercizio successivamente alla data del 31 marzo 2020, *ivi* compresi anche gli impianti esistenti la cui realizzazione sia stata completata in data antecedente alla data anzidetta, sebbene non ancora entrati in esercizio.

L'art. 3, lett. *d*), dell'Allegato A alla deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL sembra aver introdotto però un elemento di novità rispetto alla fonte delegante, stabilendo al riguardo che, al di là del medesimo limite dimensionale di 200 kW, è necessario che l'impianto sia entrato in esercizio in data successiva al 31 marzo 2020¹⁹ *"a seguito di nuova realizzazione"*. In verità, tale ulteriore requisito non risulta contemplato in seno al citato art. 42-bis, né appare, *prima facie*, di agevole interpretazione (quando la realizzazione dell'impianto può ritenersi *"nuova"*? è possibile ricomprendervi i casi di impianti realizzati in data antecedente al 31 marzo 2020 ma non ancora entrati in esercizio²⁰?).

La questione sembra aver trovato una prima soluzione alla luce della successiva regolamentazione attuativa rilasciata dal GSE in data 22 dicembre 2020. Nel documento il Gestore chiarisce in proposito che la nozione di *"entrata in esercizio"*,

¹⁹ Ma pur sempre *"entro i sessanta giorni solari successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva 2018/2001"*.

²⁰ La stessa nozione di *"entrata in esercizio"* sembra aver comportato non poche difficoltà interpretative in relazione alla normativa via via succedutasi; la questione non pare infatti essere stata definitivamente risolta neanche alla luce della pronuncia del Consiglio di Stato del 24 agosto 2015 n. 3984, stante che le statuizioni *ivi* espresse dal Collegio di Palazzo Spada resterebbero pur sempre circoscritte alle previsioni del D.M. del 5 maggio 2011 (cd. *"quarto conto energia"*); quadro che non pare mutato neanche dopo Cons. di Stato sent. n. 6 del 3 gennaio 2017.

Tuttavia, le Regole Tecniche rilasciate dal GSE in data 22.12.2020 sembrano in realtà fornire una puntuale definizione di *"entrata in esercizio"*, quantomeno ai fini dell'applicazione delle fattispecie *de qua*, precisando che *"la data di entrata in esercizio di un impianto o di una sezione di impianto: è la data in cui, al termine dell'intervento di realizzazione delle opere funzionali all'esercizio dell'impianto o della sezione di impianto, si effettua il primo funzionamento dell'impianto o della sezione di impianto in parallelo con il sistema elettrico, così come risultante dal sistema GAUDI"*.

che rileva nel caso di specie, va individuata nell'effettiva messa in funzione dell'impianto, o della sezione di nuova realizzazione di un impianto preesistente, con ciò pertanto lasciando propendere per una lettura che sembra valorizzare maggiormente il suddetto requisito (l'entrata in esercizio), piuttosto che il fatto che l'impianto sia di "nuova realizzazione". Non si comprende, a questo punto, per quale ragione si è precisato che l'installazione debba essere "di nuova realizzazione", dal momento che l'unico termine cui dover fare riferimento pare potersi circoscrivere alla nozione di "entrata in esercizio". È bene evidenziare al riguardo che nella prassi, sovente, si verificano casi nei quali determinati impianti, la cui realizzazione – *recte*, collaudo – interviene ad una data più risalente, non sono ancora entrati in esercizio a causa di circostanze patologiche involgenti l'iter autorizzativo di volta in volta richiesto²¹.

Degna di autonomo rilievo è poi la previsione contenuta in seno alle predette Regole Tecniche avente ad oggetto le quote di energia elettrica non autoconsumate dai partecipanti alla configurazione bensì reimmesse in rete (poiché, in ipotesi, eccedenti il fabbisogno energetico giornaliero del gruppo di riferimento). In relazione a queste è stato chiarito che in alternativa al regime del Ritiro dedicato da parte del GSE "è possibile scegliere liberamente con quali modalità valorizzare l'energia elettrica immessa in rete"²², aprendo così verso apprezzabili prospettive di *business*, non parendo illogico ritenere che quantomeno nell'ambito delle comunità energetiche – vista l'astratta capacità di usufruire di una maggior quantitativo di kW complessivi da installare – tali quote non autoconsumate potrebbero assumere flussi tali da generare profitti per niente irrisori per la comunità²³. In ipotesi, le eccedenze

²¹ Il riferimento, in particolare, è a quelle fattispecie nelle quali l'immobile che ospiterà l'impianto è ricompreso all'interno di strumenti di pianificazione o di tutela paesaggistica che rendono più difficoltoso l'espletamento dei procedimenti amministrativi volti al rilascio dei nulla osta e delle autorizzazioni necessarie, e che verosimilmente posticipano non poco la data di effettiva "entrata in esercizio".

²² Regole Tecniche GSE pag. 10: "Qualora il ritiro dell'energia elettrica non venga richiesto contestualmente all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, con riferimento a ciascun impianto di produzione le cui immissioni rilevano per la quantificazione dell'energia elettrica condivisa, è possibile scegliere liberamente con quali modalità valorizzare l'energia elettrica immessa in rete. Maggiori dettagli sul calcolo dei contributi economici sono riportati al paragrafo 6.1.". La previsione, si osserva, pare essere in linea con quanto stabilito, a monte, dalla Direttiva UE 2018/2001, i cui artt. 21 e 22 espressamente impongono agli Stati membri la creazione di un regime di libero mercato, privo di ostacoli, nel quale anche tali realtà di autoconsumo – collettivo, o in forma di comunità energetica – possano liberamente cedere (ossia *vendere*) mediante "scambi tra pari".

²³ Pur sempre nei limiti di cui all'art. 2, n. 16 lett. c) della Direttiva UE 2018/2001, il quale, si ricorderà, chiarisce che scopo delle comunità energetiche è quello di "fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari", confermando

potrebbero costituire oggetto di appositi contratti di *PPA* (*Purchase Power Agreement*) con soggetti terzi (privati o PP.AA.) o con delle ESCo, potenzialmente interessate a fornire alla comunità benefici energetici in cambio della cessione di tali quote, o costituire altrimenti il corrispettivo per la fornitura, l'installazione e la manutenzione degli impianti alla comunità o al condominio.

Queste tipologie di negozi, in un primo momento apparsi nel panorama estero, sono dapprima nate per far fronte alle esigenze di approvvigionamento energetico di lungo periodo dei grandi gruppi produttivi aventi una notevole capacità energivora²⁴. La peculiarità che connota i contratti di *Purchase Power Agreement* consiste nella solida garanzia da cui risultano assistiti. Da un canto, con essi le parti (*seller* e *buyer/purchaser*) possono addivenire alla conclusione di un accordo sul prezzo dell'energia – di norma supportato da clausole di medio-lungo termine - in grado di risolvere, o quantomeno attenuare, le problematiche connesse all'andamento dei prezzi di mercato, garantendo quindi maggiore certezza e stabilità nei rapporti e negli investimenti. Dall'altro, i negozi in questione risultano sovente inseriti all'interno di un accordo di più ampia portata, avente ad oggetto la realizzazione di grandi impianti IAFR (*utility scale*), destinati a operare in regime di "*market parity*"²⁵, intervenendo a garanzia della cd. "bancabilità" di tali opere.

Detti contratti, se assistiti da un corretto intervento regolatore, potrebbero offrire un importante contributo all'interno di queste configurazioni²⁶. I *PPA*, infatti, qualora negoziati su specifiche piattaforme che favoriscano l'incontro tra domanda e offerta, potrebbero costituire un supporto finanziario importante per le configurazioni in commento, stante che, come detto, di norma sono assistiti da garanzie di lungo periodo di rientro dell'investimento²⁷. In questa prospettiva, è auspicabile

l'impostazione generale all'interno della quale si ritiene debbano interpretarsi le disposizioni in commento, e cioè che l'unico criterio guida con il quale orientare le scelte della comunità debba essere quello di massimizzare le quote di energia autoconsumate piuttosto che profittare diversamente degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione a terzi.

24 In una prima fase venivano infatti definiti come "*Corporate PPA*", e cioè accordi riguardanti la fornitura di energia elettrica tra un grande produttore/venditore e un gruppo societario/imprenditoriale, tali da garantire a quest'ultimo stabilità e certezza finanziaria per l'acquisto della risorsa energetica.

25 Ovvero non ammessi ai regimi di incentivazione sulla produzione di energia da fonte rinnovabile.

26 Oltre che, in generale, favorire la *market parity* di eolico e fotovoltaico.

27 Al fine di agevolare ancor più la stipula di contratti di *PPA*, si è inoltre discusso circa la convenienza di introdurre un'agevolazione fiscale, in termini di detrazione, per gli *off-taker* in proporzione al rischio legato all'andamento dei prezzi dell'energia elettrica nel lungo periodo, per maggiori dettagli si rinvia al contenuto della *Relazione Sbloccare lo sviluppo delle rinnovabili in Italia*, contributo conclusivo dell'edizione 2020 di *PPA Committee*, il network di aziende promosso da *REF-E*, *Public Affairs Advisors* e *Herbert*

l'introduzione di una disciplina che ammetta la stipula degli accordi in questione in deroga rispetto alle previsioni che regolano il recesso unilaterale senza costi e penali dai contratti di fornitura di energia elettrica, dato, questo, che costituisce ad oggi il maggiore ostacolo al ricorso diffuso ai contratti in questione²⁸. Conseguentemente, occorrerebbe poi implementare una apposita piattaforma regolatoria, accessibile e trasparente, in grado di agevolare quanto più possibile l'incontro della domanda (da parte di *off-taker*) con l'offerta di energia dei piccoli e dei meno piccoli *prosumers*²⁹, che faccia da stimolo alla diffusione dei *PPA* su larga scala, assistiti da clausole di garanzia sui prezzi in un orizzonte temporale ampio, di oltre 10 anni³⁰.

Per ciò che concerne, invece, gli aspetti più propriamente regolatori dell'autoconsumo collettivo e delle CER, la delibera ARERA in commento, nel complesso, sembra confermare l'impostazione già consacrata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel del 1° aprile 2020. Viene infatti convalidata la scelta di un modello regolatorio di tipo virtuale, idoneo cioè a scongiurare investimenti per la realizzazione di reti di distribuzione private, che pertanto consente di usufruire delle

Smith Freehills per approfondire e sviluppare le migliori soluzioni regolatorie e giuridiche per incentivare la diffusione dei *Renewable Power Purchase Agreement (PPA)* nel nostro Paese.

28 Non per niente, in seno al d.d.l. avente ad oggetto la legge di delegazione europea 2019

(<https://documenti.camera.it/leg18/pdl/pdf/leg.18.pdl.camera.2757.18PDL0119340.pdf>), viene evidenziata la necessità di *“semplificare e stimolare il ricorso a strumenti, aggiuntivi ai meccanismi di incentivazione economica, per incrementare il consumo di energia da fonti rinnovabili, ivi inclusi gli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine”*.

29 Si rammenta in proposito che con il Decreto FER 1 il Governo italiano era intervenuto demandando al GME, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto (31/12/2019), l'avvio di una consultazione pubblica volta alla predisposizione di una disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili.

30 Degna di nota è al riguardo la proposta formulata da M. Cantamessa del Politecnico di Torino e CVA S.p.A. a.s.u. in sede di audizione alla X Commissione - Attività Produttive della Camera dei Deputati avente ad oggetto l'indagine conoscitiva sulle *“Prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale al Piano Nazionale Energia e Clima per il 2030”*, ove, tra le altre, si suggerisce al riguardo di *“favorire la creazione di modelli standard facilmente scambiabili ed accessibili a diversi tipi di consumatori e soggetti aggregatori che operino per conto di consumatori corporate, commerciali o residenziali di piccole o medie dimensioni”*, ma soprattutto di *“prevedere obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (tramite Consip), nell'ambito del Green Public Procurement, sottoscrivendo contratti a lungo termine”*, superando cioè i limiti attuali che prevedono la durata massima di 2 anni per la stipula dei contratti di approvvigionamento energetico. Occorre in proposito considerare che la domanda di energia elettrica riferibile alle amministrazioni pubbliche in Italia ammonta a 4.5 TWh, a cui si aggiungono 6 TWh di illuminazione pubblica, cifre che rappresentano circa il 4% della richiesta elettrica nazionale per un ammontare di spesa che complessivamente supera il miliardo di euro ogni anno.

strutture di rete già esistenti. Tale scelta, a rigor di logica, presupporrà una partecipazione attiva da parte dei soggetti distributori locali (DSO), nei confronti dei quali il provvedimento dell'autorità conferma l'assoluta centralità nell'attività di messa a disposizione delle informazioni di cui il gestore e i singoli avranno bisogno al fine di implementare le configurazioni in commento³¹.

Il documento definisce poi i requisiti oggettivi e soggettivi per l'accesso al servizio di valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa, l'iter procedimentale, nonché i termini della regolazione economica dell'energia condivisa³², da qui demandando al GSE la regolamentazione delle modalità e delle tempistiche di erogazione del contributo, ivi compresa la predisposizione degli schemi contrattuali contenenti gli elementi minimi e le clausole *necessarie* per la presentazione dell'istanza. Ne risulta un quadro regolatorio cui per diversi aspetti consegue una sostanziale – ontologica - diversità di contenuti tra le due fattispecie in commento, motivo per il quale, nel prosieguo, si è scelto da darne conto distinguendo le previsioni specificamente dedicate all'autoconsumo collettivo da quelle peculiari che vengono in essere in una comunità energetica.

3.1 (segue) Autoconsumo collettivo.

Più in dettaglio, la delibera del 4 agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL, intervenuta in attuazione dell'art. 42-bis del D.L. n. 162/2019, ha sciolto diversi nodi rimasti irrisolti in seno alla fonte delegante, definendo a tal fine alcune importanti questioni, tra le quali preme segnalare:

- a) il superamento della definizione di condominio contenuta nel precedente documento per la consultazione 112/2020/R/eel, in luogo di un più chiaro rinvio alle disposizioni di cui agli artt. 1117 e 1117-bis del Codice Civile. Il rinvio alle disposizioni del Codice pare potersi motivare in ragione della maggiore

31 Giova rammentare in proposito che il par. 9.3 dell'allegato A della deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL stabilisce che *“Le imprese distributrici competenti trasmettono al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto e secondo modalità definite dal medesimo GSE sentiti i gestori di rete, i seguenti dati e informazioni relativi a ciascun referente:*

- a) *tipologia dei punti di connessione ai sensi del TIS;*
- b) *tipologia di punto di prelievo come definita dall'articolo 2, comma 2.2, del TIT;*
- c) *nel caso delle comunità di energia rinnovabile, la cabina secondaria a cui sono connessi i punti di connessione presenti nella configurazione, qualora tale informazione non sia già nella disponibilità del GSE”.*

32 Rispettivamente, artt. 3, 4 e 8 della deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL.

- idoneità di tali due fattispecie a consentire l'estensione della disciplina in commento anche ai casi di cd. supercondomini o di immobili a schiera;
- b) fermo restando il limite per l'accesso all'incentivazione nei casi di impianti collocati a terra in aree agricole, la delibera ARERA ha poi chiarito che l'energia che rileva ai fini dell'incentivo sull'autoconsumo può derivare anche da impianti realizzati in aree comuni di ciascun edificio;
- c) in ordine alla figura di *referente* del gruppo di autoconsumo, la delibera precisa che detto incarico possa essere ricoperto tanto dal soggetto produttore, quanto dal legale rappresentante dell'edificio o del condominio, al fine di consentire una maggiore terzietà e flessibilità nell'istruttoria con il GSE, ovvero per tutte le vicende connesse alla gestione della configurazione. A costui dovrà infatti conferirsi apposito mandato al fine dell'espletamento delle pratiche presso il Gestore di rete per l'ammissione al regime di incentivazione;

Sulla base di queste premesse, la costituzione di un'iniziativa di autoconsumo in forma collettiva presupporrà la volontarietà della partecipazione, potendo quindi ipotizzarsi un uso della cosa comune a favore solo di alcuni. In pratica, una volta acquisito il consenso di almeno 2 diversi titolari di punti di connessione (POD) presenti all'interno del medesimo complesso immobiliare - che rileva ai sensi di quanto enunciato *sub a)* - occorrerà stabilire il regime mediante il quale procedere alla installazione dell'impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile, potendosi optare in astratto per l'acquisto diretto da parte di uno o più dei partecipi - salvo regolamentare mediante appositi accordi interni un diverso riparto dell'incentivo erogato dal GSE di modo da valorizzare l'investimento iniziale³³ - oppure procedere mediante la stipula di contratti con un soggetto terzo (quale, per es., potrebbe essere una ESCo, che in cambio si impegna a realizzare l'impianto o a fornire altri servizi energetici) al fine di conseguire il godimento sulla soluzione impiantistica pattuita in luogo della proprietà.

La delibera in commento, in proposito, introduce una precisa condizione nell'eventualità che gli autoconsumatori facenti parte della configurazione non siano al contempo proprietari dell'impianto, stabilendo che *"L'impianto di produzione dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché il soggetto terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile"*³⁴. Da qui, pertanto, non sembra erraneo dedurre che la soluzione negoziale che potrà maggiormente soddisfare il requisito contenuto nell'ultimo inciso della disposizione appena richiamata sarà quella che

³³ garantendo così *"la redditività degli investimenti"*.

³⁴ art. 1, co. 1.1, lett. a) Allegato A, deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL.

riconoscerà al soggetto utilizzatore/detentore dell'impianto i maggiori spazi di autonomia nell'adozione delle scelte connesse alle vicende del gruppo di autoconsumo.

In questa prospettiva, al fine di facilitare il più possibile l'acquisizione dei consensi necessari e sufficienti a dar vita al gruppo di autoconsumo collettivo (ma stesso discorso potrebbe farsi per le comunità energetiche), la costituzione di una iniziativa in tal senso potrebbe forse inquadrarsi nell'ambito delle innovazioni di cui al n. 2 del comma secondo dell'art. 1120 c.c., a mente del quale *“le opere e gli interventi previsti [...] per la produzione di energia mediante l'utilizzo di impianti di cogenerazione, fonti eoliche, solari o comunque rinnovabili da parte del condominio o di terzi che conseguano a titolo oneroso un diritto reale o personale di godimento del lastrico solare o di altra idonea superficie comune”* sono approvati *“con la maggioranza indicata al secondo comma dell'art. 1136”*, ovvero costituita dalla maggioranza degli intervenuti all'assemblea condominiale rappresentante al contempo la metà del valore dell'edificio, piuttosto che l'unanimità.

Sul punto, preme segnalare una recente pronuncia³⁵ delle Sezioni Unite della Corte di Cassazione il cui contenuto pare potersi accogliere con favore nell'ottica degli sviluppi futuri della disciplina in commento. La decisione - vertente su un contratto di concessione in godimento del lastrico condominiale per l'installazione di un ripetitore da parte di una compagnia telefonica - affronta fino in fondo la diversa natura che può assumere il negozio traslativo del diritto reale di godimento del lastrico solare condominiale. In particolare, secondo gli Ermellini la volontà delle parti, che può talvolta esprimersi nel senso di attribuire all'accordo effetti reali, costituendo un diritto di superficie, talaltra può invece assumere i contorni di un accordo avente effetti meramente obbligatori, mediante un contratto atipico di cessione *ad aedificandum* di natura personale, con rinuncia del concedente all'accessione, non necessita che il condominio manifesti l'unanimità dei consensi qualora il contratto di cessione in godimento abbia una durata inferiore ai nove anni, essendo nel primo caso sufficiente la sola maggioranza dei condomini.

Del resto, il Codice Civile sembra contemplare già diversi istituti idonei a regolamentare le vicende intorno alle quali si sviluppa una realtà di autoconsumo collettivo. Per esempio, l'art. 1121 c.c. riconosce una forma di tutela nei confronti dei condomini dissenzienti, ammettendo in proposito l'esclusione di costoro dalla partecipazione ai costi necessari alla realizzazione ed alla manutenzione dell'intervento. Del pari, in considerazione della struttura necessariamente *“aperta”* delle configurazioni in commento - dovendosi in ogni caso consentire in qualsiasi

35 Sentenza a Sezioni Unite n. 8434 del 30/04/2020.

momento l'ingresso e la fuoriuscita – il disposto dell'ultimo comma dell'art. 1121 c.c. stabilisce che *“i condomini e i loro eredi o aventi causa possono tuttavia, in qualunque tempo, partecipare ai vantaggi dell'innovazione, contribuendo alle spese di esecuzione e di manutenzione dell'opera”*, configurando un diritto potestativo in capo ai condomini (dapprima) dissenzienti di *“partecipare ai vantaggi”* in un momento successivo, contribuendo in modo diretto all'obiettivo della riduzione (o tutt'al più al recupero) dei costi di realizzo.

Tenuto conto dell'incentivo appositamente introdotto dal D.M. MiSE del 16 novembre 2020 (pari ad € 100/MWh per l'autoconsumo collettivo), in vista dell'obiettivo di massimizzare quanto più possibile la quota di energia destinata all'autoconsumo in luogo di quella reimmessa in rete³⁶, è quindi auspicabile che tutti i condomini prendano parte a dette configurazioni, stante che una maggiore adesione implica verosimilmente una maggiore diversificazione dei consumi in prospettiva di una più ampia copertura delle fasce orarie giornaliere.

Infine, circa la regolazione dei rapporti interni tra i partecipanti³⁷, la normativa di rango secondario pare rimettere interamente all'autonomia negoziale delle parti la disciplina relativa ai termini con cui valorizzare l'energia elettrica condivisa, nonché *“alla gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE”*, da definire per il tramite di appositi *“contratti di diritto privato”*³⁸, da stipularsi ad una data che precede l'inoltro dell'istanza presso il GSE³⁹. Come detto, in tale ipotesi le previsioni regolamentari riservano un ruolo di assoluto rilievo alla figura del *“referente”* (o

36 Obiettivo più agevolmente conseguibile per il tramite della installazione di appositi sistemi di accumulo di potenza tale da consentire di usufruire della tariffa incentivante di cui al D.M. MISE del 16 novembre 2020 anche nelle ore in cui v'è un calo di produzione dovuto alle caratteristiche della fonte prescelta. Detta opzione sembra da preferire anche tenuto conto del contenuto dell'art. 42-bis, co. 4 lett. c) del D.L. n. 162/2019, il quale stabilisce e ammette che la condivisione di energia da computare ai fini dell'autoconsumo istantaneo *“può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nel perimetro di cui alla lettera d) o presso gli edifici o condomini di cui alla lettera e)”*.

37 Anche di una comunità energetica, stante la previsione per cui *“Nel caso di comunità di energia rinnovabile i contenuti sopra elencati sono parte integrante dello Statuto e/o nell'atto costitutivo della medesima comunità”*.

38 art. 2.1.1 Regole tecniche GSE, ove vengono enunciati i contenuti *“minimi”* che questo deve assumere, e segnatamente:

- 1) *prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;*
- 2) *individua univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa a cui i soggetti possono, inoltre, demandare la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE;*
- 3) *consente ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati”*.

anche “operatore”), atteso che, tra gli altri, è ad egli che viene sostanzialmente demandata l’esecuzione delle disposizioni concordate dai partecipi.

3.2 (segue) Comunità Energetiche.

Sul fronte della regolamentazione dedicata alle comunità energetiche, ARERA ha dato seguito al rinvio disposto dall’art. 42-bis, definendo ulteriori profili regolatori sulla scorta delle previsioni contenute nella fonte delegante.

In primo luogo, l’Autorità di Regolazione ha fornito precise indicazioni riguardo la forma giuridica che potrebbero assumere tali soggetti, suggerendo al riguardo di attingere alla disciplina dei cd. enti del terzo settore, così come definiti dall’art. 4 del d.lgs. del 3 luglio 2017 n. 117⁴⁰, ovvero quella delle cooperative a mutualità prevalente o cooperative a mutualità non prevalente, cooperative benefit, consorzi, partenariati e organizzazioni senza scopo di lucro⁴¹. Chiaramente, gli statuti delle CER dovranno rispettare i requisiti dettati dall’art. 42-bis del d.l. n. 162/2019, in conformità alla Direttiva UE 2018/2001, oltre che conformarsi alle previsioni “minime” statutarie atte a comprovare la ricorrenza di tutti gli altri requisiti richiesti per i singoli soci partecipi e per gli impianti di produzione. La verifica circa la sussistenza di tutti i requisiti per l’accesso ai regimi è demandata al GSE.

Una notazione particolare merita poi la previsione⁴² per cui i membri della CER possono essere soltanto i soggetti titolari di punti di connessione (POD) che afferiscono alla medesima cabina di trasformazione secondaria MT/BT, e cioè i soli produttori e/o clienti finali che si trovano all’interno del perimetro anzidetto, con ciò, in sostanza, introducendo un elemento di novità rispetto a quanto stabilito dalla Direttiva UE 2018/2001. Sul punto la disciplina di fonte europea non sembra infatti porre limitazioni di tal tipo, stabilendo in proposito che i membri della comunità possano essere “*persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni*

39 Precisando ulteriormente in proposito che “*il contratto può essere costituito anche dal verbale di delibera assembleare firmato dai condòmini che aderiscono al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*”.

40 con conseguente obbligo di iscrizione al registro unico nazionale del terzo settore di cui all’art. 22 del medesimo decreto legislativo.

41 La forma della società cooperativa, secondo alcuni, sarebbe da preferire rispetto alle altre in considerazione di una maggiore compatibilità della struttura tipica cui accede rispetto alle esigenze di *governance* e di tutela dei terzi che vengono in rilievo nell’esercizio dell’attività di impresa, E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, in *Orizzonti di Diritto Commerciale*, Fascicolo 1/20, pag. 120.

42 Già contenuta in seno al comma 3 lett. d) dell’art. 42-bis del d.l. 162/2019.

comunali ⁴³, senza nulla dire circa l'eventuale collocazione territoriale di tali soggetti rispetto all'ambito in cui opera la CER⁴⁴.

Così inteso, il requisito introdotto dall'art. 42-bis del d.l. 162/2019 sembra porre un ingiustificato limite alla partecipazione alla CER⁴⁵, soprattutto in quelle ipotesi nelle quali la partecipazione alla comunità, seppur nei termini stabiliti dalla lett. b) della norma⁴⁶, avrebbe potuto costituire un incentivo all'investimento da parte di soggetti interessati a fornire alla comunità servizi energetici di vario tipo⁴⁷. Sul punto, le previsioni dell'Autorità di regolazione ripropongono il medesimo "requisito-limite" anzidetto, precisando inoltre che i partecipanti alla comunità debbano rilasciare un apposito mandato al soggetto referente – che nel caso delle CER, differentemente dall'autoconsumo collettivo, corrisponde con la comunità stessa – affinché quest'ultimo richieda al GSE l'accesso al regime di incentivazione dell'energia elettrica condivisa⁴⁸. In altri termini, oltre alla necessaria titolarità di un punto di connessione alla cabina secondaria MT/BT cui accedono tutte le utenze della CER, la

43 art. 2, punto 16), lett. b), Direttiva UE 2018/2001.

44 Tra i requisiti contemplati alle lett. a), b) e c), punto 16), dell'all'art. 2 della Direttiva UE 2018/2001 non si rinviene alcun ulteriore requisito in ordine alla maggiore o minore *vicinitas* dei membri della CER rispetto alla (sede, si intende, della) comunità stessa. L'unica e sola condizione che più direttamente inerisce alla necessaria vicinanza dei soggetti membri riguarda quella relativa al controllo *effettivo* della CER, riservato ai soli soci "*situati nelle vicinanze degli impianti di produzione*", e che così intesa lascerebbe in realtà intendere che la partecipazione alla CER non debba necessariamente essere riservata soltanto a coloro i quali si trovino *nelle vicinanze*, come invece richiesto dalla previsione interna.

45 Considerato peraltro che la Direttiva UE 2018/2001 offre già un argine di tutela a salvaguardia dei membri che risiedono in prossimità degli impianti di produzione, prevenendo in loro favore che gli indirizzi sull'amministrazione e sulla gestione della comunità debbano in ogni caso essere definiti dai soli soci che si trovino *nelle vicinanze* degli impianti di produzione, attribuendo quindi alla partecipazione di soggetti "estranei" al contesto locale di riferimento un ruolo di minor rilievo.

46 Secondo cui "*la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale*", cui si aggiunge l'ulteriore precisazione intervenuta in seguito al rilascio degli Schemi di Regolazione da parte del GSE per cui "*è necessario che il codice ATECO prevalente dell'impresa privata sia diverso dai codici 35.11.00 e 35.14.00*", ovvero quello relativo alla commercializzazione e produzione di energia elettrica; art. 2.3.1 Regole Tecniche GSE.

47 Si pensi sempre al caso di una ESCo, non avente la titolarità di punti di connessione alla medesima cabina secondaria MT/BT cui fa riferimento la CER, interessata a realizzare lavori di efficientamento energetico agli edifici della comunità a fronte della garanzia del conseguimento dell'incentivo sull'energia condivisa, da liquidarsi tramite una quota fissa di utili attribuita alla ESCo sulla base di una apposita previsione statutaria.

48 art. 3, co. 3.2, lett. c), Allegato A, deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL, "*i membri ovvero azionisti della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente, coincidente con la comunità di energia rinnovabile, per la richiesta di accesso alla valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*".

delibera pare introdurre una ulteriore previsione circa l'obbligo dei membri di conferire mandato alla medesima comunità energetica per l'attivazione del regime di incentivazione dell'energia condivisa, con ciò delimitando ancor più il contenuto che può assumere la partecipazione a tali configurazioni⁴⁹.

In verità, la lettura congiunta dei due requisiti contemplati nella disciplina transitoria suggerisce forse di riconsiderare tali configurazioni sotto altra lente prospettica, intese cioè quali modeste realtà in grado di attrarre nella propria orbita di operatività i soli soggetti (pubblici o privati) posti all'interno di un raggio territoriale alquanto circoscritto, i cui interessi - in prevalenza, quantomeno in una prima fase - ruotano attorno all'obiettivo comune di massimizzare l'autoconsumo e la condivisione per l'autoconsumo dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili di cui la comunità ha la proprietà ovvero la disponibilità, sebbene il dettato europeo non pareva essersi posto in questi termini⁵⁰.

In secondo luogo, viene ulteriormente definito il contenuto del limite di cui alla lett. b), terzo comma, del citato art. 42-bis⁵¹, prevedendo in proposito che, nei casi in cui la partecipazione alla CER non involge in modo prevalente l'attività del soggetto partecipante, la restante (maggioritaria) componente dell'attività sociale non può in ogni caso essere quella di produzione (codice ATECO 35.11.00) e commercializzazione (codice ATECO 35.14.00) di energia elettrica⁵²; ciò anche al fine di favorire quelle iniziative intraprese direttamente da cittadini e imprese locali. Occorre in proposito rammentare che la chiave di lettura in forza della quale pare corretto interpretare tali nuove figure, al di là dell'obiettivo accennato di massimizzare il più possibile le quote di energia destinate alla condivisione per l'autoconsumo, potrebbe individuarsi tanto alla luce del principio di *democraticità*,

49 Risultando chiaro a questo punto che la partecipazione ad una comunità energetica richieda tanto la necessaria titolarità di un punto di connessione (POD) ubicato nel perimetro della sola cabina secondaria MT/BT cui accedono le utenze degli altri membri della comunità (requisito territoriale), quanto l'obbligo di richiedere il regime di condivisione dell'energia prodotta dagli impianti conferendo mandato alla comunità per il deposito dell'istanza al GSE (requisito di scopo).

50 Si consideri infatti che l'art. 22 della Direttiva Ue 2018/2001 stabilisce al par. 4 lett. f) che *"la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili"*, prevedendo addirittura al par. 6 che *"Gli Stati membri possono prevedere che le comunità di energia rinnovabile siano aperte alla partecipazione transfrontaliera"*. L'auspicio, pertanto, è che in sede di recepimento della REDII verrà riconsiderato il limite dimensionale relativo al perimetro della cabina secondaria MT/BT, poiché fortemente limitativo delle reali prospettive di sviluppo delle comunità energetiche.

51 Sopra richiamato nella nota n. 34.

52 art. 2.3.1 Regole Tecniche GSE, *"Per il soddisfacimento del requisito di cui alla lettera c), è necessario che il codice ATECO prevalente dell'impresa privata sia diverso dai codici 35.11.00 e 35.14.00"*.

quanto in quello di “*prossimità*”. Ne consegue quindi la necessità di valorizzare il contributo offerto da ciascuno dei partecipi (sulla scorta, ove possibile, del modello *one-head, one-vote*), rendendo ogni socio protagonista dei processi decisori attorno ai quali ruota la vita della comunità energetica, scongiurando, al contempo, la creazione di CER il cui fulcro decisionale faccia in realtà capo a soggetti lontani dal perimetro dei destinatari dei “*benefici ambientali, economici o sociali*”⁵³.

La previsione regolamentare, tuttavia, non sembra consentire un agevole bilanciamento tra i due principi appena evocati. Da un canto, essa stabilisce che il controllo *effettivo* della comunità energetica sia riservato ai soli membri che si trovano *nelle vicinanze* degli impianti di produzione⁵⁴; dall’altro, lascia intendere che i soggetti destinatari dei *benefici* dell’attività della CER, in ipotesi, potrebbero anche non coincidere con i medesimi aventi l’*effettivo* controllo sulla comunità, poiché, per es., situati in un’area del perimetro della cabina secondaria MT/BT alquanto distante dagli impianti di produzione, e pertanto non *nelle vicinanze*⁵⁵. In questi termini, la delibera in commento non sembra aver detto qualcosa in più rispetto alla fonte europea⁵⁶, con la conseguenza che una lettura rigorosa del requisito della vicinanza agli impianti di produzione renderebbe di fatto impossibile la realizzazione di una CER ove sia al contempo garantita la piena partecipazione di tutti i soci alle scelte decisionali.

Resta inteso che, diversamente dalle ipotesi di autoconsumo collettivo, su questo versante il ruolo del soggetto distributore locale (DSO) dovrà essere accompagnato

53 In verità, la formulazione contenuta in seno alla Direttiva UE 2018/2001 - di cui all’art. 1, punto 16, lett. c), pedissequamente riproposta nel corpo della delibera ARERA in commento - sembra lasciare ampi margini interpretativi sul punto. È di fatto demandata all’interprete la scelta di considerare tali obiettivi come alternativamente diretti in favore dei “*propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera*”, ove l’utilizzo della disgiunzione “*o*” potrebbe quindi intendersi nel senso che gli effettivi beneficiari possano essere soggetti - in parte - diversi dai membri della CER ma tuttavia insediati all’interno del perimetro della comunità, pur non facendone parte. La questione era stata già evidenziata da M. Meli, *Autoconsumo di energia rinnovabile e nuove forme di energy sharing*, in Nuove leggi civ. comm., 3/2020, pag. 646.

54 art. 1, par. 1.1, lett. C), Allegato A, deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL.

55 Definizione che, allo stato, non pare essere stata ulteriormente sviluppata. Rimane infatti ancora poco chiaro quale possa essere l’effettivo perimetro all’interno del quale un socio della comunità energetica possa integrare il requisito della *vicinitas*, considerato peraltro che tale attributo sembra essere al momento l’unico spartiacque cui fare riferimento per definire quali soci della complessiva compagine sociale siano quelli deputati al *controllo effettivo*.

56 La questione era stata già evidenziata dallo scrivente in sede di primo commento alla disciplina introdotta dalla Direttiva UE 2018/2001 in *Il diritto a produrre energia e le nascenti figure dei Prosumers e delle Renewable Energy Communities*, in www.retambiente.it, 2019, par. 6, nota 54.

da assoluta celerità e semplificazione procedimentale al fine di poter agevolmente individuare i potenziali aderenti alla comunità energetica. Occorre infatti tenere in conto la necessità di definire in tempi rapidi uno strumento che consenta a chiunque di usufruire tramite un portale web di tutte le informazioni utili ad individuare il perimetro della cabina MT/BT entro cui si colloca il proprio punto di connessione. In questo modo, risulterà più agevole prendere parte attivamente alla costituzione della comunità energetica, o semplicemente potervi aderire. In altri termini, sarebbe auspicabile che i clienti finali siano effettivamente messi nelle condizioni di accedere ad un regime informativo di più ampio raggio rispetto all'attuale, poiché maggiormente accessibile ed idoneo a fare da connettore tra i potenziali soci della comunità.

A tal proposito, per stimolare i soggetti distributori ad assumere le determinazioni necessarie all'individuazione di detti contorni perimetrali, la delibera ARERA del 4 agosto 2020 stabilisce che l'individuazione dei punti di connessione sottesi alla medesima cabina secondaria possano anche ricostruirsi in via convenzionale⁵⁷, e ciò fermo restando, per quanto qui rileva, l'obbligo informativo posto in capo ai DSO di trasmettere al GSE tramite il portale informatico appositamente predisposto i dati e le informazioni concernenti *“la cabina secondaria a cui sono connessi i punti di connessione presenti nella configurazione, qualora tale informazione non sia già nella disponibilità del GSE”*⁵⁸. Non per niente, per le stesse ragioni di celerità e semplicità procedimentale - nonché al fine di tutelare i diversi utenti (clienti finali e/o produttori) facenti parte della comunità di energia rinnovabile - è stato anche precisato che il perimetro inizialmente definito sulla base della cabina MT/BT, in riferimento alla quale viene costituita la comunità energetica, rimanga il medesimo anche nel caso in cui il distributore locale intenda apportare modifiche strutturali che potrebbero alterare l'iniziale perimetrazione delle unità di consumo e/o degli impianti di produzione dei soggetti facenti parte della CER.

Sotto altro profilo, con la delibera in commento è stata poi meglio chiarita la distinzione tra il proprietario degli impianti di produzione e il mero detentore. È stato al riguardo stabilito che quest'ultimo - il detentore dell'impianto - è soltanto colui il quale ne ha la piena disponibilità sulla base di un valido titolo, quale, in ipotesi, la locazione, il comodato d'uso, nonché l'usufrutto⁵⁹. Similmente, il documento precisa che il soggetto produttore non deve necessariamente coincidere

⁵⁷ art. 9 Allegato A, deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL.

⁵⁸ art. 9.3 Allegato A, deliberazione ARERA del 4 Agosto 2020 n. 318/2020/R/EEL; sebbene il primo comma del medesimo art. 9, seppur in via transitoria, precisa che *“In fase di prima attuazione, al fine di semplificare le verifiche di cui al comma 4.6, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, i gestori di rete trasmettono al GSE tali informazioni mediante modalità semplificate e concordate tra le parti”*.

con il proprietario degli impianti, ovvero con la stessa comunità energetica, potendo questi essere anche un terzo intestatario dell'officina elettrica di produzione, e cioè l'intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione, responsabile pertanto dell'esercizio dell'impianto medesimo. In ogni caso, ciò che rileva maggiormente riguarda la precisazione per cui in tale più ampio tipo di configurazione, differentemente dall'autoconsumo collettivo, il referente ai fini dell'applicazione delle disposizioni in commento sia sempre la CER, in quanto soggetto giuridico dotato di autonoma personalità che detiene – a vario titolo - gli impianti di produzione. Ne consegue che la comunità energetica potrebbe optare per non sostenere alcun costo di acquisto degli impianti, stipulando appositi accordi con imprese che si impegnano a concedere in godimento questi ultimi a fronte di un corrispettivo, il quale, in ipotesi, potrebbe ricavarsi dallo stesso incentivo erogato dal GSE, nonché dal controvalore derivante dalla stipula di appositi contratti di *PPA* (*Purchase Power Agreement*) per l'acquisto dell'energia non autoconsumata, assistiti da clausole di medio-lungo termine, che rendano appetibile l'accordo sull'energia ceduta da parte dei soggetti che si impegnano a realizzare gli impianti⁶⁰.

In terzo luogo, con la pubblicazione del D.M. Mise del 16 novembre 2020, viene confermato anche per le comunità energetiche l'obiettivo di massimizzare il più possibile, come detto, la quota di energia destinata all'autoconsumo dei soggetti partecipanti, anche tramite appositi sistemi di accumulo. Ciò comporterà verosimilmente che la nascita di una comunità energetica presuppone a monte lo studio e l'analisi dei consumi dei soggetti partecipi, al fine di includere all'interno

59 art. 1 lett. o), Allegato A, delibera ARERA 318/2020/R/EEL, ai sensi del quale: *“l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili detenuto dalla comunità di energia rinnovabile è un impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili del quale la comunità di energia rinnovabile ha la proprietà ovvero la piena disponibilità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (quali, a titolo d'esempio, usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso), a condizione che la mera detenzione o disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo diverso dalla proprietà non sia di ostacolo al raggiungimento degli obiettivi della comunità”*.

60 In quest'ottica, il ricorso al *crowdfunding* potrebbe rivelarsi un utile strumento di aggregazione e raccolta delle risorse necessarie e dar vita ad una comunità energetica. Si pensi, per esempio, ai progetti promossi da Edison nel nord Italia indirizzati alla raccolta di fondi mediante cui finanziare la realizzazione di mini-impianti per le comunità locali, al contempo riconoscendo ai sottoscrittori dell'iniziativa un rendimento a tasso fisso. Tali iniziative, secondo alcuni, sarebbero inoltre in grado di agevolare gli *iter* autorizzativi degli impianti, giacché favorirebbero anche la partecipazione diretta delle pubbliche amministrazioni agli interessi della comunità, facendo quindi convergere gli interessi economici dei privati partecipanti con le opportunità di matrice politica. Sul punto, si rinvia al contributo di GB Zorzoli, *Rendere le rinnovabili socialmente convenienti*, in *ENERGIA 2.20*, pagg. 50-56.

dell'iniziativa una compagine alquanto differenziata di utenze⁶¹ (per es. famiglie, uffici, servizi, ricariche veicoli, imprese, p.a.) di modo da destinare alle quote di eccedenza da cedere alla rete il minor quantitativo di energia possibile. Per tali motivi, risulta chiaro che una profilazione del genere richiederà un contributo non indifferente da parte dei DSO e del soggetto gestore, come sopra detto.

In ogni caso, occorre considerare che l'ambito di applicazione della tariffa incentivante stabilita dal D.M. MiSE del 16 novembre 2020 resta pur sempre confinato alle sole comunità energetiche (e configurazioni in autoconsumo collettivo) entrate in esercizio a far data "dal 1° marzo 2020 ed entro i sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del provvedimento di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001"⁶², da qui potendosi dedurre che detta modalità di incentivazione potrebbe non essere riconosciuta nei medesimi termini in sede di recepimento della Direttiva REDII⁶³. Ciò, per un verso, comporterà che le future comunità energetiche potrebbero non necessariamente puntare all'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo e, dall'altro, che la "multisettorialità" sopra evocata potrebbe invero volgere verso altri orizzonti di *business*⁶⁴.

Da questo punto di vista, occorre però considerare che il disegno di legge avente ad oggetto la legge di delegazione europea 2019 - approvato in senato in data 23/10/2020, e trasmesso alla Camera per l'esame in commissione in data 29 ottobre 2020 - contempla all'art. 5, comma primo, lett. f) appositi meccanismi di incentivazione tesi a valorizzare e incentivare la partecipazione alle comunità

61 E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, in *Orizzonti di Diritto Commerciale*, Fascicolo 1/20, pag. 94 e ss. il quale, in prospettiva, sembra auspicare con favore la possibilità di costituire comunità energetiche "multisettoriali", evidenziando in particolare che "le stesse attività energetiche potrebbero garantire un flusso finanziario adeguato a sostenere altre attività (meno redditizie o addirittura non economiche, ma) ritenute necessarie per lo sviluppo sostenibile della relativa popolazione beneficiaria".

62 art. 1 co. 2 D.M. MISE 16 novembre 2020.

63 Sebbene, occorre precisare, la Direttiva UE 2018/2001 stabilisca che gli Stati membri debbano provvedere apposite misure volte a incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili, nei limiti in cui ciò non vada a inficiare "la stabilità finanziaria dei regimi di sostegno dell'energia rinnovabile".

64 Per un maggiore approfondimento sulle diverse prospettive di *business* cui è possibile accedere per il tramite di una CER, si rinvia al contenuto del Report 2020 pubblicato dal Joint Research Centre (JRC), il quale evidenzia i risultati di diverse iniziative a livello unionale concernenti diversi modelli di *business* sviluppati all'interno di contesti di *energy communities*, https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119433/energy_communities_report_final.pdf.

energetiche sulla scorta degli incentivi già stabiliti dal D.M. MiSE del 16 novembre 2020⁶⁵.

3.3 (segue) Il D.M. MiSE del 16 novembre 2020: gli incentivi.

In questo contesto si innesta il provvedimento adottato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 16 novembre 2020 (pubblicato nella GU Serie Generale n.285 del 16-11-2020)⁶⁶, anch'esso rilasciato in attuazione dell'art. 42-bis del D.L. n. 162/2019, volto a promuovere l'autoconsumo in forma collettiva o in forma di comunità energetica, anche tramite l'impiego dei sistemi di accumulo⁶⁷. La misura dell'incentivo, riconosciuto per un periodo di 20 anni ed erogato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), è pari a 100 €/MWh per le configurazioni di autoconsumo collettivo e 110 €/MWh per le comunità energetiche rinnovabili, restando esclusi tuttavia da tale regime gli impianti solari fotovoltaici collocati a terra in aree agricole, per i quali resta ferma la previsione di cui all'art. 65, comma 1, del d.l. 24 gennaio 2012, n. 1, convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, il quale stabilisce per tali configurazioni il divieto di accedere agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

⁶⁵ <http://www.senato.it/service/PDF/PDFServer/BGT/01179126.pdf> e cioè *“misure incentivanti per la promozione delle comunità di energia rinnovabile volte a favorire la partecipazione delle comunità locali alla realizzazione degli impianti, valorizzando la rete elettrica esistente e massimizzando l'utilizzo locale della relativa produzione energetica, con conseguente minore utilizzo della rete elettrica derivante da sistemi di generazione diffusa, fatta salva l'applicazione degli oneri generali di sistema sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali e su quella prodotta e condivisa utilizzando la rete di distribuzione esistente. A tal fine, prevedere che agli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni di autoconsumo collettivo e nelle comunità dell'energia sia garantito un accesso paritario e non discriminatorio a tutti i pertinenti regimi di sostegno di natura normativa o regolatoria, con particolare riguardo ai meccanismi di valorizzazione dell'autoconsumo e ai meccanismi di riconoscimento dei costi evitati per il sistema elettrico che tale autoconsumo comporta, evitando comunque effetti distorsivi sul mercato e prevedendo meccanismi semplificati secondo cui la quota di energia condivisa, in quanto autoconsumata localmente, sia scorporata a priori e non rientri fra le voci oggetto di fornitura da parte dei venditori terzi”*.

⁶⁶ www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg

⁶⁷ Si veda il preambolo D.M. 16 novembre 2020 MISE, a mente del quale l'incentivazione in commento costituisce *“misura idonea a rispecchiare lo spirito delle comunità' energetiche e delle forme di autoconsumo collettivo nonché, sul piano della coerenza tra le fonti, il criterio di cui alla lettera a), in base alla quale la tariffa è volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo”*.

Come è agevole comprendere, l’incentivo per l’energia autoconsumata è riconosciuto in misura diversa per le due fattispecie, ovverosia volto a premiare maggiormente le quote di energia autoconsumate all’interno di una comunità energetica piuttosto che in una configurazione di autoconsumo collettivo. La ragione di tale diverso trattamento è stata individuata nella *“maggiore ampiezza e dell’utilità sociale che caratterizzano tali configurazioni”*⁶⁸, e cioè a dire nell’obiettivo di stimolare maggiormente la nascita di comunità energetiche, anche in termini di successiva *“evoluzione”* di una o più realtà stesse di autoconsumo collettivo sottese alla medesima cabina MT/BT, poiché astrattamente idonee a convogliare all’interno della medesima struttura un ventaglio alquanto variegato di utenze, più adatte pertanto a realizzare l’obiettivo di autoconsumare quanta più energia rinnovabile possibile.

È forse la maggiore ampiezza delle esigenze sottese ai bisogni di una componente alquanto variegata di (auto)consumatori di energia, quale potrebbe essere quella di una CER, a richiedere una maggiore componente d’investimento privato da parte dei soggetti partecipi. A titolo esemplificativo, basti considerare ai costi correlati alla creazione ed alla gestione di un soggetto giuridico autonomo, dotato di piena personalità giuridica, alle consulenze ed alle maestranze necessarie all’avvio dei procedimenti volti al rilascio dei titoli autorizzativi per gli impianti, all’attività di consulenza necessaria all’inoltro dell’istanza al GSE. Trattasi di aspetti che sembrano giustificare la previsione di un diverso trattamento incentivante, poiché tesi a garantire *“la redditività degli investimenti”*⁶⁹.

Sulla base delle indicazioni fornite dal Gestore, l’incentivo verrà erogato direttamente al *referente* della configurazione, il quale sarà inoltre il soggetto destinatario delle previsioni di natura fiscale, tra cui quella relativa alla fatturazione delle somme percepite. Il decreto ministeriale, infine, individua i termini entro cui tale strumento di incentivazione trova applicazione per le ipotesi in cui gli impianti in questione sono realizzati usufruendo della misura di cui all’art. 119 del d.l. n. 34/2020, cd. *“superbonus”*, stabilendo in proposito che per questi – o quantomeno per la componente impiantistica che ha avuto accesso al Superbonus - resta fermo *“l’obbligo di cessione previsto per l’energia elettrica non autoconsumata o non condivisa”*⁷⁰.

⁶⁸ preambolo al D.M. MiSE del 16 novembre 2020.

⁶⁹ preambolo al D.M. MiSE del 16 novembre 2020.

⁷⁰ art. 3. comma 2 D.M. MiSE del 16 novembre 2020. Segnatamente, il comma 7 dell’art. 119 del d.l. n. 34/2020 impone ai beneficiari del cd. *“superbonus”* il regime del Ritiro Dedicato di cui al terzo comma dell’art. 13 del d.lgs. 387/2003, ove l’unico riferimento per parametrare il corrispettivo dovuto è quello del PUN, il quale, sebbene possa ritenersi congruo in relazione al *“valore di mercato di tale energia elettrica”*, non sembra tener conto della componente aggiuntiva derivante dal *“valore a lungo termine per la rete, l’ambiente e la società”*. Occorre infatti considerare che ai sensi dell’art. 21 par. 2 lett. d) della Direttiva UE 2018/2001 gli autoconsumatori di energia da fonti

Mentre, per ciò che concerne le quote di energia provenienti dai medesimi impianti ma tuttavia condivise e autoconsumate all'interno della configurazione, *“resta fermo il diritto al contributo per l'autoconsumo collettivo previsto dalla regolazione di ARERA”*.

4. Conclusioni.

Il regime attuativo sopra in sintesi delineato costituisce un importante tassello della più ampia cornice europea che attiene alla transizione verso una (nuova) struttura del mercato energetico di tipo decentrato, democratico e a zero emissioni. Il quadro che emerge dalla normativa di rango secondario, tuttavia, si scontra con un contesto locale non ancora pronto a comprendere appieno le potenzialità e i concreti benefici derivanti dall'adozione di tali strumenti. Salvo qualche ipotesi isolata – che interessa in prevalenza piccole realtà locali del nord Italia, già pronte ad assumere il ruolo di apripista in questa nuova prospettiva di gestione “di comunità” della risorsa energetica⁷¹ - occorre prendere atto dell'assenza di appositi strumenti di (in)formazione volti a rendere partecipi le comunità locali, mettendo al corrente i cittadini, le imprese e le PP.AA. circa la convenienza, nel breve e nel lungo periodo, dei meccanismi regolatori in commento, anche in termini di benefici per l'intera collettività.

Da questo punto di vista, non può sottacersi come il limite (*recte*, requisito) temporale stabilito dalla disciplina in questione restringe non poco le reali prospettive di realizzazione, lasciando di fatto fuori tutti quei casi nei quali le soluzioni impiantistiche sono già in esercizio alla data del 31 marzo 2020. L'attuale regime di parziale ammissione al beneficio – per la quota di energia derivante dalla porzione di impianto oggetto di nuova realizzazione o di potenziamento – richiede che gli impianti, come detto, siano *“di nuova realizzazione”*, con ciò rendendo forse più

rinnovabili hanno diritto ad essere remunerati per le quote di energia autoprodotta non autoconsumata *in situ*, e pertanto reimmessa in rete, *“se del caso anche mediante regimi di sostegno”*, il cui corrispettivo *“corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società”*.

⁷¹ Tra queste, degna di nota è il progetto pilota denominato “GECO” (*Green Energy Community*). Trattasi di una iniziativa sviluppata nell'area Pilastro-Roveri della periferia di Bologna promosso da ENEA, Università di Bologna e Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile - AESS (coordinatore) e che ha ricevuto un finanziamento di circa 2,5 milioni di euro dal fondo europeo EIT Climate-KIC. Il progetto propugna un modello di *green business* finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ pari a circa 70 mila tonnellate nei prossimi tre anni, con un aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili del 76%, e con l'obiettivo di massimizzare conseguentemente l'autoconsumo e lo scambio all'interno della comunità.

appetibile attendere il definitivo recepimento della Direttiva Ue 2018/2001 prima di sostenere investimenti per realizzare nuovi impianti al fine di accedere al (futuro) meccanismo di incentivazione.

In realtà, il regime recentemente introdotto dall'art. 119 del d.l. n. 34/2020, cd. "superbonus 110%" potrebbe contribuire ad una forte spinta verso la realizzazione di configurazioni di autoconsumo collettivo o la nascita di comunità energetiche, considerata anche l'attenta opera di coordinamento messa in atto al fine di trovare un giusto punto di equilibrio tra il regime di favore sotteso alla disciplina sull'efficientamento energetico degli edifici e la necessità di incentivare il più possibile l'autoconsumo e la condivisione di energia proveniente da fonti rinnovabili. Tale quadro potrebbe forse costituire un importante "contrappeso" ai limiti conseguenti al ristretto ambito di operatività della norma, favorendo nel breve periodo la realizzazione massiva di impianti FER sugli edifici. Tuttavia, come già accennato, in tale ipotesi le configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità energetiche accederebbero ad un regime per così dire "depotenziato" – in ragione della previsione di cui al comma 7 dell'art. 119 del d.l. n. 34/2020⁷² - ridimensionando non poco le potenziali prospettive di *business* riservate invece alle configurazioni realizzate senza il contributo del "superbonus 110%"⁷³.

D'altronde, occorre pur sempre tenere a mente che l'art. 42-bis del d.l. 162/2019 ha natura transitoria nel nostro ordinamento⁷⁴, e che, pertanto, la scelta di circoscrivere l'ambito di operatività della norma lasciando fuori tutte le soluzioni impiantistiche già in esercizio alla data del 31 marzo 2020 potrebbe in realtà apparire meno irragionevole se letta in prospettiva del prossimo recepimento delle Direttive UE 2018/2001 e 2019/944. In ogni caso, tale aspetto non sembra aver determinato un sensibile scostamento dal dettame europeo, considerata per l'appunto la singolarità che connota l'intervento del compilatore interno, prospettando una disciplina improntata a principi di celerità e semplificazione, nonché volta a ridurre al minimo possibili nodi procedurali.

72 v. nota 27.

73 Con la deliberazione n. 280/07, in data 19 gennaio 2021 l'ARERA ha proceduto all'aggiornamento dei prezzi minimi garantiti applicabili per il servizio di ritiro dedicato, fissando in 39,9 €/MWh il valore minimo garantito, decisamente più basso rispetto alle previsioni di mercato elaborate dall'agenzia di rating Moody's Investors Service sui prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in Italia, i quali dovrebbero attestarsi tra 55 e 65 €/MWh nell'intervallo temporale fino al 2022.

74 Poiché volto ad acquisire "elementi utili all'attuazione delle disposizioni in materia di autoconsumo di cui alla citata direttiva (UE) 2018/2001 e alla direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE", art. 42-bis co. 1 del D.L. 162/2019.

Per altri versi, nonostante i suddetti interventi regolatori, sembrano persistere ancora alcuni profili di criticità, che ci si auspica vengano affrontati quanto prima nell'ottica di un riordino complessivo della disciplina di settore. Il riferimento, in particolare, è rivolto all'aspettativa riposta sul ruolo dei DSO nel fornire le informazioni e i dati necessari con procedure rapide e semplificate⁷⁵. Occorrerà infatti un massiccio ricorso alle più innovative tecnologie al fine di introdurre meccanismi di calcolo, di rilevazione dei dati e di gestione dei consumi⁷⁶ – anche per il tramite dei vantaggi legati all'implementazione di tecnologie basate sulla *blockchain*⁷⁷ - in grado di rendere accessibili e profilabili tutte le informazioni facenti capo ciascun singolo partecipante, nell'ottica, soprattutto, di agevolare il più possibile la governabilità e la certezza dei rapporti giuridici sottesi alle configurazioni in commento⁷⁸, nonché, ancora, al fine di scongiurare possibili difficoltà nella gestione di quelle configurazioni ove solo una parte dell'energia prodotta potrà essere ammessa all'incentivo in quanto condivisa, con mantenimento del regime ordinario – quale, per es. lo scambio sul posto⁷⁹ - per la porzione proveniente dall'impianto già in esercizio. Per queste ragioni è necessario che i distributori locali e il gestore di rete pongano in essere tutte le iniziative volte a incrementare le strutture tecnologiche poste a supporto di tali configurazioni.

La mancanza di una struttura di rete innovativa e di ultima generazione costituisce forse una tra le motivazioni principali che hanno indirizzato la scelta verso il modello di regolazione di tipo virtuale di cui si accennava in apertura. Tale

75 La consapevolezza circa l'assunzione di un ruolo chiave della rete di distribuzione, considerate le funzioni sempre più complesse che ad essa fanno capo e le nuove esigenze di accesso all'informazione, innovatività e semplificazione che si prospettano all'orizzonte, hanno portato taluni a domandarsi quanto sia attuale l'opportunità di istituire un nuovo modello di *governance* nella gestione delle reti, stante i profondi limiti che ancora persistono - soprattutto in termini di asimmetria informativa nei confronti dei vari *competitors* del mercato libero - nonostante la separazione societaria tra Enel e il soggetto gestore di rete. Per maggiori dettagli, si rinvia al contributo di C. Testa, *È tempo di un nuovo modello di governance per la rete di distribuzione*, in *Energia*, 10 dicembre 2020, rinvenibile su <https://www.rivistaenergia.it/2020/12/e-tempo-di-un-nuovo-modello-di-governance-per-la-rete-di-distribuzione/>.

76 Con riferimento ai punti di prelievo dotati di *smart meter 2G*, occorre considerare che la regolazione vigente prevede la rilevazione e la messa a disposizione giornaliera - e non istantanea - dei dati di misura.

77 v. M. Meli, *Autoconsumo di energia rinnovabile e nuove forme di energy sharing*, cit. p. 655, 656.

78 Si pensi, ad es., alla necessità di garantire certezza nel calcolo dei prelievi e delle immissioni, nonché dell'energia condivisa e autoconsumata da ciascun partecipante, al fine di rendere quanto più possibili certi e flessibili i termini di ingresso e fuoriuscita del soggetto dal gruppo di autoconsumo collettivo così come da una comunità energetica.

79 Sebbene in seno alla delibera ARERA del 4 agosto 2020 in più parti venga espressamente riferito circa l'esigenza di un suo superamento.

deficit, tuttavia, rischia di riverberarsi sugli equilibri negoziali che andranno ad instaurarsi tra i membri delle configurazioni in commento, stante, in questi termini, l'impossibilità di quantificare l'effettivo autoconsumo fisico istantaneo dell'energia prodotta dagli impianti e distribuita in regime di condivisione a ciascun componente, tenuto conto che il calcolo dell'energia condivisa corrisponde "*in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata*"⁸⁰, rendendo alquanto difficoltosa la misurazione delle singole partite "interne" di energia condivisa.

80 A ciò va poi aggiunto che in molti comuni italiani non è stata ancora implementata la nuova strumentazione per la misurazione dei dati con *smart meter* 2G, il che non consente di effettuare misurazioni su base oraria dell'energia immessa e prelevata. Tale grave deficit strutturale, peraltro, non sembra poter trovare agevole soluzione in tempi brevi (o quantomeno nei termini di vigenza della normativa in commento). Si consideri in proposito che il trattamento su base oraria dei dati di misura non opera *sic et simpliciter* in seguito alla installazione di tutti i misuratori 2G sottesi alla medesima cabina MT/BT, occorre infatti attendere il primo giorno del tredicesimo mese successivo a quello in cui la cabina MT/BT è conforme ai criteri di cui alla delibera ARERA 87/2016/R/EEL.