

# CERIDAP

RIVISTA INTERDISCIPLINARE SUL  
DIRITTO DELLE  
AMMINISTRAZIONI PUBBLICHE

Fascicolo Speciale n. 3 (2024)

Le Comunità Energetiche, le FER e un  
nuovo modello di Sviluppo Sostenibile

**DIRETTORE RESPONSABILE:** Prof.ssa Diana-Urania Galetta

Iscritta con delibera 16.06.2020 nell'Elenco Speciale dei direttori responsabili di periodici o riviste a carattere scientifico annesso all'Albo dei Giornalisti della Lombardia

Inserita nell'elenco delle Riviste scientifiche di classe A con Delibera ANVUR n. 147/2023

Rivista indicizzata nella [Directory of Open Access Journals](#) e in [SCOPUS](#).

**VICEDIRETTORE E RESPONSABILE DEL COMITATO EDITORIALE:** Prof. Gabriele Bottino

**COMITATO EDITORIALE:** Prof.ssa Elisa Arcioni, Prof.ssa Monica Bonini, Prof.ssa Barbara Boschetti, Prof.ssa Elena Buoso, Prof. Gherardo Carullo, Prof.ssa Elena D'Orlando, Prof.ssa Cristina Fraenkel-Haerberle, Prof.ssa Roberta Lombardi, Prof. Gianpaolo Maria Ruotolo, Prof.ssa Fiammetta Salmoni, Prof.ssa Renata Spagnuolo Vigorita

**RESPONSABILE DEL COMITATO DI REDAZIONE:** Prof. Gherardo Carullo

**COMITATO DI REDAZIONE:** Pierandrea Corleto, Stefano D'Ancona, Emanuela Furiosi, Massimo Giavazzi, Micaela Lottini, Giulia Mattioli, Alessia Monica, Clara Napolitano, Matteo Palma, Paolo Provenzano, Giulia Re Ferrè, Pier Marco Rosa Salva, Stefano Rossa, Leonardo Scuto, Corso Tozzi Martelli

**RESPONSABILI OSSERVATORIO DELLA GIURISPRUDENZA:** Gherardo Carullo, Stefano D'Ancona, Massimo Giavazzi

**COMITATO SCIENTIFICO:**

- Prof. Margaret Allars (University of Sydney, Australia)
- Prof. Ricardo Alonso (Universidad Complutense de Madrid, España)
- Prof. Jean-Bernard Auby (Sciences-Po, Paris, France)
- Prof. Patrick Birkinshaw (University of Hull, UK)
- Prof. David Capitant (Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, France)
- Prof. Mario Pilade Chiti (Università degli Studi Firenze, Italia)
- Prof. Stefano Cognetti (Università degli Studi di Macerata, Italia)

- Prof. Lorenzo Cotino Hueso (Universidad de Valencia, España)
- Prof. Guido Corso (Università degli Studi di Roma III, Italia)
- Prof. Paul Craig (University of Oxford, UK)
- Prof. Mary Crock (University of Sydney, Australia)
- Prof. José Luís da Cruz Vilaça (Universidade de Lisboa, Portugal e Corte di Giustizia dell'EU, Lussemburgo)
- Prof. Pedro Cruz Villalón (Universidad Autónoma de Madrid, España)
- Prof.ssa Daria de Pretis (Università degli Studi di Trento e Corte costituzionale, Italia)
- Prof. Rosario Ferrara (Università degli Studi di Torino, Italia)
- Prof. Guido Greco (Università degli Studi di Milano, Italia)
- Prof. Constance Grewe (Université de Strasbourg, France)
- Prof. Ian Harden (University of Sheffield, UK)
- Prof. Carol Harlow (London School of Economics)
- Prof. Herwig Hofmann (Université du Luxembourg)
- Prof. Martin Ibler (Universität Konstanz)
- Prof.ssa Julia Iliopoulos-Strangas (Università Nazionale e Kapodistriana di Atene, Grecia)
- Prof.ssa Maria Immordino (Università degli Studi di Palermo, Italia)
- Prof. Vittorio Italia (Università degli Studi di Milano, Italia) †
- Prof. Jean-Paul Jacqué (Université de Strasbourg, France et Service juridique du Conseil de l'UE, Bruxelles)
- Prof. Irena Lipowicz (Università Cardinale Stefan Wyszyński di Varsavia, Polonia)
- Prof. Mario G. Losano (Università degli Studi di Milano e del Piemonte orientale, Italia)
- Prof. Roberto Mastroianni (Università degli Studi di Napoli, Italia e Tribunale dell'UE, Lussemburgo)
- Prof. Jacqueline Morand-Deville (Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, France)
- Prof. Bruno Nascimbene (Università degli Studi di Milano, Italia)
- Prof. Luke Nottage (University of Sydney, Australia)
- Prof. Angelika Nussberger (Universität Köln, Deutschland e Corte Europea dei diritti dell'uomo, Strasbourg, France)

- Prof. Giorgio Orsoni (Università Ca' Foscari Venezia, Italia)
- Pres. Alessandro Pajno (Presidente emerito del Consiglio di Stato)
- Prof. Vasco Pereira da Silva (Universidade de Lisboa, Portugal)
- Prof. Ricardo Perlingeiro Mendez da Silva (Universidade Federal Fluminense e Tribunal Regional Federal de Rio de Janeiro, Brasil)
- Prof. Gloria Regonini (Università degli Studi di Milano, Italia)
- Prof. Wojciech Sadurski (University of Sydney, Australia)
- Prof. Daniel Sarmiento (Universidad Complutense de Madrid, España)
- Prof. Jens-Peter Schneider (Universität Freiburg, Deutschland)
- Prof.ssa Maria Alessandra Sandulli (Università degli Studi di Roma III, Italia)
- Prof. Eberhard Schmitt-Aßmann (Universität Heidelberg, Deutschland)
- Prof. Jürgen Schwarze (Universität Freiburg, Deutschland) †
- Prof. Karl-Peter Sommermann (Universität Speyer, Deutschland)
- Prof. Klaus Stern (Universität Köln, Deutschland) †
- Prof. Albrecht Weber (Universität Osnabrück, Deutschland)
- Prof. Jacques Ziller (Università degli Studi di Pavia, Italia; Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, France; Istituto Universitario Europeo di Fiesole-IUE)

CERIDAP è una rivista ad accesso libero sul sito [ceridap.eu](http://ceridap.eu), aggiornata on-line quotidianamente e fascicolata trimestralmente. Alla fine di ogni trimestre gli articoli riprodotti nel sito sono tutti pubblicati nel fascicolo del trimestre di riferimento.

CERIDAP è la Rivista nata nel 2020 dall'iniziativa del Direttore dell'omonimo Centro di Ricerca Interdisciplinare sul Diritto delle Amministrazioni Pubbliche dell'Università degli Studi di Milano per un'azione amministrativa più efficiente e più imparziale, anche in attuazione del principio digital first. La Rivista CERIDAP, pur indipendente dall'omonimo Centro, è la sede principale in cui vengono pubblicate le ricerche svolte in seno al Centro stesso e si è avvalsa sin da principio della collaborazione, all'interno del suo Comitato Editoriale, di un gruppo di studiosi dell'area giuspubblicistica provenienti da vari Atenei, sia italiani che stranieri, che ne condividono l'impostazione di fondo e la filosofia ispiratrice.

Obiettivo della Rivista CERIDAP è di fornire un contributo di analisi, approfondimento e

proposta avente come focus principale le Pubbliche Amministrazioni: intese sia nella loro dimensione istituzionale, organizzativa e di attività, che nella loro dimensione procedurale. E con una naturale apertura prospettica anche al diritto comparato, europeo ed internazionale nonché alla discussione interdisciplinare che è favorita dalla presenza, nel suo Comitato scientifico, di autorevoli studiosi provenienti da prestigiosi Atenei di tutto il Mondo.

Tutte le collaborazioni organizzative ed editoriali sono a titolo gratuito, e agli autori non sono imposti costi di elaborazione e pubblicazione. La Rivista si uniforma agli standard internazionali definiti dal Committee on Publication Ethics (COPE), e fa proprie le relative linee guida.

CERIDAP è interessata a pubblicare contributi relativi a tutti gli ambiti scientifico-disciplinari che sono riferibili al c.d. Diritto Pubblico, inteso nella sua accezione più ampia e che ricomprende anche aree di analisi al confine fra la scienza giuridica e le scienze c.d. politologiche. CERIDAP è inoltre aperta all'approccio tipico dell'analisi economica del diritto. Per questa ragione si è dotata di un "Comitato dei Revisori" che include anche esperti provenienti da aree di expertise diverse da quella del Diritto Pubblico tradizionale (costituzionale ed amministrativo).

I materiali pubblicati su CERIDAP sono oggetto di licenza CC BY-NC-ND 4.00 International. Il lettore può riprodurli e condividerli, in tutto o in parte, con ogni mezzo di comunicazione e segnalazione anche tramite collegamento ipertestuale, con qualsiasi mezzo, supporto e formato, per qualsiasi scopo lecito e non commerciale, conservando l'indicazione del nome dell'autore, del titolo del contributo, della fonte, del logo e del formato grafico originale (salve le modifiche tecnicamente indispensabili). Il testo completo della licenza è consultabile su <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>.

Per la citazione dei contributi presenti in questo fascicolo di CERIDAP, si consiglia di utilizzare la forma di seguito esemplificata: N. Cognome, *Titolo del contributo*, in *CERIDAP*, 2024, speciale n. 3/2024, p. 35 ss.

Per l'invio di contributi destinati alla pubblicazione: [ceridap.eu/rivista/invio-contributi](https://ceridap.eu/rivista/invio-contributi)

## INDICE SOMMARIO

### ARTICOLI

LUCA BARBERIS, <i>Le Regole Operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR</i> .....	1
ANTONIO DE VITA, <i>Le Comunità Energetiche Rinnovabili e gli Enti pubblici territoriali: rapporti, limiti e prospettive</i> .....	11
ANDREA GIORDANO, <i>Le Comunità Energetiche nell'era della sostenibilità</i> .....	39
SIMONE LUCATTINI, <i>Per uno studio sulle comunità energetiche rinnovabili. Tra pubblico e privato</i> .....	56
FEDERICO LUISO, <i>Configurazioni di autoconsumo per la condivisione di energia rinnovabile: le regole per la costituzione di una CER e i benefici previsti</i> .....	76
ANDREA MALTONI, <i>Le procedure autorizzative e gli altri procedimenti per la realizzazione degli impianti di accumulo elettrochimico</i> .....	87
LEONARDO SCUTO, <i>Comunità Energetiche e innovazione tecnologica: il ruolo della digitalizzazione</i> .....	110

## **HANNO COLLABORATO A QUESTO NUMERO:**

LUCA BARBERIS, Direttore della Direzione Fonti Rinnovabili presso il Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.

ANTONIO DE VITA, Magistrato presso il TAR Milano.

ANDREA GIORDANO, Magistrato della Corte dei Conti.

SIMONE LUCATTINI, Professore Associato di Diritto Amministrativo nell'Università di Siena.

FEDERICO LUISSO, Assistente del Presidente dell'ARERA presso l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA.

ANDREA MALTONI, Professore Ordinario di Diritto Amministrativo nell'Università degli Studi di Milano.

LEONARDO SCUTO, Dottorando di Ricerca in Diritto pubblico, internazionale ed europeo (curriculum Diritto amministrativo) nell'Università degli Studi di Milano.

## Introduzione

I contributi pubblicati in questo fascicolo speciale di CERIDAP costituiscono una rielaborazione degli interventi presentati al convegno “*Le Comunità Energetiche, le FER e un nuovo modello di Sviluppo Sostenibile*”, tenutosi il 30 maggio 2024 all’Università degli Studi di Milano, organizzato da CERIDAP, Il Centro di Ricerca Interdisciplinare sul Diritto delle Amministrazioni Pubbliche dell’Università degli Studi di Milano, e dal Dipartimento di diritto pubblico italiano e sovranazionale del medesimo Ateneo.

In particolare, il presente fascicolo raccoglie i contributi, che erano stati presentati, in versione ancora provvisoria, nel contesto della sessione avente il titolo “*Le Comunità Energetiche nel prisma della transizione energetica: uno sguardo d’insieme*”, che è stata dedicata ad un’analisi dei vari profili d’interesse delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

I contributi che sono pubblicati in questo fascicolo speciale evidenziano come si tratti di tematica complessa, in cui sono coinvolti profili di natura tecnico-scientifica, economica e giuridica, che si ritiene debba essere analizzata secondo una prospettiva interdisciplinare.

Nel prisma della transizione energetica le CER – e i suoi schemi di incentivazione – rivestono un ruolo cruciale. Com’è noto, tale modello di aggregazione è stato introdotto dalla Direttiva UE/2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell’11 dicembre 2018 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, con l’obiettivo fondamentale di incoraggiare l’uso delle FER attraverso un maggiore coinvolgimento dei cittadini in tutte le fasi della produzione energetica.

I contributi raccolti in questo fascicolo indagano, secondo diverse prospettive, il complesso quadro regolatorio italiano, ed analizzano le recenti disposizioni normative che disciplinano le Comunità Energetiche, promuovendone lo sviluppo e la diffusione.

La rivista CERIDAP, con la pubblicazione di questo fascicolo speciale, intende dunque stimolare la discussione su un tema complesso ed ancora poco studiato in base ad un approccio multidisciplinare, nella consapevolezza del ruolo significativo che potranno svolgere le Comunità Energetiche Rinnovabili nel prisma della transizione energetica. Muovendo, dunque, dall’analisi del principio dello sviluppo sostenibile, e dei suoi risvolti applicativi, i contributi mirano a fornire una panoramica dello sviluppo delle CER in Italia, interrogandosi in particolare sulla regolamentazione, altresì fiscale ed incentivante, di quest’ultime, sullo stoccaggio dell’energia, senza tralasciare il ruolo della digitalizzazione e della blockchain.

## Introduction

The articles published in this Special Issue of CERIDAP are a revised version of papers presented at the “*Energy Communities, Renewable Energy Sources, and a new model of Sustainable Development*” conference, which took place on May 30, 2024, at the University of Milan.

The conference was organised by CERIDAP, the Interdisciplinary Research Center on

Public Administration of the University of Milan and by the Department of Italian and Supranational Public Law of the same University.

In particular, this Special Issue comprises the contributions that were initially presented in a preliminary form during the panel of the Conference entitled “*Energy Communities through the lens of Energy Transition: an overview*”. The panel focused on analyzing the various areas of interest associated with Renewable Energy Communities (RECs).

The contributions published in this Special Issue highlight the complexity of the topic, which involves technical-scientific, economic, and legal dimensions that require an interdisciplinary approach. Within the framework of the energy transition, RECs – and their incentive schemes – play a crucial role. As is well known, this model of aggregation was introduced by Directive EU/2018/2001 of the European Parliament and of the Council of December 11, 2018, on the promotion of the use of energy from renewable sources. Its fundamental aim is to encourage the use of renewable energy sources through increased citizen participation in all stages of energy production.

The contributions in this Special Issue explore, from various perspectives, the complex Italian regulatory landscape and examine recent legislative provisions that govern Energy Communities, promoting their development and dissemination.

This Special Issue of CERIDAP Journal aims to stimulate discussions on a complex and relatively under-explored topic from a multidisciplinary perspective, recognising the significant role Renewable Energy Communities can play within the energy transition framework. Therefore, starting with an analysis of the principle of sustainable development and its practical implications, these contributions aim to provide an overview of the development of RECs in Italy. They particularly address the regulatory, fiscal, and incentive frameworks surrounding RECs, energy storage, and the role of digitalisation and blockchain.

Milano, Dicembre 2024/December 2024

I curatori/the Editors: Andrea Maltoni, Leonardo Scuto.

# Le Regole Operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR

*Luca Barberis*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-183

*Le configurazioni di autoconsumo diffuso e le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano uno dei prodotti più innovativi della normativa e della regolazione in ambito energetico. Per comprendere a fondo i razionali e le caratteristiche di tale disciplina il contributo ripercorre le principali tappe che, negli ultimi 20 anni, hanno interessato lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili. Negli anni '90, fatta eccezione per gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, l'utilizzo delle fonti rinnovabili era marginale. Dal 2000, la liberalizzazione del settore e l'introduzione dei Certificati Verdi aprono nuove opportunità, mentre il 2005 segna una svolta con il Conto Energia, che incentiva oltre 500.000 impianti fotovoltaici di cui la stragrande maggioranza di piccole dimensioni e in regime di autoconsumo. Anche dopo la chiusura del Conto Energia nel 2013, la possibilità di ridurre i costi energetici continua a favorire la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici in regime di autoconsumo.*

## ***The Operating Rules for accessing the Diffuse Self-Consumption Service and the PNRR Contribution***

*Distributed self-consumption configurations and Renewable Energy Communities (RECs) represent one of the most innovative products of energy legislation and regulation. In order to fully understand the rationale and characteristics of this discipline, the paper retraces the main stages of development of energy production from renewable sources. In the 1990s, with the exception of hydroelectric and geothermal plants, the use of renewable energy sources was marginal. From 2000, the liberalisation of the sector and the introduction of Green Certificates created new opportunities, and in 2005, the "Conto Energia" (Energy Account) marked a significant shift by incentivizing over 500,000 photovoltaic plants, the majority of which were small and self-consuming. The possibility of reducing energy costs continued to encourage the construction of new photovoltaic systems in self-*

*consumption mode even after the closure of “Conto Energia” in 2013. Consolidating the propensity for physical self-consumption leads to a natural transition to widespread self-consumption.*

*Sommario: 1. Premessa.- 2. Obiettivi e strumenti.- 3. Dall’autoconsumo fisico a quello diffuso.- 4. Potenzialità del meccanismo CACER.- 5. Conclusioni.*

## **1. Premessa**

Il presente articolo si pone l’obiettivo di illustrare i razionali e le caratteristiche della disciplina dell’autoconsumo diffuso attraverso il punto di osservazione del Gestore dei Servizi Energetici (di seguito GSE) che esercita il proprio ruolo di promotore dello sviluppo sostenibile del Paese in qualità di gestore di meccanismi di supporto dedicati alla realizzazione di investimenti in ambito energetico sia per l’utilizzo delle fonti rinnovabili sia per l’efficientamento energetico dei consumi finali.

Il GSE (ex GRTN) è una società al 100% di proprietà del Ministero dell’Economia e delle Finanze, segue gli indirizzi strategici del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica (MASE) e la regolazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

I meccanismi di incentivazione gestiti dal GSE operano prevalentemente in “conto esercizio” o “conto energia” attraverso l’erogazione di un contributo economico per kWh prodotto (nel caso di impianti di produzione) o per kWh risparmiato (nel caso dell’efficienza energetica).

È sempre utile ricordare che l’origine di tale impostazione “prestazionale” risale agli anni ’90 quando, a seguito della chiusura del programma nucleare e della difficoltà dell’Enel (allora in regime di monopolio) nel realizzare nuovi impianti di produzione di energia di grandi dimensioni, il legislatore prevede la realizzazione di nuova capacità produttiva da parte di soggetti privati (meccanismo Cip 6/92).

Per stimolare gli investitori a realizzare impianti performanti l’incentivo non venne riconosciuto in forma di contributo in conto capitale, ma valorizzato all’interno del prezzo amministrato di ritiro dell’energia attraverso la cosiddetta

“ulteriore componente”, definita in funzione del costo della tecnologia impiegata e riconosciuta per i primi 8 anni di esercizio dell’impianto.

Tale impostazione ci fa capire come in quegli anni l’obiettivo non fosse tanto quello di promuovere la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili quanto piuttosto quello di realizzare nuova capacità produttiva in grado di accompagnare la crescita della domanda di energia elettrica del Paese.

D’altronde, fatta eccezione per gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, in quel periodo l’utilizzo delle fonti rinnovabili era assai poco significativo sia per il sistema elettrico sia nella percezione collettiva: gli impianti eolici, a biogas o fotovoltaici venivano correntemente definiti “sperimentali” o “alternativi”.

A partire dal 2001, con la liberalizzazione del settore elettrico, la gestione dei meccanismi di incentivazione dedicati alla produzione di energia elettrica è stata affidata al GRTN insieme alle attività di trasmissione e dispacciamento della rete di trasmissione nazionale (RTN).

A partire dal 1° novembre 2005 l’attività di gestione della RTN è stata conferita a Terna e il GRTN ha assunto la denominazione di GSE dedicandosi esclusivamente alla gestione dei meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica che in quel momento erano il CIP 6/92, i Certificati Verdi e il Conto Energia (introdotto proprio nel 2005).

Dal 2010 il catalogo dei meccanismi di incentivazione gestiti dal GSE si è progressivamente esteso anche all’efficienza energetica.

Nei paragrafi che seguono si descrive il contesto di applicazione della disciplina dell’autoconsumo diffuso evidenziando come, negli ultimi 20 anni di evoluzione del sistema elettrico, i meccanismi di incentivazione e la diffusione del fotovoltaico abbiano influenzato significativamente i comportamenti di produzione e di consumo dell’energia elettrica.

## **2. Obiettivi e strumenti**

I meccanismi di incentivazione sono strumenti che supportano la realizzazione di investimenti. Questi meccanismi trovano la loro ragione d’essere in un contesto che prevede il perseguimento di obiettivi nazionali e comunitari.

La declinazione attuale di questi obiettivi è molto ampia, interessa tutto il sistema energetico e trova le sue espressioni più frequenti nella “transizione energetica” e

nella “decarbonizzazione” che sottintendono l’attuazione di un percorso (lungo) di progressiva riduzione del ricorso ai combustibili fossili (a favore delle fonti rinnovabili) e delle emissioni.

In questa trasformazione che prevede l’elettrificazione di consumi energetici storicamente associati all’utilizzo di combustibili fossili (in primis la mobilità) il sistema elettrico assumerà un ruolo sempre più rilevante per la decarbonizzazione del Paese.

Un sistema elettrico che dovrà potenziarsi per accogliere carichi sempre maggiori e allo stesso tempo adattarsi all’utilizzo crescente delle fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili (sole, vento), senza perdere quelle caratteristiche di disponibilità che consentono di garantire, istante per istante, il necessario equilibrio tra domanda e offerta.

Questo è il principio fondamentale del sistema elettrico con cui confrontarsi ogni volta che se ne pianifica la trasformazione: un imponente esercizio di decarbonizzazione (+ rinnovabili – fossili) a parità di caratteristiche del servizio fornito.

Già da queste prime considerazioni si può riconoscere nella disciplina dell’autoconsumo diffuso l’attuazione di questi principi in un contesto territoriale di prossimità: la valorizzazione energetica del territorio attraverso la realizzazione di nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili e la ricerca dell’equilibrio con i consumi energetici del medesimo territorio.

La presenza di obiettivi energetici così importanti e sfidanti porta a identificare come “necessari” gli investimenti utili al loro perseguimento e anche a comprendere meglio il ruolo dei meccanismi di incentivazione che consentono di orientare la progettualità degli operatori e di accelerare la diffusione di alcune tecnologie ancora poco competitive o non sufficientemente mature.

Tecnicamente questi strumenti di supporto garantiscono agli impianti di produzione di energia elettrica una fonte di ricavo supplementare o garantita per ogni kWh prodotto/impresso in rete per un periodo di incentivazione definito (8, 12, 15, 20, 25 anni a seconda del meccanismo e delle tecnologie) e, conseguentemente, generano un onere per il sistema che viene sostenuto da tutti i clienti finali che prelevano energia dalla rete attraverso apposite componenti tariffarie ricomprese nelle bollette dell’energia elettrica e del gas.

L’efficacia degli strumenti di supporto si misura innanzitutto nella capacità di

produrre gli investimenti attesi, ma è ciò che accade dopo il periodo di incentivazione che caratterizza la lungimiranza del meccanismo e la spesa sostenuta: solo nel caso in cui gli asset realizzati continuino ad assicurare la propria prestazione oltre il periodo di incentivazione possiamo ritenere che gli oneri sostenuti dal sistema rappresentino un vero e proprio investimento. Diversamente l'onere sostenuto rappresenterebbe solo il costo per assicurarsi una fornitura di energia rinnovabile per un determinato numero di anni.

Nella storia dei meccanismi di incentivazione dedicati alla produzione di energia elettrica il Conto Energia per gli impianti fotovoltaici rappresenta sicuramente l'esperienza di maggiore discontinuità per il sistema elettrico: attraverso il riconoscimento di un robusto corrispettivo al kWh prodotto, il meccanismo di supporto introdotto nel 2005 ha consentito nel giro di pochi anni la realizzazione di 20 GW di capacità produttiva e la diffusione di oltre 500.000 impianti fotovoltaici, la stragrande maggioranza dei quali di piccola taglia e in regime di autoconsumo. Per la prima volta nella storia del sistema elettrico, gli impianti di produzione, storicamente associati alla rete di alta e media tensione e agli ambiti industriali, hanno invaso le pianure della bassa tensione e gli spazi residenziali.

Grazie all'accessibilità agli incentivi, all'evoluzione tecnologica, alla progressiva riduzione dei costi di realizzazione degli impianti fotovoltaici, nonché ai servizi offerti dal GSE per la commercializzazione dell'energia immessa in rete (previsti da Arera proprio per semplificare l'accesso al mercato elettrico per i piccoli impianti), l'esperienza dell'autoconsumo si è estesa rapidamente a tutte le tipologie di clienti elettrici (domestici, professionali e industriali).

Questa nuova categoria di consumatori (prosumer) ha trovato nel "costo evitato di fornitura" una nuova forma di remunerazione dell'energia prodotta, peraltro ben superiore al valore di mercato dell'energia per la presenza dei corrispettivi di trasporto e delle altre componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema che gravano sulla bolletta elettrica.

### **3. Dall'autoconsumo fisico a quello diffuso**

Per rappresentare il senso e l'opportunità del passaggio dall'autoconsumo fisico a quello diffuso bisogna comprendere innanzitutto perché si installano impianti di produzione in regime di autoconsumo.

L'autoconsumo fisico si realizza quando in un sito si ha la compresenza di un impianto di produzione di energia elettrica e di un fabbisogno elettrico: in caso di contestualità di generazione e consumo l'energia prodotta dall'impianto viene assorbita dalle utenze del sito e l'eventuale eccedenza di produzione viene immessa in rete.

Il dimensionamento dell'impianto in regime di autoconsumo viene effettuato in funzione dei dati caratteristici del sito di installazione (ad es. la superficie e l'esposizione del tetto nel caso di impianti fotovoltaici) e del tipo di fabbisogno elettrico da soddisfare (profilo orario di consumo, possibilità di modulare i consumi elettrici o di elettrificare altre utenze energetiche, ...).

In generale, a una maggiore percentuale di energia autoconsumata corrisponde una migliore remunerazione dell'energia prodotta e, conseguentemente, una riduzione del tempo necessario per il recupero dell'investimento che può essere anche significativamente inferiore alla vita utile dell'impianto.

È possibile quindi affermare che gli impianti di produzione in regime di autoconsumo si installano perché conviene: quella convenienza che era assicurata dalla presenza degli incentivi oggi è ancora praticabile nei siti in cui sia possibile mettere in relazione la fase di generazione con quella di consumo.

Quello che una volta era semplicemente il "cliente finale" destinatario passivo della fornitura di energia elettrica è ormai diventato a tutti gli effetti un "gestore" del proprio sistema elettrico, con tanto di import/export verso la rete pubblica.

In questo contesto "micro" la ricerca dell'equilibrio fisico è strettamente connessa a quella dell'equilibrio economico dell'investimento: l'installazione di un impianto sovradimensionato rispetto al fabbisogno, oltre a richiedere un maggiore impegno di spesa, andrebbe a scapito della quota di energia autoconsumata e quindi della remunerazione dell'energia prodotta.

Se pertanto si volesse valorizzare al meglio lo spazio utile all'installazione di capacità produttiva si dovrebbe ampliare il fabbisogno associabile a tale produzione.

L'autoconsumo diffuso fa esattamente questo: consente di ricomprendere nel fabbisogno di riferimento anche i consumi associati a punti di prelievo diversi da quelli in cui è installato l'impianto, purché ricompresi in un contesto di prossimità fisica (punti sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/AT) e contrattuale (punti sottesi al medesimo cliente o a clienti della medesima

“comunità”).

La soluzione individuata dal Regolatore per mettere in relazione i profili di immissione e di prelievo di energia tra punti distinti della rete è quella di confrontare su base oraria la quantità di energia immessa e prelevata da ciascuno dei punti della configurazione: la quantità minima tra energia immessa e prelevata rappresenta quindi l'energia condivisa su base oraria.

Si consideri, tuttavia, la differenza sostanziale per la quale mentre nell'autoconsumo su sito esiste una relazione fisica contestuale tra la fase di generazione e quella di consumo, nelle configurazioni di autoconsumo diffuso tale relazione è sempre contestuale (su base oraria), ma virtuale e non modifica la natura dei contratti che regolano l'immissione o il prelievo di energia di ciascun punto della rete.

Nel passaggio dal fisico al virtuale, in mancanza di una compensazione diretta tra immissioni e prelievi, sembrerebbe venire meno il fattore di convenienza che ha favorito la diffusione degli impianti di produzione in regime di autoconsumo, ma la disciplina dell'autoconsumo diffuso prevede il riconoscimento di una tariffa incentivante o “premio” per la quota di energia condivisa afferente a impianti o sezioni di impianto di nuova realizzazione inseriti nella configurazione di autoconsumo (oltre a un contributo di valorizzazione, definito da Arera, che valorizza i benefici di rete associati alla condivisione dell'energia all'interno della stessa cabina primaria).

Per apprezzare la rilevanza di tali contributi si consideri che il premio associato al kWh condiviso ha un ordine di grandezza pari a 100 €/MWh e viene riconosciuto per 20 anni, mentre il contributo di valorizzazione ha un ordine di grandezza pari a circa 10 €/MWh.

Il valore del premio richiama il valore delle tariffe previste nel meccanismo FER 1 (DM 4 luglio 2019) per gli impianti fotovoltaici fino a 100 kW, ma ha una differente natura.

I meccanismi di incentivazione tradizionali dedicati agli impianti di produzione da fonti rinnovabili promuovono la realizzazione di nuova capacità produttiva e la fornitura di energia al sistema elettrico, finalità che ritroviamo anche nell'autoconsumo diffuso, ma con un coinvolgimento esplicito dei clienti ricompresi nella configurazione.

Nel meccanismo CACER la produzione e l'immissione di energia nella rete

restano condizioni necessarie per l'accesso al premio, ma non sufficienti per la sua percezione in mancanza di corrispondenti profili di prelievo dei clienti inseriti nella medesima configurazione.

È un passaggio fondamentale per il sistema elettrico: un'evoluzione che attribuisce al cliente finale un ruolo paritetico a quello del produttore e che responsabilizza tutti i territori verso un'azione di bilanciamento tra disponibilità e utilizzo delle proprie risorse energetiche.

Il GSE è il soggetto incaricato della gestione delle richieste di accesso al meccanismo CACER, del calcolo dell'energia condivisa e dell'erogazione del premio e del contributo di valorizzazione a favore della Comunità o del suo referente.

#### **4. Potenzialità del meccanismo CACER**

Il tema delle Comunità energetiche ha avuto negli ultimi anni una grande attenzione mediatica alimentata anche dal lungo periodo che ha caratterizzato il passaggio dal regime di sperimentazione a quello definitivo.

Nei primi cinque mesi dall'avvio del meccanismo sono pervenute al GSE circa 300 richieste relative a configurazioni in esercizio, nonché circa 250 richieste di accesso al contributo PNR per impianti da inserire in configurazioni di autoconsumo diffuso.

Allo stato attuale il numero delle richieste pervenute non corrisponde alle attese e al grande clamore mediatico degli ultimi anni, ma è certamente utile esaminare i fattori che possono incidere sull'implementazione di progettualità in regime di autoconsumo diffuso.

Si consideri innanzitutto il fattore economico: l'assetto definitivo del meccanismo ha certamente disatteso le aspettative di chi immaginava di disporre di una marginalità più ampia per garantire più benefici economici sia ai produttori sia ai clienti da coinvolgere nelle configurazioni incentivate: si pensi all'impossibilità per le grandi imprese di far parte delle comunità energetiche come anche alla previsione di un valore soglia per effetto del quale nel caso in cui l'energia condivisa su base annuale risulti superiore al 55% dell'energia immessa in rete, il premio eccedente tale soglia può essere destinato esclusivamente a clienti finali diversi da imprese o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori

interessati dalla condivisione di energia.

Tali condizioni rappresentano sicuramente una limitazione rispetto all'esperienza del regime transitorio (che tuttavia era applicabile solo a punti sottesi alla medesima cabina secondaria e a impianti fino a 200 kW), ma sono il frutto di una lunga interlocuzione con la Commissione che in ogni caso ha portato al conseguimento del risultato, per niente scontato, della possibilità di riconoscere un premio significativo all'energia condivisa.

Altro fattore è quello della complessità del meccanismo che incide sulla capacità degli operatori di cogliere le opportunità associate alle configurazioni di autoconsumo: chi come il GSE si occupa di meccanismi tecnici e amministrativi sa che la semplificazione è un esercizio da attuare quotidianamente, ma è anche vero che la complessità non è comprimibile a piacere.

Tale complessità, peraltro, pone criticità maggiori nel caso delle configurazioni di autoconsumo diffuso in cui le valutazioni da effettuare e le decisioni da assumere non riguardano un unico investitore, ma più soggetti anche con ruoli, aspettative e punti di osservazione diversi (il produttore e il consumatore).

Entrambi i suddetti fattori rispecchiano pienamente il carattere innovativo del meccanismo e possono generare una percezione di criticità o di opportunità in funzione dell'approccio dei potenziali investitori e della loro capacità di pensare e agire in modo collettivo.

Il meccanismo, infatti, non premia la mera generazione di energia quanto piuttosto la relazione tra la fase di generazione e di consumo di soggetti diversi, la cui capacità di condividere energia incide direttamente sul livello di incentivazione della configurazione.

Peraltro, con un periodo di incentivazione della durata di 20 anni, qualsiasi accordo di ripartizione dei benefici tra produttori e consumatori sarebbe destinato a naufragare di fronte al moto ondoso dei prezzi di mercato che potrebbero generare, di volta in volta, un contesto più favorevole al produttore o al consumatore.

Allo stesso modo in cui l'autoconsumo fisico rende il prosumer più resiliente alle oscillazioni del prezzo di mercato, l'autoconsumo diffuso può portare lo stesso beneficio ai membri della comunità sia attraverso il premio erogato dal GSE sia attraverso altri accordi da realizzare con le imprese di vendita ai fini della stabilizzazione delle condizioni di fornitura.

Si consideri inoltre che, in termini di caratteristiche degli impianti di produzione e di tipologia di soggetti, le configurazioni di autoconsumo diffuso si possono realizzare in tante combinazioni e finalità per le quali la percezione del beneficio non prevede necessariamente un riconoscimento economico ai clienti partecipanti: è il caso delle comunità che nascono con finalità sociali, per la riqualificazione degli edifici pubblici, per la riduzione della bolletta energetica dei Comuni, ecc.

## **5. Conclusioni**

La progettualità associata a un meccanismo innovativo come quello delle CACER non può essere considerata semplicemente una nuova progettualità che si aggiunge alle precedenti, ma deve essere necessariamente riconosciuta come una progettualità nuova per seguire le tendenze che ci propongono il percorso di transizione energetica del Paese e la profonda trasformazione del nostro sistema elettrico: le comunità energetiche rappresentano una sorta di laboratorio di quello che sarà il funzionamento del mercato elettrico quando il peso delle fonti rinnovabili sarà preponderante rispetto a quello delle fonti tradizionali.

In tal senso le criticità e le opportunità che si possono intravedere nel meccanismo riflettono esclusivamente le diverse capacità di orientare le progettualità energetiche e comportamentali per allinearsi al cambiamento in atto.

Il meccanismo CACER fornisce un supporto e uno stimolo a realizzare quegli asset o quei comportamenti che sarà sempre più necessario avere nel sistema elettrico del futuro: con la crescita della produzione da fonti rinnovabili e in particolare di quelle non programmabili, il modello basato sulla condivisione dell'energia e sulla risposta collettiva alle sollecitazioni del sistema elettrico troverà sempre maggiori applicazioni nella realtà e andrà ad amplificare le opportunità e la competitività dei soggetti in grado di esercitare in modo attivo il proprio ruolo di produttore o consumatore di energia.

# Le Comunità Energetiche Rinnovabili e gli Enti pubblici territoriali: rapporti, limiti e prospettive

*Antonio De Vita*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-115

*Le Comunità energetiche rinnovabili rappresentano uno strumento potenzialmente idoneo a garantire, anche dal basso, un significativo percorso di transizione in campo ambientale, essendo in grado di renderlo meno gravoso anche per i consumatori finali e per le fasce più deboli della società per il tramite dell'autoproduzione e condivisione sul posto del consumo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili; tale obiettivo non può tuttavia essere adeguatamente perseguito senza coinvolgere gli Enti pubblici, innanzitutto territoriali, che attraverso lo svolgimento dei loro compiti istituzionali, tra cui spicca l'attività di pianificazione territoriale, possono incentivare le iniziative in tal senso e garantire il raggiungimento dell'obiettivo finale.*

## ***Renewable Energy Communities and local Public Authorities: relationships, limits and perspectives***

*Renewable Energy Communities represent a potentially effective tool to ensure a significant pathway for environmental transition, even from the grassroots level, as they can make this process less burdensome for both end consumers and the most vulnerable segments of society through self-production and on-site sharing of energy produced from renewable sources. However, this goal cannot be adequately pursued without the involvement of public authorities, especially local ones, which, through the exercise of their institutional duties – most notably spatial planning – can encourage such initiatives and ensure the achievement of the final objective of energy transition.*

*Sommario: 1. Rapporto tra C.E.R. e contesto territoriale.- 2. Competenze normative e amministrative in materia di C.E.R..- 3. Le C.E.R. quali espressione dell'autonomia privata e il loro rapporto con gli Enti pubblici territoriali.- 4. Il fondamentale ruolo della pianificazione territoriale nello sviluppo delle C.E.R..*

## 1. Rapporto tra C.E.R. e contesto territoriale

Le Comunità energetiche rinnovabili (C.E.R.) sono soggetti collettivi, costituiti da persone fisiche, imprese, Amministrazioni pubbliche locali ed entità varie, che perseguono l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai predetti membri e alle aree di riferimento, in particolare producendo, scambiando e consumando sul posto energia da fonti rinnovabili negli impianti da esse gestiti<sup>[1]</sup>.

Gli elementi fondamentali e indefettibili di una C.E.R. sono rappresentati (i) dalla disponibilità (e dal correlato controllo), in capo a siffatto organismo, di impianti di produzione di energia rinnovabile collocati nella stessa zona in cui sono ubicati i consumatori finali, (ii) dal perseguimento di uno scopo ambientale e sociale, ossia la produzione e la condivisione, ai fini del consumo, dell'energia prodotta dai richiamati impianti di produzione di energia rinnovabile, e (iii) dalla natura dei soggetti partecipanti alla predetta Comunità, ossia persone fisiche o altre entità pubbliche o collettive che consumano (e producono) energia.

Al fine di incentivare e ampliare il più possibile la produzione (e il consumo) di energia da fonti rinnovabili, facendo convergere su tale scopo anche i consumatori finali persone fisiche e piccole imprese<sup>[2]</sup>, assume rilievo determinante la realtà territoriale in cui le Comunità vengono costituite o promosse, considerato il ruolo fondamentale, ai fini del raggiungimento dell'obiettivo, di un idoneo contesto di riferimento – rappresentato non solo dal territorio in senso stretto, ma anche dalla popolazione e dal tessuto produttivo ivi insediati – nell'ambito del quale sia consentita la realizzazione di un impianto di produzione di energia rinnovabile e risulti agevole anche il coinvolgimento degli Enti pubblici locali, tra cui quelli territoriali in primis<sup>[3]</sup>, in grado di favorire la nascita e lo sviluppo di iniziative in tal senso. Tali aspetti, ossia l'elemento territoriale e quello della contestuale presenza di soggetti produttori e utilizzatori dell'energia<sup>[4]</sup>, sono strettamente collegati, poiché il legislatore ha imposto che l'energia prodotta debba essere utilizzata prioritariamente per il consumo istantaneo dei componenti della Comunità energetica, precludendo altresì il perseguimento, in via principale, del profitto finanziario in capo alla predetta Comunità<sup>[5]</sup>; ciò trova una conferma sia nel divieto imposto alle imprese partecipanti alla Comunità di configurare tale partecipazione come la propria

attività commerciale e industriale principale, sia nella prevista possibilità di adesione di tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili<sup>[6]</sup>, anche se non hanno poteri di controllo sulla C.E.R. e non sono produttori di energia.

La platea dei soggetti che possono far parte di una C.E.R. – prevalentemente consumatori finali, pubblici o privati, che non sono operatori professionali del settore della produzione e del trasporto di energia – rende determinante in molti frangenti e sotto svariati profili il ruolo degli Enti pubblici locali nella loro promozione e realizzazione. In primo luogo, l'interesse generale alla costituzione di una C.E.R. rappresenta uno dei presupposti per rendere possibile e giustificare la collocazione degli impianti di produzione dell'energia rinnovabile presso i siti di proprietà pubblica<sup>[7]</sup>, solitamente adeguati anche a livello dimensionale in rapporto a bacini di utenza significativi, così differenziandosi da quelli privati, generalmente realizzati per soddisfare il bisogno di singole realtà familiari, che peraltro richiedono una scelta libera e non coercibile del proprietario, laddove questi decida di dividerne l'utilizzo con altri soggetti. Correlata a tale aspetto è la questione riguardante i soggetti che possono assumere l'iniziativa di costituire una C.E.R., tra i quali rientrano anche i predetti Enti locali: gli obiettivi che il legislatore ha posto in capo alle Comunità energetiche, ossia il perseguimento di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità in favore dei suoi soci o membri o delle aree locali in cui esse operano, sono anche (parte delle) finalità che, su scala più ampia, devono perseguire gli Enti locali, soprattutto quelli territoriali, quali Amministrazioni a competenza generale, rappresentative delle collettività presenti sul proprio territorio. Peraltro, tale conclusione risulta rafforzata dalla circostanza che la partecipazione alle Comunità energetiche può essere estesa anche alle fasce deboli della cittadinanza – famiglie a basso reddito o vulnerabili o soggetti emarginati – che non possiedono impianti di produzione di energia e quindi sono esclusivamente consumatori, perseguendo in tal modo l'Ente locale anche la coesione e l'inclusione sociale, attraverso il recupero e il coinvolgimento di strati di popolazione presenti nel contesto territoriale che versano in condizioni di povertà energetica. Inoltre, gli Enti territoriali hanno anche il compito di pianificare il territorio in vista della regolamentazione dell'uso dello stesso, mediando, nel rispetto della disciplina normativa di riferimento, tra i vari interessi che in tale ambito vengono in contrapposizione. La pianificazione

territoriale assume un ruolo determinante nell'istituzione di una C.E.R., poiché la necessaria presenza fisica di (almeno) un impianto di energia rinnovabile per procedere alla sua costituzione rende indispensabile l'individuazione di un'area in cui tale intervento è realizzabile, diversamente venendo meno uno dei presupposti per realizzare una C.E.R. (ossia, la presenza di un impianto che produce l'energia rinnovabile da condividere tra tutti i consumatori).

Da quanto evidenziato, emerge che il coinvolgimento degli Enti pubblici locali assume un fondamentale rilievo con riguardo alla costituzione e al funzionamento di una C.E.R., sia in via diretta che indirettamente, poiché i predetti Enti possono concorrere alla costituzione di una Comunità energetica e fornirle l'area per la collocazione dell'impianto di produzione di energia rinnovabile (oppure l'impianto, se già realizzato), ma possono altresì influenzare la vita e l'attività delle C.E.R. nello svolgimento dei loro compiti istituzionali (in sede di pianificazione territoriale, con riferimento alle attività di inclusione sociale, ecc.).

## **2. Competenze normative e amministrative in materia di C.E.R.**

Le C.E.R. trovano i loro referenti normativi nell'art. 31 del d.lgs. n. 199/2021 (Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) e nell'art. 2, par. 2, n. 16, della presupposta Direttiva 2018/2001/UE, attraverso cui vengono individuate le indefettibili caratteristiche di fondo di tali organismi e se ne delinea l'assetto strutturale e funzionale<sup>[8]</sup>.

Il d.lgs. n. 199/2021 stabilisce espressamente che i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili facenti riferimento alle Comunità energetiche siano stabiliti con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (già Ministro della Transizione Ecologica)<sup>[9]</sup>, mentre all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (A.R.E.R.A.) è affidato il compito di adottare i provvedimenti necessari a garantire l'attuazione delle disposizioni relative (anche alle C.E.R.)<sup>[10]</sup>.

È previsto altresì l'intervento del Gestore dei servizi energetici (G.S.E.) per l'effettuazione del monitoraggio dell'evoluzione dell'energia soggetta al

pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie, tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti<sup>[11]</sup>.

Le richiamate competenze non esauriscono gli strumenti di intervento pubblicistico nella materia, sussistendo una potestà normativa e amministrativa sia in capo alle Regioni che agli Enti locali territoriali, almeno con riguardo agli aspetti che intersecano le competenze di questi ultimi. La materia produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia appartiene alla potestà legislativa concorrente tra Stato e Regioni<sup>[12]</sup>, come pure la materia del governo del territorio, dove si rinviene altresì una riserva di competenza degli Enti territoriali, in particolare dei Comuni<sup>[13]</sup>, mentre la materia dell'assistenza (e coesione) sociale rientra nell'ambito della potestà legislativa residuale regionale. Agli Enti territoriali spetta poi, ai sensi dell'art. 117, sesto comma, Cost., la potestà regolamentare per la disciplina dello svolgimento delle funzioni loro attribuite.

Sulla scorta di siffatte premesse, molte Regioni hanno adottato delle leggi regionali per stimolare lo sviluppo delle C.E.R., attraverso la promozione e l'avvio di percorsi per la creazione di tali entità, sia in relazione all'obiettivo di giungere al superamento dell'uso dei combustibili fossili e perseguire la sostenibilità ambientale e l'autonomia energetica a livello locale, sia per contrastare fenomeni di povertà energetica; in alcuni casi sono state poi previste forme di incentivazione e finanziamento, al fine di favorire un'ampia diffusione sul territorio delle Comunità energetiche rinnovabili, soprattutto nelle aree più svantaggiate<sup>[14]</sup>. Tuttavia nessuna legge regionale ha rafforzato in maniera sostanziale i procedimenti di propria competenza o quelli nella titolarità degli Enti locali in relazione ai quali vi è un coinvolgimento, diretto o indiretto, delle C.E.R., avendo le varie Regioni provveduto esclusivamente a istituire dei sistemi per favorire la nascita e lo sviluppo delle Comunità, assumendosi di regola il compito di fornire supporto, anche tecnico e giuridico, ai soggetti che ne assumono l'iniziativa. Alcune Regioni<sup>[15]</sup> hanno poi previsto che i Comuni e gli Enti locali che intendono procedere alla costituzione di una Comunità energetica debbano adottare uno specifico Protocollo d'intesa, redatto sulla base dei criteri definiti dalla Giunta regionale, cui possono aderire soggetti pubblici e privati e di cui non sempre viene chiarito l'effettivo contenuto e soprattutto il valore in

termini strettamente giuridici<sup>[16]</sup>.

Dall'esame della normativa regionale si ricava che attraverso le introdotte discipline non si è ritenuto di integrare le fasi di svolgimento dell'attività di natura pubblicistica rientranti nella titolarità degli Enti territoriali attraverso il riconoscimento alle C.E.R., già istituite o istituende, di uno specifico ruolo nei relativi procedimenti, diversamente da quanto avvenuto, ad esempio, con gli Enti del Terzo Settore, dove attraverso forme di co-programmazione e co-progettazione e accreditamento, gli Enti pubblici coinvolgono siffatti organismi nell'esercizio delle proprie funzioni di programmazione e organizzazione degli interventi e dei servizi a livello territoriale<sup>[17]</sup>; neppure sono stati istituiti specifici percorsi di programmazione o pianificazione attraverso i quali orientare le politiche pubbliche anche in rapporto alla futura costituzione di C.E.R. sul territorio dell'Ente interessato.

Probabilmente, la mancata introduzione a livello regionale di regole procedurali e di cooperazione con le C.E.R. è dipesa anche dall'incertezza in ordine alla sussistenza della potestà legislativa su tale materia, visto che la Regione non ha il potere di stabilire quali caratteristiche debba avere una Comunità energetica e come può essere costituita<sup>[18]</sup>. Tuttavia, come già rilevato in precedenza, non sembra revocabile in dubbio la possibilità, anzi l'opportunità, per la Regione di introdurre regole che valorizzino il ruolo delle C.E.R. nei procedimenti di pertinenza della stessa Regione o degli Enti locali minori, soprattutto in relazione alle materie di competenza (anche) regionale o locale, come può essere il governo del territorio o l'assistenza alle fasce deboli della popolazione e la loro inclusione sociale. A conferma di tale assunto può essere richiamata la circostanza che nell'ambito paesaggistico e di pianificazione territoriale – in parte afferente alla materia governo del territorio – è lo stesso legislatore statale che affida alle Regioni il compito di disciplinare, mediante apposite norme di legge, i procedimenti di pianificazione, anche in riferimento a ulteriori forme di partecipazione, informazione e comunicazione<sup>[19]</sup>.

La mancanza di una disciplina regionale non è mitigata dalle previsioni contenute nella legge statale, che non si occupa affatto degli aspetti legati alla partecipazione delle C.E.R. alla programmazione e predisposizione delle politiche pubbliche che le riguardano. In particolare, in ambito pianificatorio non è previsto ad alcun livello la presenza di un piano degli impianti di energia rinnovabile o strumento

assimilato, che avrebbe potuto integrare la pianificazione territoriale generale, alla stregua di un piano di settore (come accade, ad esempio, con i piani di zonizzazione acustica, del traffico, del commercio, delle attrezzature religiose, di assetto idrogeologico, ecc.)<sup>[20]</sup>. L'assenza di un tale strumento impedisce la specifica emersione e valorizzazione della posizione delle C.E.R., lasciando la scelta di coinvolgere tali soggetti o di programmarne la costituzione alla volontà del singolo Ente procedente, cui unicamente è rimessa l'individuazione dei soggetti con cui rapportarsi e le modalità con cui intervenire nel predetto ambito: ciò non garantisce affatto una valutazione approfondita degli aspetti rilevanti e soprattutto rischia di creare delle disparità di trattamento sia tra i soggetti amministrati (comprese le C.E.R. istituite sul territorio) sia tra aree potenzialmente interessate, magari poste nel medesimo contesto territoriale.

L'importanza di uno specifico coinvolgimento nel procedimento pianificatorio anche delle C.E.R. trova un espresso richiamo nella Direttiva 2018/2001/UE, dove al Considerando 27 si puntualizza che *«la pianificazione delle infrastrutture necessarie ai fini della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dovrebbe tenere conto delle politiche relative alla partecipazione delle persone interessate dai progetti, in particolare la popolazione locale»*; inoltre, all'art. 15, par. 3, primo periodo, si precisa che *«gli Stati membri provvedono affinché le autorità competenti a livello nazionale, regionale e locale inseriscano disposizioni volte all'integrazione e alla diffusione delle energie rinnovabili, anche per l'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili e le comunità di energia rinnovabile, e all'uso dell'inevitabile calore e freddo di scarto in sede di pianificazione, compresa la pianificazione precoce del territorio, progettazione, costruzione e ristrutturazione di infrastrutture urbane, aree industriali, commerciali o residenziali e infrastrutture energetiche, comprese le reti di energia elettrica, teleriscaldamento e teleraffrescamento, gas naturale e combustibili alternativi»*.

Quindi, accanto al coinvolgimento delle C.E.R., certamente deve essere riconosciuto, anche in ossequio alle richiamate previsioni contenute nella Direttiva europea, uno spazio di intervento agli Enti territoriali nella individuazione dei siti su cui la Comunità energetica può realizzare un impianto di energia rinnovabile, essendo tale competenza strettamente legata allo svolgimento delle funzioni amministrative di gestione del territorio e di garanzia

dell'inclusione sociale della popolazione amministrata. Tuttavia, in linea con le prescrizioni contenute nell'art. 20 del d.lgs. n. 199/2021, l'individuazione delle aree idonee o non idonee all'installazione degli impianti di più rilevanti dimensioni deve avvenire per il tramite di una legge regionale che dia attuazione ai criteri e agli indirizzi contenuti in un decreto ministeriale; nel predetto decreto sono individuate (i) le aree idonee, ossia quelle in cui è previsto un iter accelerato e agevolato per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili e delle infrastrutture connesse, (ii) le aree non idonee, ossia quei siti le cui caratteristiche sono incompatibili con l'installazione di specifiche tipologie di impianti<sup>[21]</sup>, (iii) le aree ordinarie, ovvero le superfici e le aree non ricomprese in quelle precedenti e nelle quali si applicano i regimi autorizzativi ordinari di cui al d.lgs. n. 28/2011, e (iv) le aree in cui è vietata l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra, ovvero le aree agricole per le quali vige un tale divieto di installazione<sup>[22]</sup>.

Come emerge da quanto appena riportato, risulta evidente che, pur sussistendo certamente una competenza degli Enti territoriali in materia di fonti rinnovabili – espressamente riconosciuta, in particolare alle Regioni<sup>[23]</sup> –, la stessa non può costituire un ostacolo o una limitazione per la realizzazione e l'implementazione degli impianti di energia rinnovabile sul territorio, trattandosi tra l'altro di infrastrutture di pubblica utilità il cui procedimento di approvazione rappresenta in via automatica una variante allo strumento urbanistico<sup>[24]</sup>. L'accentramento della competenza in capo allo Stato è conseguenza della sintesi di una serie di interessi che hanno trovato il loro punto di equilibrio nella disciplina oggi vigente, quali «*il rispetto dei “vincoli imposti dalla normativa dell'Unione europea, così come degli obblighi assunti a livello internazionale con la legge 1° giugno 2002, n. 120 (Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997) e con la legge 4 novembre 2016, n. 204 (Ratifica ed esecuzione dell'Accordo di Parigi collegato alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, adottato a Parigi il 12 dicembre 2015), nel comune intento “di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra” (sentenza n. 275 del 2012; nello stesso senso, sentenze n. 46 del 2021, n. 237 del 2020, n. 148 del 2019 e n. 85 del 2012), onde contrastare il riscaldamento globale e i cambiamenti climatici (sentenza n. 77 del 2022)” (sentenza n. 121 del 2022); la tutela del paesaggio e del*

*territorio; la necessità di assicurare l'effettività della tutela giurisdizionale ai soggetti privati interessati alla realizzazione degli impianti»<sup>[25]</sup>. Del resto, sebbene l'intervento degli Enti territoriali debba dispiegarsi all'interno delle richiamate coordinate, il medesimo risulta tuttavia utile, e a volte anche necessario, in vista della massimizzazione dell'impatto positivo delle fonti di energia rinnovabile nel contesto di riferimento, poiché in attuazione del principio di sussidiarietà verticale la prossimità dei richiamati Enti alla collettività di riferimento li rende in grado di soddisfare al meglio i bisogni dei soggetti da essi amministrati<sup>[26]</sup>.*

### **3. Le C.E.R. quali espressione dell'autonomia privata e il loro rapporto con gli Enti pubblici territoriali**

Come già rilevato in precedenza, il legislatore statale, all'art. 31 del d.lgs. n. 199/2021, ha dettato una puntuale disciplina in ordine alle caratteristiche di una C.E.R., che va integrata con quanto disposto dall'art. 2, par. 2, n. 16, della Direttiva 2018/2001/UE, che costituisce il presupposto della norma nazionale che l'ha recepita<sup>[27]</sup>.

Innanzitutto, la Comunità energetica rinnovabile è un soggetto di diritto autonomo, così differenziandosi dai soggetti che vi partecipano e assumendo la veste di separato centro di imputazione dei rapporti giuridici, rivolti al perseguimento dell'interesse esclusivo della medesima Comunità<sup>[28]</sup>; per tale ragione non rileva in via diretta la posizione dei vari aderenti, i quali sono (e restano) entità autonome e separate<sup>[29]</sup> che potrebbero persino trovarsi in posizione di conflitto di interessi con la C.E.R., senza che ciò determini conseguenze di qualche tipo.

Le C.E.R. possono essere definite degli enti di scopo, in quanto il loro oggetto – ovvero il prioritario utilizzo dell'energia autoprodotta attraverso gli impianti dalle stesse gestiti per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità, senza il perseguimento in via principale del profitto finanziario<sup>[30]</sup> – è prestabilito e imposto direttamente dal legislatore e non può essere modificato dai partecipanti alle stesse o in sede di concreto svolgimento della loro attività<sup>[31]</sup>.

Inoltre, sebbene la partecipazione alle C.E.R. sia di carattere volontario (e

aperto)<sup>[32]</sup>, la stessa non è consentita a tutti i soggetti dell'ordinamento in maniera indiscriminata, ma è innanzitutto legata a un criterio topografico, ovvero è riservata soltanto a coloro che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili gestiti dalla medesima Comunità<sup>[33]</sup>; sono poi escluse dalla partecipazione le grandi imprese e quelle che intendono farne la propria attività commerciale e industriale principale. Il legislatore inoltre prevede che l'esercizio del potere di controllo possa spettare a persone fisiche, PMI, associazioni con personalità giuridica di diritto privato, Enti territoriali e Autorità locali, ivi incluse le Amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del Terzo Settore e di protezione ambientale nonché le altre Amministrazioni locali, purché tali soggetti abbiano un collegamento fisico con il territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti che producono l'energia rinnovabile<sup>[34]</sup>.

La forma costitutiva delle C.E.R. non è stata prestabilita né in sede europea né dal legislatore statale, lasciando così piena libertà di scelta in capo ai soggetti partecipanti<sup>[35]</sup>, i quali possono optare per un organismo più o meno snello, non essendo esclusa nemmeno la possibilità di ricorrere alla forma dell'associazione non riconosciuta o utilizzare la veste di Ente del Terzo Settore<sup>[36]</sup>. La formale configurazione di una C.E.R., la cui scelta finale è affidata ai soggetti che intendono costituirla, pur non essendo imposta dall'ordinamento, incontra comunque dei limiti che sono sia di carattere strutturale che funzionale, poiché deve essere rispettata la sua, seppur minima, cornice legale e deve soprattutto garantirsi la perseguibilità in maniera adeguata degli scopi per i quali viene istituita. Deve perciò ritenersi esclusa la possibilità di costituire una C.E.R. sotto forma di società di capitali<sup>[37]</sup>, poiché, come segnalato, la stessa non può perseguire, in via principale, il profitto finanziario e quindi avere uno scopo di lucro<sup>[38]</sup>; deve poi ritenersi precluso l'utilizzo di tutti quei moduli organizzativi che impediscono l'accesso alla Comunità di nuovi aderenti o l'uscita di coloro che non intendessero più prendervi parte, dovendo questa conservare, senza soluzione di continuità, il suo carattere aperto e volontario, stabilito *expressis verbis* dall'art. 2, par. 2, n. 16, della Direttiva 2018/2001/UE<sup>[39]</sup>.

L'art. 31, comma 1, lett. b, del d.lgs. n. 199/2021 prevede altresì che l'esercizio dei poteri di controllo su una C.E.R. possa far capo esclusivamente ad alcune categorie, sebbene di numero non proprio limitato, di soggetti, già in precedenza

menzionati. Più nello specifico è previsto che possano esercitare poteri di controllo sulle C.E.R. anche gli Enti pubblici che siano collocati fisicamente nel territorio in cui è operativo l'impianto di produzione di energia rinnovabile; naturalmente non si tratta soltanto degli Enti pubblici territoriali (Regioni, Province, Città Metropolitane e Comuni), ma di tutte le Amministrazioni pubbliche che abbiano un collegamento con quel territorio, ovvero una sede nello stesso (ad esempio, Enti funzionali quali Università, Camere di commercio, Agenzie fiscali, Enti Parco, ecc.)<sup>[40]</sup>.

Tuttavia un ruolo di assoluto rilievo, anche in fase di costituzione e operatività delle C.E.R., lo svolgono gli Enti territoriali, in particolare i Comuni, che possono in tali frangenti fornire apporti diversificati in relazione a vari aspetti, di rilievo non secondario, che risultano di grande importanza all'atto dell'istituzione di una C.E.R.<sup>[41]</sup>.

Gli Enti territoriali possono assumere l'iniziativa di costituire una C.E.R. attraverso l'aggregazione di altri soggetti pubblici o privati in vista del conseguimento di siffatto obiettivo<sup>[42]</sup>. Tale iniziativa, connotata da ampia discrezionalità e del tutto facoltativa, è certamente rispettosa della missione istituzionale di un Ente locale – soprattutto dei Comuni, che sono Enti a competenza generale<sup>[43]</sup> – in quanto si tratta di dar vita a un organismo che ha quale obiettivo principale «*quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari*», anche arrecando diretti vantaggi ai consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili<sup>[44]</sup>. Per tale ragione, l'iniziativa assunta dall'Ente pubblico non rientra nell'attività afferente alla sfera privatistica dello stesso (che pure è ammessa per i soggetti pubblici), ma è espressione di una potestà amministrativa orientata al perseguimento della propria missione istituzionale: ciò impone il rispetto delle regole pubblicistiche in fase di assunzione della relativa determinazione, tra cui spiccano il necessario perseguimento dell'interesse pubblico, il rispetto della parità di trattamento dei consociati e il dovere di motivazione della scelta, previa adeguata istruttoria.

Per la costituzione della C.E.R. l'Ente pubblico può ricorrere a moduli gestori diversificati, dovendosi tuttavia escludere il ricorso a quelle forme gestionali (ad esempio, le già segnalate società caratterizzate da finalità lucrative), la cui struttura

rischierebbe di snaturare e prevalere sugli scopi perseguiti dalla Comunità e imposti dallo stesso legislatore<sup>[45]</sup>. Sebbene l'attività posta in essere dalle C.E.R. non possa essere ritenuta per definizione un servizio in perdita (a livello economico), in ogni caso il prevalente (e caratterizzante) obiettivo delle Comunità energetiche è quello di produrre, non perseguendo finalità di profitto, benefici di tipo ambientale e fornire un ausilio alle fasce più deboli della popolazione che si trovano in condizioni di vulnerabilità energetica. Ciò esclude che la costituzione di una C.E.R. possa essere ricondotta al novero dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, non essendosi al cospetto di un'attività svolta in regime di concorrenza, vista l'assenza di un mercato di riferimento – non essendo perseguibile un lucro finanziario attraverso la loro costituzione –, e considerate le precipue finalità di tipo ambientale e sociale<sup>[46]</sup>. Di converso, si può ritenere che l'istituzione di una C.E.R. possa inquadarsi nell'ambito dei servizi pubblici locali privi di rilevanza economica<sup>[47]</sup>, in cui le richiamate finalità sono ben evidenti e giustificano ampiamente l'adozione di un modulo gestorio più confacente a un organismo avente uno scopo non imprenditoriale, o meglio non lucrativo<sup>[48]</sup>.

L'Ente pubblico, oltre a poter concorrere alla costituzione di una C.E.R., può, sempre sulla base di una scelta ampiamente discrezionale, entrare far parte di una Comunità già costituita da altri soggetti. Le condizioni di partecipazione sono del tutto simili rispetto a quelle richieste per poter costituire le C.E.R., salvo alcune possibili limitazioni legate al concreto assetto conferito dai soggetti originari promotori alla predetta Comunità. In primo luogo, deve verificarsi la compatibilità della presenza (dell'ingresso) dell'Ente pubblico con la forma gestoria utilizzata, come si ricava dal tenore dell'art. 5, comma 1, del d.lgs. n. 175/2016 (Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica), che richiede la dimostrazione dell'indispensabilità della partecipazione (nella specie, societaria) per il conseguimento delle finalità istituzionali<sup>[49]</sup>. Deve poi verificarsi che nella fattispecie concreta non ricorrano elementi che possano porsi in violazione dei doveri gravanti su un Ente pubblico (ad esempio, la presenza di clausole sociali *contra legem* o discriminatorie o di soggetti in conflitto di interessi con l'Ente, il perseguimento di finalità speculative, ecc.). Altro aspetto da porre in evidenza è la necessità che la partecipazione debba riferirsi a una Comunità energetica rinnovabile che abbia tutti i requisiti costitutivi previsti dalla

normativa europea e nazionale e non deve trattarsi di un soggetto che abbia soltanto alcuni tratti in comune con tale organismo, poiché se l'autonomia privata può dar vita a entità associative non tipizzate, nella specie soltanto la presenza di una C.E.R. può giustificare la partecipazione di un Ente pubblico, diversamente venendo meno la copertura normativa rappresentata dall'art. 31 del d.lgs. n. 199/2021.

È possibile che l'Ente pubblico si trovi al cospetto di una pluralità di Comunità energetiche operanti sul proprio territorio e ciò ponga il problema della compatibilità di una contemporanea partecipazione del citato Ente a più Comunità o dell'individuazione del criterio di scelta per selezionare quella a cui partecipare. Si deve ritenere che non vi sia alcun ostacolo alla contemporanea partecipazione di un Ente pubblico – in special modo di quelli territoriali – a più Comunità energetiche situate sul proprio territorio, considerate le finalità che il legislatore ha assegnato a tali organismi e la missione perseguita dagli Enti pubblici. Richiedendo le C.E.R. la presenza di un impianto di produzione di energia rinnovabile connesso a una cabina primaria situata nell'area territoriale in cui sono costituite, si previene il rischio che vi sia una sovrapposizione di Comunità energetiche nella medesima zona e quindi che ci si trovi al cospetto di C.E.R. in competizione tra di loro (in precedenza si è già esclusa la presenza di un mercato concorrenziale in proposito). Tale considerazione, unitamente alla circostanza che una maggiore diffusione territoriale delle C.E.R. aumenta i benefici ambientali e sociali, dovrebbe rendere addirittura auspicabile la partecipazione degli Enti locali territoriali a tutte le Comunità che sono state costituite e operano nel proprio territorio, così estendendo al massimo i vantaggi ambientali e la tutela delle fasce più vulnerabili della popolazione ed evitando di creare delle disparità di trattamento tra le diverse zone interessate.

L'Ente pubblico che costituisce una C.E.R. oppure entra a farne parte può conferire alla stessa la proprietà o l'uso di beni che siano idonei alla produzione di energia rinnovabile o comunque siano agli stessi connessi; anche ove l'Ente non ritenesse di aderire alla C.E.R. non può escludersi una tale possibilità di conferimento<sup>[50]</sup>. Si può trattare di impianti già in esercizio (come possono essere i pannelli fotovoltaici installati su un edificio pubblico o un impianto da biomassa già realizzato), oppure di aree idonee a ospitare la loro realizzazione da parte della C.E.R. Il conferimento deve ritenersi pienamente legittimo e giustificato dalla

posizione ricoperta dall'Ente pubblico nell'ambito della Comunità energetica o comunque dalla sua veste di Amministrazione esponentiale, come evidenziato in precedenza. Pur trattandosi della gestione di beni pubblici, appartenenti sia al patrimonio disponibile che indisponibile, non si ritiene, per vari ordini di ragioni, che debba farsi luogo a una procedura a evidenza pubblica per procedere alla richiamata attribuzione. Del resto non si è al cospetto di beni effettivamente "contendibili", poiché gli stessi possono essere conferiti soltanto a una C.E.R. che abbia una prossimità geografica rispetto a essi (dovendo essere serviti dalla medesima cabina primaria)<sup>[51]</sup> e quindi, essendo esclusa la sovrapposibilità di più C.E.R. nello stesso territorio, nessun problema si pone sotto tale profilo. I richiamati beni, poi, non sono destinati a un uso esclusivo o per favorire interessi particolari, anche privati, ma sono utilizzati per scopi di pubblico interesse, che per definizione non richiedono il ricorso ad alcuna procedura a evidenza pubblica. Infine, ove si trattasse di impianti realizzati su beni patrimoniali indisponibili (ad esempio, di un impianto fotovoltaico realizzato sull'edificio sede municipale) ne sarebbe consentito soltanto l'uso, non potendosi cedere la loro proprietà, poiché per legge tali beni non possono essere sottratti alla loro destinazione<sup>[52]</sup>. Ugualmente i beni appartenenti al patrimonio indisponibile (come una cava o una miniera pubblica) non possano essere oggetto di conferimento in proprietà della C.E.R., ma possono essere concessi solo in uso con riguardo alla parte di interesse per l'attività di quest'ultima: quindi, per esemplificare, non sarà conferito l'uso dell'intero bene, che resta destinato alla sua funzione principale, ma sarà concessa soltanto la gestione della parte del bene che è direttamente funzionale alla produzione di energia oppure che è alla stessa connessa<sup>[53]</sup>.

#### **4. Il fondamentale ruolo della pianificazione territoriale nello sviluppo delle C.E.R.**

La pianificazione territoriale rientra nella competenza degli Enti pubblici territoriali che, ai vari livelli, provvedono a disciplinare l'uso del territorio in modo da consentirne un utilizzo corretto e nel rispetto della sostenibilità ambientale, anche avuto riguardo alla circostanza che le risorse naturali non sono infinite, ma vanno utilizzate e gestite in maniera accorta in vista del

soddisfacimento dei bisogni delle generazioni attuali, senza tuttavia compromettere la qualità della vita e le possibilità delle generazioni future (principio dello “sviluppo sostenibile”).

Il livello pianificatorio di carattere generale avente maggiore ampiezza che è previsto dall’ordinamento italiano è quello che afferisce al territorio regionale<sup>[54]</sup> e si estrinseca nell’approvazione del Piano paesaggistico regionale, che comprende, tra l’altro, (i) la ricognizione del territorio oggetto di pianificazione, mediante l’analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche, impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni, (ii) la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico e di quelle tutelate per legge, (iii) l’analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell’individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, (iv) l’individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse o degradate e degli altri interventi di valorizzazione compatibili con le esigenze della tutela e (v) l’individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate<sup>[55]</sup>.

Il Piano avente scala regionale deve quindi operare una ricognizione dell’intero territorio di competenza e deve procedere a grandi linee alla sua pianificazione, soprattutto attraverso l’individuazione degli elementi portanti di tale processo, da porre in relazione con gli obiettivi che si intendono perseguire, nel rispetto degli indirizzi dettati dal legislatore, e a partire dalla concreta e attuale conformazione delle aree oggetto di disciplina.

Con riguardo alle C.E.R., la pianificazione regionale non può prescindere dalla circostanza che il legislatore statale ha affidato proprio alle Regioni il compito di individuare, seppure con lo strumento della legge (regionale), le aree idonee all’installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile di maggiore dimensione<sup>[56]</sup> e, con provvedimenti amministrativi, le aree non idonee a tale scopo<sup>[57]</sup>. In sede pianificatoria devono necessariamente essere recepite tali indicazioni, non modificabili nel loro contenuto, trattandosi di aspetti che non possono essere oggetto di valutazione al di fuori delle richiamate sedi, come puntualizzato anche dal Giudice delle leggi<sup>[58]</sup>. Tuttavia la fase pianificatoria può essere utilizzata per coordinare (e anche razionalizzare) tali elementi e soprattutto per operare una sintesi tra questi e le esigenze del contesto territoriale interessato,

anche mediando rispetto a interessi contrapposti<sup>[59]</sup>. Attraverso il coinvolgimento di tutti gli Enti pubblici di livello inferiore, in primis degli Enti territoriali, e delle realtà maggiormente rappresentative della collettività o comunque esponenziali di interessi rilevanti è possibile creare le condizioni per uno sviluppo ordinato e il più possibile diffuso delle C.E.R., favorendo l'emersione di tutte quelle condizioni, anche indirette, che possono incentivare tale fenomeno. Difatti non appare sufficiente per agevolare la costituzione di una C.E.R. la presenza, pur necessaria, di un'area idonea a ospitare un impianto di produzione di energia rinnovabile, poiché senza adeguate risorse e incentivi gli Enti pubblici avranno difficoltà ad assumere il ruolo di soggetti promotori o aggregatori, mentre i soggetti privati – che, di regola, non sono imprenditori del settore – privi delle risorse e delle capacità tecniche per dar vita a siffatto processo, per nulla semplice, non assumerebbero mai l'iniziativa; contestualmente devono sussistere anche le condizioni esterne di fattibilità che garantiscono che il percorso avviato giunga a buon esito, ovvero permettano di conseguire l'obiettivo insito nella costituzione di una C.E.R. che è legato alla produzione e allo scambio sul posto di energia prodotta da fonti rinnovabili, rispetto a un orizzonte temporale di medio-lungo periodo.

La pianificazione regionale, pur rappresentando uno dei presupposti necessari per stabilire la effettiva localizzazione degli impianti di produzione di energia rinnovabile nel territorio amministrato, soprattutto di quelli aventi dimensioni e impatto più significativi, non può ritenersi da sola sufficiente a tal fine, richiedendosi per la sua concreta attuazione anche l'intervento degli ulteriori e più dettagliati livelli di pianificazione riconducibili alla scala provinciale (o della Città Metropolitana) e comunale<sup>[60]</sup>.

Difatti, sebbene in teoria ciò non sia necessario, è molto probabile che per procedere alla specifica localizzazione degli impianti di produzione di energia rinnovabile di maggiori dimensioni non si possa prescindere dal livello di pianificazione provinciale, poiché lo stesso, pur nella sua ampiezza, riferendosi comunque a un'area vasta, risulta comunque “prossimo”, in quanto non eccessivamente “distante”, agli interessi della popolazione e degli operatori che si trovano in un determinato contesto territoriale. La necessità di coordinare gli interventi, al fine di evitare duplicazioni e sovrapposizioni tra gli stessi, e soprattutto la doverosa verifica in ordine alla loro compatibilità con l'assetto del

territorio e con gli obiettivi di sviluppo che si intendono imprimere allo stesso richiedono di operare, necessariamente, su una scala più ridotta di quella regionale, visto che, eccettuati gli interventi in aree idonee, la realizzazione di un impianto in un'area ordinaria potrebbe non essere possibile, stante la destinazione della stessa ad altro uso di pubblico interesse. Inoltre, la previsione della futura installazione di infrastrutture connesse o di supporto a quelle energetiche, contenuta in uno strumento pianificatorio più dettagliato, come è quello provinciale, potrebbe incentivare i soggetti interessati a dar corso alla realizzazione di una C.E.R. in un determinato ambito oppure convogliare verso lo stesso l'interesse di ulteriori utilizzatori di energia.

Anche la pianificazione a livello comunale può avere un impatto, sebbene lo stesso risulti di scarso rilievo quanto agli impianti di maggiori dimensioni, considerate le scelte già compiute in merito dai livelli di governo superiori, che il Comune non può più mettere in discussione, almeno nella fase discendente. Diversamente, per gli impianti di minore capacità e di impatto ridotto la pianificazione comunale può assumere un ruolo incentivante e determinante sia per l'individuazione delle aree destinate all'installazione di tali impianti sia per il sostegno – aggiuntivo e ulteriore rispetto agli incentivi già previsti dal legislatore statale – che possono ricevere le C.E.R. che intendono costituirsi<sup>[61]</sup>.

Una direzione verso cui si possono sviluppare forme di incentivazione è quella legata alla riqualificazione e al recupero degli ambienti urbani degradati, laddove gli oneri che gravano sui privati che devono risanare immobili o aree del tessuto cittadino possono essere ricompensati, oltre che con l'attribuzione di maggiori indici edificatori, anche con la previsione di poter destinare una parte dell'ambito, oltre alla funzione principale<sup>[62]</sup>, alla realizzazione, previo scomputo dei relativi oneri, di impianti in grado di produrre energia rinnovabile da impiegare per rendere autosufficienti a livello energetico gli immobili o le aree oggetto di intervento<sup>[63]</sup>.

La realizzazione di quartieri sostenibili e a basso impatto ambientale, dove tutte le risorse vengono utilizzate e gestite in modo adeguato e “intelligente”, contribuisce a migliorare la qualità della vita degli abitanti e a fronteggiarne più adeguatamente i bisogni. Oltre a generare (o rigenerare) un tessuto sociale sano si introduce altresì un fattore di attrattività che può avere un effetto più ampio anche relativamente alla mobilità territoriale (oltre che degli abitanti) delle

imprese operanti in un determinato contesto<sup>[64]</sup>. In tal modo si dà vita a realtà urbane o anche ad aggregazioni più limitate che vengono definite smart city<sup>[65]</sup> o smart communities<sup>[66]</sup>, dove tutti gli aspetti della vita comunitaria degli abitanti subiscono un profondo e sensibile miglioramento in ragione della condivisione a livello paritario di spazi, servizi e benefici; i predetti contesti, se accompagnati altresì da politiche di inclusione e di integrazione sociale, in primis utilizzando strumenti di housing sociale<sup>[67]</sup>, possono concorrere al recupero anche di quelle fasce della popolazione emarginate e vulnerabili che, per le loro condizioni economiche e di vita, più difficilmente possono essere coinvolte nei processi di rigenerazione delle aree maggiormente degradate che si trovano nei centri abitati<sup>[68]</sup>.

I richiamati obiettivi possono essere adeguatamente promossi e perseguiti soltanto utilizzando efficacemente la sede pianificatoria, attraverso la quale è possibile coordinare e massimizzare l'impatto delle misure previste a tal fine<sup>[69]</sup>. Almeno una parte dei richiamati obiettivi, in specie la sostenibilità ambientale e l'inclusione sociale, sono gli stessi per i quali il legislatore ha introdotto le C.E.R., che hanno proprio lo scopo di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità nelle aree locali in cui le stesse sono chiamate a operare<sup>[70]</sup>. Per un efficace perseguimento dei richiamati obiettivi non sempre risulta sufficiente la loro previsione nell'atto di pianificazione generale (ovvero nel Piano regolatore generale, o atto equiparato), ma spesso è necessario anche il ricorso alla pianificazione attuativa o secondaria (piano attuativo, piano di lottizzazione, piano di recupero, ecc.), al fine di rendere più stringenti i rapporti tra l'Ente locale e i soggetti privati che intendono dare attuazione alle scelte pianificatorie: proprio nella convenzione stipulata a valle del Piano attuativo<sup>[71]</sup> può essere prevista anche la costituzione di una C.E.R. che viene a porsi quale elemento costitutivo della pianificazione attuativa e impegna per il futuro sia l'Ente locale che i privati lottizzanti.

Può accadere tuttavia che ci si trovi al cospetto di aree a tal punto degradate da risultarne impedito un loro immediato e diretto utilizzo da parte dei cittadini o delle imprese, come pure non ne è preventivabile un agevole recupero; in tal caso potrebbe ipotizzarsi, eventualmente, un uso di tali siti esclusivamente quali ambiti in cui installare impianti che producono energia rinnovabile, così recuperandone parzialmente l'uso per scopi di utilità ambientale e sociale<sup>[72]</sup>,

magari in vista della costituzione di una C.E.R. Anche in tale frangente, le previsioni dello strumento urbanistico si rivelano fondamentali per rendere attuabile un tale proposito, visto che non sempre ciò può essere realizzato con risorse pubbliche, mentre il correlato e indispensabile intervento dei privati non può prescindere dalla predisposizione, proprio attraverso lo strumento pianificatorio, di un quadro di certezze che consenta una consapevole attuazione delle scelte da parte di questi ultimi.

La sede pianificatoria risulta quella più appropriata anche per programmare interventi sul patrimonio immobiliare pubblico, attraverso i quali si può prevedere l'assegnazione in proprietà o in uso alle istituende C.E.R. degli impianti di energia rinnovabile già realizzati, oppure la loro costruzione in vista di un futuro conferimento; lo strumento urbanistico appare quello più adeguato ai fini di una consapevole e meditata valutazione in ordine ai possibili impatti di tali determinazioni sul patrimonio dell'Ente, il quale deve essere amministrato correttamente e senza produrre costi aggiuntivi per le casse pubbliche, aggiungendo peraltro che ciò può condizionare e indirizzare anche le scelte degli amministratori in vista della loro futura attività (ad esempio, l'istituzione di C.E.R. nei pressi degli impianti fotovoltaici pubblici, destinati al conferimento in tali organismi).

Una caratteristica della pianificazione territoriale che può avere un effetto anche più impattante della leva normativa, pure cogente nell'applicazione, riguardo all'incentivazione alla realizzazione delle C.E.R., è rappresentata dalla circostanza che l'approvazione di uno strumento urbanistico, o pianificatorio in senso più ampio, è preceduta dal previo coinvolgimento attivo dei soggetti che saranno poi i destinatari delle scelte pianificatorie, le quali soltanto se condivise vedranno una effettiva realizzazione. Difatti, a differenza del procedimento destinato all'adozione di un atto normativo che non contempla il concorso necessario dei suoi destinatari, la fase ascendente del procedimento di pianificazione richiede la necessaria partecipazione di tutti coloro che possono avere interesse o sono destinati a subire gli effetti dall'approvazione finale del Piano in fase di elaborazione: ciò rappresenta un aspetto non secondario, soprattutto laddove le scelte finali non possono essere assunte in assenza di un confronto e di una condivisione con coloro che dovranno rendere concrete le misure previste. È questo il caso delle C.E.R., la cui costituzione può essere intrapresa anche da

soggetti privati, *uti singuli* o collettivamente, che necessitano di un quadro di riferimento chiaro e favorevole. Quindi nello svolgimento del procedimento pianificatorio ogni soggetto potenzialmente interessato è messo nelle condizioni di formulare le proprie istanze e fornire il proprio apporto, contribuendo in prima battuta alla conoscenza in ordine all'effettivo stato delle cose (compreso il contesto territoriale), in modo da far emergere un quadro veritiero e fedele della situazione sulla quale si intende intervenire. È proprio tale aspetto che risulta determinante in vista di una corretta e realistica pianificazione e che consente di evitare il rischio di prendere a riferimento scenari del tutto inverosimili e irrealizzabili.

I vantaggi degli strumenti pianificatori tuttavia non eliminano del tutto le problematiche legate alla loro durata e complessità, considerato che per la loro approvazione è necessario non soltanto coinvolgere, ma anche interloquire con una pluralità di soggetti, pubblici e privati, in vista della migliore sintesi possibile della molteplicità di interessi da porre in comparazione, in vista dell'adozione della migliore regolamentazione possibile. La durata e la complessità del procedimento rischiano di rendere vane o comunque meno efficaci le scelte che verranno consacrate nell'atto finale, perché le innumerevoli variabili legate alle contingenze sociali, politiche e di mercato del contesto di riferimento possono rendere non più attuale una scelta maturata in un differente momento storico, seppure non eccessivamente distante.

1. Cfr. C. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, in *Federalismi*, 29, 2022, pp. 111 ss.; A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, in *Ambientediritto.it*, 2, 2022.
2. Sul ruolo dei consumatori finali nella transizione energetica, S. Quadri, *La componente "inclusiva" dello sviluppo sostenibile nella nuova governance europea dell'energia: le comunità energetiche*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, p. 681, secondo la quale «le comunità energetiche, costituite da unioni di consumatori organizzate per la produzione e il consumo di energia, assumono il ruolo rilevante di "generatori" di transizione del sistema energetico».
3. Solo gli Enti pubblici operanti su scala locale possono dar vita a una C.E.R.: cfr. A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire*

- la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., p. 5.
4. Ove tali soggetti abbiano contemporaneamente la veste di produttori e consumatori sono definiti anche prosumer: E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, in *Orizzonti dir. comm*, 1, 2020, pp. 78 ss.; A. Aquili, *Comunità energetiche: l'evoluzione del quadro regolatorio europeo e italiano*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, pp. 819 ss.; A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., 2; A. Persico, *La partecipazione nelle comunità di energia rinnovabile*, in *Federalismi*, 5, 2024, p. 145; i prosumer sono parte attiva del mercato, G. Strazza, *Le comunità energetiche come comunità di dati*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, p. 699.
  5. Cfr. M. Romeo, *Ancora in tema di Comunità energetiche rinnovabili: l'angolazione della Corte dei conti in una recente delibera*, in *Dir. giur. agr. alim. amb.*, 4, 2024, p. 4.
  6. Sulla povertà energetica, C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, pp. 592 ss.
  7. Cfr. art. 3, comma 5, l.r. Emilia Romagna n. 5/2022, secondo il quale «*al fine di promuovere la produzione e l'uso di energia rinnovabile, la Regione e gli enti locali individuano, entro un anno dall'entrata in vigore della presente legge, i tetti degli edifici pubblici e le aree pubbliche in disponibilità dei suddetti enti da mettere a disposizione anche di terzi per l'installazione degli impianti a servizio delle comunità energetiche rinnovabili*»; di identico tenore anche art. 4 l.r. Umbria, n. 6/2024; art. 3, comma 2 quater, l.r. Puglia n. 45/2019; art. 20, comma 8 bis, l.r. Campania n. 38/2020; art. 6-bis l.r. Liguria n. 13/2020.
  8. Cfr. Corte Cost., sent. 23 marzo 2023, n. 48, p.to 2 del Cons. dir.; richiama i vantaggi delle C.E.R. secondo l'Unione europea, E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, cit., pp. 82 ss.
  9. Si tratta del Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 7 dicembre 2023 n. 414.
  10. Deliberazione A.R.E.R.A. n. 727/2022/R/EEL del 27 dicembre 2022 («*Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del testo integrato autoconsumo diffuso*»), che ha abrogato la previgente Deliberazione A.R.E.R.A. n. 318/2020/R/EEL del 4 agosto 2020 («*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*»); G. Strazza, *Le comunità energetiche come comunità di dati*, cit., pp. 706-707.
  11. In argomento, A. Aquili, *Comunità energetiche: l'evoluzione del quadro regolatorio europeo e italiano*, cit., pp. 822 ss.
  12. Cfr. Corte Cost., sent. 23 marzo 2023, n. 48, p.to 2 del Cons. dir.; anche sent. 21 ottobre 2022, n. 216, p.to 3.3.1 del Cons. dir.; essendo le C.E.R. soggetti di diritto privato, viene in rilievo anche la competenza relativa all'ordinamento civile, secondo M. Greco, *Le comunità energetiche rinnovabili nel sistema di riparto delle competenze legislative fra Stato*

- e Regioni*, in *Giur. cost.*, 2, 2023, pp. 638 ss.
13. Sulla competenza comunale in ambito pianificatorio, non riducibile nel proprio nucleo essenziale, cfr. Corte Cost., sent. 28 ottobre 2021, n. 202, p.to 10.3 del Cons. dir.; sent. 16 luglio 2019, n. 179, p.to 12.3 del Cons. dir.
  14. L.r. Puglia n. 45/2019; l.r. Marche n. 10/2021; l.r. Lombardia n. 2/2022; l.r. Abruzzo n. 8/2022; l.r. Calabria n. 25/2020; l.r. Emilia-Romagna n. 5/2022; l.r. Umbria n. 6/2024; l.r. Basilicata n. 12/2022; l.r. Piemonte n. 12/2018; l.r. Liguria n. 13/2020; l.r. Veneto n. 16/2022; l.r. Lazio n. 14/2021, art. 74; l.r. Campania n. 38/2020, art. 20.
  15. L.r. Liguria n. 13/2020; l.r. Puglia n. 45/2019; l.r. Abruzzo n. 8/2022; l.r. Calabria n. 25/2020.
  16. Per un esempio, cfr. Deliberazione della Giunta regionale delle Marche n. 178 del 20 febbraio 2023; sul punto, C. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, cit., pp. 124-125; li considera strumenti utili, A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., p. 7; ne segnala l'importanza anche F. Sanchini, *Le comunità energetiche rinnovabili tra fondamento costituzionale e riparto di competenze legislative Stato-Regioni. Riflessioni alla luce della sentenza n. 48 del 2023 della Corte costituzionale*, in *Federalismi*, 8, 2024, p. 158.
  17. Cfr. art. 55 d.lgs. n. 117/2017 (Codice del Terzo Settore).
  18. Come chiarito da Corte Cost., sent. 23 marzo 2023, n. 48, p.to 7.5 del Cons. dir.; si veda anche il commento di F. Sanchini, *Le comunità energetiche rinnovabili tra fondamento costituzionale e riparto di competenze legislative Stato-Regioni. Riflessioni alla luce della sentenza n. 48 del 2023 della Corte costituzionale*, cit., 144 ss.; M. Greco, *Le comunità energetiche rinnovabili nel sistema di riparto delle competenze legislative fra Stato e Regioni*, cit., pp. 638
  19. Art. 144 del d.lgs. n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio); ai sensi del successivo art. 145, comma 4, gli strumenti di pianificazione urbanistica e territoriale degli enti locali si conformano alle previsioni dei piani paesaggistici, secondo le procedure previste dalla legge regionale, escludendo implicitamente la possibilità per gli Enti territoriali minori di implementare in autonomia il procedimento pianificatorio di propria spettanza, pena un difetto di coordinamento e di coerenza dei vari strumenti pianificatori.
  20. Non sembra rispondere a tali requisiti, ad esempio, il Programma Regionale Energia Ambiente e Clima (PREAC) previsto dall'art. 30 della l.r. Lombardia n. 26/2003, che non si occupa né delle C.E.R. né della loro collocazione territoriale ed è in realtà un programma e non un piano, come evidenzia la sua stessa denominazione.
  21. Come previsto dal par. 17 e dall'all. 3 delle Linee guida emanate con Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 10 settembre 2010, l'individuazione delle aree non idonee deve essere effettuata dalle Regioni con propri provvedimenti amministrativi debitamente istruiti e motivati (e non con legge); anche Corte Cost., sent. 21 ottobre 2022, n. 216, p.to

- 3.4.1 del Cons. dir.
22. Decreto del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 giugno 2024 «*Disciplina per l’individuazione di superfici e aree idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili*»; sul meccanismo di individuazione delle aree idonee da parte della Regione, cfr. anche Corte Cost., sent. 21 ottobre 2022, n. 216, p.to 3.4.1 del Cons. dir.
  23. Cfr. le già richiamate Linee guida emanate con Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 10 settembre 2010; altresì Corte Cost., sent. 21 ottobre 2022, n. 216, p.to 4.2 del Cons. dir.
  24. Art. 12 del d.lgs. n. 387/2003; sui provvedimenti amministrativi autorizzativi degli impianti di energia rinnovabile, cfr. S. Lazzari, *Le energie rinnovabili: semplificazione amministrativa e compiti delle autonomie locali*, in *Giorn. dir. amm.*, 2, 2022, pp. 634 ss.
  25. Corte Cost., sent. 21 ottobre 2022, n. 216, p.to 4.2 del Cons. dir.
  26. L’intervento degli Enti pubblici è funzionale alla promozione delle finalità sociali, economiche e collettive delle C.E.R. secondo M. Renna, *Le comunità energetiche e l’autoconsumo collettivo di energia. Tutela della concorrenza e regolazione del mercato*, in *NLCC*, 1, 2024, pp. 193 ss.; cfr. anche C. Micciché, *Comunità energetiche e tessuto urbano: nuove occasioni per un accesso solidale alle energie*, in *Riv. giur. urb.*, 3, 2023, pp. 496 ss.; P. Duret, *Heritage, Green, Energy communities: comunità resilienti icone di sostenibilità*, in *Queste istituzioni*, 2, 2024, pp. 57-58.
  27. Per G. Monaco, *Per un inquadramento generale delle comunità energetiche rinnovabili, tra politiche europee e principi costituzionali di riferimento*, in *Dir. pubbl. eur. Rass. Online*, 1, 2023, p. 594, «*la previsione delle CER si inserisce in un più ampio panorama di politiche e principi europei, che vanno anche oltre le singole materie dell’energia e dell’ambiente*».
  28. Per approfondimenti, M. Renna, *Le comunità energetiche e l’autoconsumo collettivo di energia. Tutela della concorrenza e regolazione del mercato*, cit., pp. 162 ss.; sulla necessaria struttura democratica (e indipendente) della C.E.R., E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, cit., pp. 95-96 e 110 ss.
  29. Le C.E.R. sono soggetti indipendenti e distinti dagli aderenti per M. Renna, *Le comunità energetiche e l’autoconsumo collettivo di energia. Tutela della concorrenza e regolazione del mercato*, cit., p. 178.
  30. Si tratta di una comunanza di interessi secondo C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d’interessi*, cit., p. 611.
  31. Sottolinea lo scopo delle C.E.R., C. Micciché, *Comunità energetiche e tessuto urbano: nuove occasioni per un accesso solidale alle energie*, cit., pp. 493 ss.
  32. Per maggiori dettagli, anche su aspetti più problematici, C. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, cit., pp. 117 ss.; in argomento, anche M. Romeo, *Ancora in tema di Comunità energetiche rinnovabili: l’angolazione della Corte dei conti in una recente delibera*, cit., p. 4; E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, cit., pp. 114 ss.
  33. Cfr. art. 8, comma 1, lett. b, d.lgs. n. 199/2021: tutti i consumatori e tutti i produttori devono essere ubicati nell’area geografica i cui punti di connessione alla rete elettrica

- nazionale (POD) sono sottesi alla medesima cabina elettrica primaria, individuabile attraverso la consultazione del sito del G.S.E.; M. Renna, *Le comunità energetiche e l'autoconsumo collettivo di energia. Tutela della concorrenza e regolazione del mercato*, cit., 174-175; G. Strazza, *Le comunità energetiche come comunità di dati*, cit., pp. 714 ss.; secondo A. Persico, *La partecipazione nelle comunità di energia rinnovabile*, cit., p. 151, «la prassi sembra allargare la possibilità di divenire membri della comunità energetica anche a soggetti non rientranti nel perimetro della stessa cabina primari», come sarebbe attestato dalle Regole Operative del G.S.E. (p. 18).
34. A. Persico, *La partecipazione nelle comunità di energia rinnovabile*, cit., pp. 153 ss.; R. Piselli, *Le comunità energetiche tra pubblico e privato: un modello organizzativo transtipico*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, pp. 785 ss.; E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, cit., pp. 98 ss.
35. Cfr. Corte dei Conti, Sez. controllo Toscana, Delibera n. 77/2023/PASP 30 marzo 2023, par. 4.1.4.3.1; M. Romeo, *Ancora in tema di Comunità energetiche rinnovabili: l'angolazione della Corte dei conti in una recente delibera*, cit., pp. 1 ss.; M. Meli, *Le Comunità di Energia Rinnovabile: i diversi modelli organizzativi*, in *Giur. it.*, 12, 2023, pp. 2769 ss.; S. Carrara, A. Giurickovic Dato, M. Lisanti, M. Macchia, G. Sferrazzo, *L'amministrazione sostenibile: il modello delle comunità energetiche*, in *amministrazioneincammino.it*, 1, 2024, pp. 16 ss.
36. Cfr. art. 3.2 dell'Allegato A della Deliberazione dell'A.R.E.R.A. n. 318/2020/R/EEL che a titolo esemplificativo indica l'associazione, l'ente del terzo settore, la cooperativa, la cooperativa benefit, il consorzio, il partenariato, l'organizzazione senza scopo di lucro; C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, cit., p. 631; S. Carrara, A. Giurickovic Dato, M. Lisanti, M. Macchia, G. Sferrazzo, *L'amministrazione sostenibile: il modello delle comunità energetiche*, cit., pp. 5 ss.
37. Società per azioni, società a responsabilità limitata e società in accomandita per azioni; evidenza le problematiche di tale soluzione, R. Piselli, *Le comunità energetiche tra pubblico e privato: un modello organizzativo transtipico*, cit., p. 789; ammette, in astratto l'utilizzo di qualsiasi forma societaria, purché supportata da debita motivazione, Corte dei Conti, Sez. controllo Campania, Delibera n. 100/2024/PASP 8 maggio 2024, par. 8.
38. Le comunità energetiche possono essere costituite anche in forma di società a responsabilità limitata, per M. Romeo, *Produzione di agroenergie, autoconsumo collettivo e comunità energetiche*, in *Dir. giur. agr. alim. amb.*, 4, 2021, p. 8.
39. Secondo Corte dei Conti, Sez. controllo Toscana, Delibera n. 77/2023/PASP 30 marzo 2023, par. 4.1.4.3.2, «sebbene il tipo s.c.a.r.l. soddisfi – come modello astratto - il requisito “soggetto dotato di autonomia” rispetto ai membri partecipanti alla stessa, sussistono dubbi in merito ad altre caratteristiche e, in primis, alla idoneità di garantire la partecipazione libera e volontaria dei membri della comunità»; per Corte dei Conti, Sez. controllo Veneto, Delibera n. 117/2024/PASP 23 febbraio 2024, par. 1.2, il “tipo” di società, tra quelli consentiti dall'art. 3, comma 1, del T.U.S.P., corrispondente alla società cooperativa

- a responsabilità limitata appare il più conforme ad assicurare la qualità di “soggetto giuridico” autonomo rispetto ai propri partecipanti e in particolare, idoneo a garantire il c.d. principio delle “porte aperte”; cfr. R. Piselli, *Le comunità energetiche tra pubblico e privato: un modello organizzativo transtipico*, cit., pp. 789 ss.
40. Cfr. A. Persico, *La partecipazione nelle comunità di energia rinnovabile*, cit., pp. 155 ss.; A. Aquili, *Comunità energetiche: l'evoluzione del quadro regolatorio europeo e italiano*, cit., pp. 810 ss.
41. Cfr. P. Duret, *Heritage, Green, Energy communities: comunità resilienti icone di sostenibilità*, cit., pp. 53 ss.; G. Strazza, *Le comunità energetiche come comunità di dati*, cit., p. 701; C. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, cit., pp. 116-117; E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, cit., pp. 122-123; sul partenariato pubblico-privato per lo sviluppo delle C.E.R., S. Carrara, A. Giurickovic Dato, M. Lisanti, M. Macchia, G. Sferrazzo, *L'amministrazione sostenibile: il modello delle comunità energetiche*, cit., pp. 10 ss.
42. In presenza di una pluralità di soggetti pubblici si può procedere alla stipula di accordi di collaborazione ex art. 15 l. n. 241/1990: A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., p. 12.
43. Hanno un ruolo primario i Comuni nella partecipazione alle C.E.R.: A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., p. 7; anche C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, cit., pp. 630 ss.
44. Cfr. Corte dei Conti, Sez. controllo Friuli-Venezia Giulia, Delibera FVG 52/2023/PASP 23 maggio 2023, par. 6.4.
45. Nel caso in cui gli Enti locali partecipino alle C.E.R. potrebbe venire a esistenza una «società a partecipazione pubblica di diritto singolare», per R. Miccù, M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governance dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, in *Federalismi*, 4, 2022, p. 626.
46. Da ciò si ricava l'inapplicabilità nella specie del d.lgs. n. 201/2022 avente a oggetto il “Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica”, che riguarda soltanto i servizi di interesse economico generale prestati a livello locale, ossia «i servizi erogati o suscettibili di essere erogati dietro corrispettivo economico su un mercato, che non sarebbero svolti senza un intervento pubblico o sarebbero svolti a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza, che sono previsti dalla legge o che gli enti locali, nell'ambito delle proprie competenze, ritengono necessari per assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunità locali, così da garantire l'omogeneità dello sviluppo e la coesione sociale».

47. Corte Cost., sent. 27 luglio 2004, n. 272, p.to 4 del Cons. dir.
48. Più approfonditamente, M. Renna, *Le comunità energetiche e l'autoconsumo collettivo di energia. Tutela della concorrenza e regolazione del mercato*, cit., pp. 181 ss.; anche C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, cit., pp. 631 ss.; altresì G. Monaco, *Per un inquadramento generale delle comunità energetiche rinnovabili, tra politiche europee e principi costituzionali di riferimento*, cit., pp. 602-603.
49. Secondo Corte dei Conti, Sez. controllo Toscana, Delibera n. 77/2023/PASP 30 marzo 2023, par. 4.1.4.2, «il punto di contatto tra la disciplina di settore (ad esempio, art. 31 del d.lgs. n. 199/2021) e quella generale (i.e., d.lgs. n. 175/2016) risiede nel valutare, in primo luogo, se il modulo organizzativo societario sia il modello strettamente necessario per la comunità energetica rinnovabile, anche in ragione del principio di neutralità alla “forma”, coniato dalla legislazione europea e replicato in quella nazionale; secondariamente, nell'individuazione del “tipo” societario, tra quelli consentiti dall'art. 3, comma 1, del T.U.S.P., più funzionale alle esigenze che emergono nel caso concreto (ossia, nella fattispecie, le caratteristiche proprie di una comunità energetica), in base alla normativa di settore (ad esempio, autonomo soggetto giuridico, principio di libera entrata e uscita dei membri della comunità etc.). Tali valutazioni dell'Ente, devono, poi, confluire – come già più volte sottolineato – nell'atto deliberativo, eventualmente anche attraverso la tecnica della motivazione per relationem, indicando, in questo caso, l'atto richiamato da rendersi disponibile secondo le forme ordinarie di pubblicità»; A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., pp. 4 ss.
50. Sul punto, C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, cit., p. 631; A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., pp. 8-9.
51. Art. 10 del T.I.A.D. (Testo Integrato delle Disposizioni dell'Autorità di Regolazione per energia reti e ambiente per la regolazione dell'autoconsumo diffuso) allegato A alla Deliberazione n. 727/2022/R/EEL come integrato e modificato dalla Deliberazione n. 15/2024/R/EEL; A. Persico, *Le Comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali. Moduli e strumenti a disposizione delle pubbliche amministrazioni per favorire la costituzione e le attività delle comunità di energia rinnovabile*, cit., p. 3; R. Miccù, M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governance dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, cit., p. 634.
52. Art. 828 c.c.
53. Per tornare all'esempio dell'impianto fotovoltaico posto sulla copertura dell'edificio destinato a sede comunale, il conferimento potrà avere ad oggetto la conduzione

- dell'impianto e l'utilizzo dell'energia dallo stesso prodotta, con i relativi oneri manutentivi, ma non potrà riguardare l'utilizzo dell'edificio e la sua gestione.
54. Non si considerano a tal fine i piani settoriali e aventi a oggetto ambiti specifici, come il Piano nazionale per la scuola digitale, il Piano nazionale anticorruzione, il Piano nazionale degli interventi e dei servizi sociali, il Piano nazionale di ripresa e resilienza, ecc.
  55. Art. 143 del d.lgs. n. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio).
  56. Art. 20, comma 4, del d.lgs. n. 199/2021.
  57. Par. 17 e all'all. 3 delle Linee guida emanate con Decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 10 settembre 2010.
  58. Corte Cost., sent. 21 ottobre 2022, n. 216, p.to 3.4.1 del Cons. dir.
  59. Si può richiamare il problematico rapporto tra tutela del paesaggio e del patrimonio culturale da una parte e la realizzazione di impianti di produzione di energia rinnovabile dall'altra: F. Pellizzer, E. Caruso, *Tutela della cultura e transizione ecologica nel vincolo culturale indiretto: un binomio (solo) occasionale. Alcune riflessioni a margine di Cons. Stato, sez. VI, n. 8167/2022*, in *Aedon*, 2, 2023, pp. 289 ss.
  60. In questa sede non si prendono in considerazione le attività pianificatorie afferenti ad altri Enti quali Parchi nazionali o regionali, Aree protette, Autorità di bacino e lacuali, Consorzi, ecc.
  61. In argomento, C. Micciché, *Comunità energetiche e tessuto urbano: nuove occasioni per un accesso solidale alle energie*, cit., pp. 503 ss.
  62. Residenziale, commerciale, turistico-ricettiva, ecc.
  63. *Amplius*, L. Giani, G. Iacovone, A. Iacopino, *Commoning e territori: brevi spunti sulle potenzialità delle comunità energetiche*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, p. 653.
  64. Può favorire lo sviluppo di un nuovo tessuto imprenditoriale o rafforzare quello già esistente: per un esempio in ambito turistico, cfr. L. Giani, G. Iacovone, A. Iacopino, *Commoning e territori: brevi spunti sulle potenzialità delle comunità energetiche*, cit., pp. 656 ss.
  65. G. Delle Cave, *Smart city, diritto alla città e pianificazione c.d. "intelligente"*, in *Federalismi*, 21, 2023, pp. 47 ss.
  66. S. Antoniazzi, *Smart City: diritto, competenze e obiettivi (realizzabili?) di innovazione*, in *Federalismi*, 10, 2019, p. 12; L. Giani, G. Iacovone, A. Iacopino, *Commoning e territori: brevi spunti sulle potenzialità delle comunità energetiche*, cit., pp. 654 ss.
  67. Evidenziano il potenziale sociale della smart city, C. Acocella, G. Laneve, *Città intelligenti e diritti: nuove prospettive di consumo nel prisma della socialità*, in *PA Persona e Amministrazione*, 2, 2021, p. 136.
  68. Tali misure possono servire a contrastare anche lo spopolamento delle aree rurali, L. Giani, G. Iacovone, A. Iacopino, *Commoning e territori: brevi spunti sulle potenzialità delle comunità energetiche*, cit., p. 647.
  69. In tale sede in cui può essere anche prevista l'espropriazione di aree per attività di pubblico interesse, C. Micciché, *Comunità energetiche e tessuto urbano: nuove occasioni per un accesso solidale alle energie*, cit., pp. 508-509.

## CERIDAP

70. In argomento, R. Miccù, M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governance dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, cit., pp. 640 ss.
71. Cfr. art. 28, quinto comma, l. n. 1150/1942 (Legge urbanistica), sulle convenzioni di lottizzazione.
72. Si pensi a una cava abbandonata oppure a un'area non ancora bonificata.

## Le Comunità Energetiche nell'era della sostenibilità

*Andrea Giordano*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-79

*Il principio dello sviluppo sostenibile dà sostanza alle configurazioni di autoconsumo, capaci di realizzare al contempo benefici ambientali, economici e sociali. Lo sviluppo sostenibile non è una definitiva condizione di armonia ma un processo di cambiamento che fa dialogare i bisogni futuri con quelli attuali. Le comunità energetiche si collocano in tale ambizioso percorso. Modelli di cooperazione energetica, Citizen Energy Communities e Renewable Energy Communities implicano la collaborazione sinergica di cittadini, imprese e Amministrazioni nella condivisione di energia in uno scambio tra pari. Un adeguato sistema di controlli consente inoltre di delibare la sostenibilità della singola Community e la sua congruità rispetto agli obiettivi di transizione energetica.*

### ***Energy Communities as a paradigm of sustainability***

*The principle of sustainable development serves as the foundation for self-consumption arrangements that might yield social, economic, and environmental benefits. Sustainable development is not a definitive condition of harmony but a process of change that brings future needs into dialogue with current ones. Energy communities are part of this ambitious path. Models of energy cooperation, Citizen Energy Communities and Renewable Energy Communities involve the synergistic collaboration of citizens, private companies and Public Administrations in sharing energy in an exchange between peers. The audit techniques make it also possible to verify the sustainability of each Community and its consistency with the energy transition goals.*

*Sommario: 1. Introduzione.- 2. Le comunità energetiche.- 3. L'effettività del paradigma nel prisma della sostenibilità.- 3.1. Il principio dello sviluppo sostenibile.- 3.2. La sua rilevanza nell'attività di controllo.- 3.3. Gli orientamenti*

*in materia di comunità energetiche.*

## **1. Introduzione**

Lo sviluppo sostenibile non è una definitiva condizione di armonia ma un processo di cambiamento che fa dialogare i bisogni futuri con quelli attuali<sup>[1][2]</sup>.

Le comunità energetiche<sup>[3]</sup> si collocano in tale ambizioso percorso.

Modelli di cooperazione energetica, *Citizen Energy Communities* e *Renewable Energy Communities* implicano la collaborazione sinergica di cittadini, imprese e Amministrazioni<sup>[4]</sup> nella condivisione di energia in uno scambio tra pari.

Consentono, invero, ai componenti della collettività di svolgere attività di produzione, distribuzione, consumo, condivisione, accumulo e vendita dell'energia autoprodotta.

La sostenibilità è, pertanto, ambientale, date le esternalità positive sull'ecosistema; economica, vista la riduzione degli oneri che alla costituzione di comunità si correla; sociale, posto che le *Communities* promuovono la cittadinanza attiva, realizzando quell'imperativo di inclusione che è pilastro dello stesso Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Quella sostenibilità che inverte il senso profondo delle comunità energetiche è potenziale parametro di valutazione delle stesse.

L'attività di controllo è terreno fertile per una verifica sulla reale effettività del modello.

## **2. Le comunità energetiche.**

Le comunità energetiche affondano le radici nel diritto unionale.

Le Direttive 2018/2001/UE e 2019/944/UE concorrono, in diverso modo, alla edificazione del modello.

La prima persegue lo scopo di massimizzare il ricorso all'energia da fonti rinnovabili, guardando agli obiettivi di transizione energetica; la seconda promuove la trasformazione del mercato, attraverso l'autoconsumo di energia elettrica<sup>[5]</sup>.

Gemmata, *in parte qua*, dai semi dell'*Clean Energy Package for all Europeans*, la

Direttiva 2018/2001/UE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, è, tra l'altro, improntata alla *ratio* di favorire la partecipazione attiva dei clienti finali<sup>[6]</sup>.

L'articolo 21 prevede, invero, che gli Stati membri provvedono affinché i consumatori siano autorizzati a divenire autoconsumatori di energia rinnovabile, producendo energia rinnovabile, anche per il proprio consumo, e ricevendo una remunerazione per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete.

Coerentemente, il successivo articolo 22 garantisce ai clienti finali il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile che possano produrre, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, nonché scambiare l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute dalle medesime comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile, fatto salvo l'accesso a tutti i mercati dell'energia appropriati in modo non discriminatorio.

Alla sostenibilità del paradigma concorrono l'elemento teleologico, preservato con l'espreso divieto di partecipazioni che costituiscano l'attività commerciale o professionale principale<sup>[7]</sup>, e la democratica apertura dello schema, garantita dal divieto di condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie<sup>[8]</sup>.

Così, la Direttiva 2019/944/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (IEM), ha seguito analogo percorso.

Ha rimarcato che il mercato interno dell'energia elettrica persegue lo scopo di offrire a tutti i clienti finali una reale libertà di scelta, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti e allo sviluppo sostenibile<sup>[9]</sup>.

Ha, quindi, disciplinato le comunità energetiche dei cittadini, prevedendo il carattere aperto e volontario della partecipazione, il diritto dei membri o soci di uscire dalle comunità, la doverosa soggezione delle configurazioni a procedure e oneri non discriminatori, equi, proporzionati e trasparenti e a oneri di rete parimenti non pregiudizievoli<sup>[10]</sup>.

La normativa interna non ha tardato a dare seguito ai moniti unionali.

Già nella c.d. fase transitoria (art. 42- *bis*, d.l. 30 dicembre 2019, n. 162), sono state possibili sperimentazioni con specifici limiti territoriali e di potenza (il disposto si riferiva ai soli impianti medio-piccoli di potenza complessiva non superiore a 200 kW).

## CERIDAP

Era fatta salva la necessità di realizzare benefici ambientali, economici e sociali, piuttosto che profitti finanziari<sup>[11]</sup>, nel contesto di comunità ispirate alla più ampia partecipazione di clienti finali<sup>[12]</sup>, destinati a mantenere i loro diritti e facoltizzati a liberamente recedere dalle configurazioni di autoconsumo<sup>[13]</sup>.

Con il d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199, il disegno ha trovato compiuta realizzazione.

Dal modello unionale di sostenibilità discendono lo scopo principale dell'apporto di benefici ambientali, economici e sociali, abbinato al divieto di partecipazioni che costituiscano l'attività commerciale e industriale principale<sup>[14]</sup>; l'apertura e volontarietà della partecipazione<sup>[15]</sup>; il riconoscimento del diritto di recesso<sup>[16]</sup>; il conferimento di poteri di controllo ai soli membri o soci che siano persone fisiche, PMI, associazioni con personalità giuridica di diritto privato, enti territoriali e autorità locali<sup>[17]</sup>.

Il perimetro incentivabile delle configurazioni di autoconsumo per la condivisione di energia rinnovabile (CACER) è stato esteso dalla cabina secondaria a quella primaria; è stata notevolmente ampliata la dimensione massima degli impianti (da 200 kW a un 1 MW); si è previsto che le comunità energetiche possano avere, come massimo, il 30% della potenza complessiva da impianti già esistenti.

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza ha concorso allo scopo.

Nella cornice della Missione 2 “*Rivoluzione Verde e Transizione ecologica*”, Componente 2 (M2C2), tesa al raggiungimento dei *target* strategici di decarbonizzazione, si inquadra l'intervento 1.2, che ha, come finalità programmata<sup>[18]</sup>, la diffusione della sperimentazione dell'autoproduzione di energie rinnovabili, sostenendo, a tal fine, le configurazioni di autoconsumo per la condivisione di energia rinnovabile (CACER) e le comunità energetiche rinnovabili (CER), situate nel territorio dei comuni con meno di 5.000 abitanti, in cui sono ubicati gli impianti di produzione.

Significativo è, in proposito, il meccanismo di incentivazione, che si concreta nella concessione di un contributo in conto capitale pari al 40 per cento dei costi ammissibili, cui si aggiunge la tariffa incentivante, sulla quota di energia condivisa per gli impianti a fonti rinnovabili.

Come, infatti, prevede il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414<sup>[19]</sup>, la tariffa incentivante<sup>[20]</sup>, per un periodo pari

a venti anni, è cumulabile con il contributo in conto capitale nella misura massima del 40 per cento, nel rispetto del principio del doppio finanziamento di cui all'art. 9 del Regolamento 2021/241/UE<sup>[21]</sup>.

### 3. L'effettività del paradigma nel prisma della sostenibilità

L'effettività delle *Communities* può essere vagliata attraverso il prisma della sostenibilità.

#### 3.1. Il principio dello sviluppo sostenibile

La sostenibilità<sup>[22]</sup> mette a sintesi le esigenze di protezione dell'ambiente con gli obiettivi di sviluppo economico.

La salvaguardia dell'ambiente non impone di arrestare lo sviluppo; è, piuttosto, compatibile con quest'ultimo, nella misura in cui soddisfi i bisogni della generazione presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri.

La formula del Rapporto Brundtland<sup>[23]</sup>, che mette in relazione ambiente e sviluppo, bisogni e limiti, generazione presente e generazioni future, dà corpo a una nozione di sviluppo sostenibile connotata da una pluralità di concorrenti dimensioni.

Il principio implica, anzitutto, l'uso equo e sostenibile delle risorse naturali; si traduce, quindi, nell'equità inter-generazionale, laddove impone uno sfruttamento lungimirante delle risorse, a presidio delle generazioni future, e in quella intra-generazionale, che bilancia le esigenze del singolo Stato con quelle degli altri Paesi della comunità internazionale, in sintonia con il principio delle responsabilità comuni ma differenziate<sup>[24]</sup>.

Sviluppo sostenibile è, infine, integrazione.

Come risulta dal Principio 4 della Dichiarazione di Rio, la tutela dell'ambiente (e – come deve, per estensione, ritenersi – degli interessi correlati alle fonti energetiche) deve costituire parte integrante del processo di sviluppo e non può essere considerata separatamente da questo. I piani e programmi di sviluppo economico vivono in stretta connessione con le esigenze di tutela dell'interesse ambientale (ed energetico).

La stessa esigenza di integrazione è sottesa ai 17 *Sustainable Development Goals*

(SDGs), approvati a New York il 25 settembre 2015.

Essi efficacemente bilanciano crescita economica, inclusione sociale e tutela dell'ambiente, dando luogo alla reciproca e osmotica integrazione di tali essenziali componenti.

Gli obiettivi di sviluppo sostenibile hanno avuto importanti seguiti nel diritto europeo e in quello nazionale.

Se il Trattato di Maastricht ha promosso *«una crescita sostenibile, non inflazionistica»*, il Trattato di Amsterdam ha disegnato gli strumenti per la piena realizzazione della sostenibilità ambientale e la Carta dei diritti fondamentali dell'Unione Europea ha previsto la necessaria integrazione, nelle politiche dell'Unione, di un livello elevato di tutela dell'ambiente e del miglioramento della sua qualità, da garantirsi in armonia con il principio dello sviluppo sostenibile<sup>[25]</sup>.

Quest'ultimo trova, del resto, menzione espressa, oltre che nell'art. 3 del Trattato sull'Unione Europea, nell'art. 11 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea, secondo cui *«le esigenze connesse con la tutela dell'ambiente devono essere integrate nella definizione e nell'attuazione delle politiche e azioni dell'Unione, in particolare nella prospettiva di promuovere lo sviluppo sostenibile»*.

Evidente è la sintonia del disposto con il Principio 4 della Dichiarazione di Rio.

L'integrazione rappresenta una delle cangianti dimensioni dello sviluppo sostenibile<sup>[26]</sup>; impone che le esigenze ambientali siano sempre considerate<sup>[27]</sup> nel processo di sviluppo, costituendone parte integrante.

Le *«esigenze connesse con la tutela dell'ambiente»* (e, come ritenersi, con la protezione degli interessi correlati alle fonti energetiche) coincidono con gli obiettivi e i criteri per l'esercizio dell'azione in materia ambientale di cui – in particolare – all'art. 191 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea<sup>[28]</sup>.

Lo sviluppo sostenibile ha trovato, più di recente, solido ancoraggio nel *Green Deal* europeo e, quindi, nel *Next Generation E.U.*

La sostenibilità ha fatto ingresso anche nel diritto interno.

Oltre al Codice dell'ambiente (secondo cui *«Ogni attività umana [...] deve conformarsi al principio dello sviluppo sostenibile, al fine di garantire che il soddisfacimento dei bisogni delle generazioni attuali non possa compromettere la qualità della vita e le possibilità delle generazioni future»*<sup>[29]</sup>), lo dimostra la recente riforma degli artt. 9 e 41 della Costituzione, che salda la sinergia tra ambiente, energia, società e attività economiche.

Tale relazione è il fulcro della sostenibilità; come lo è il richiamo, pure compiuto dalla riforma costituzionale, alle generazioni future.

Una Costituzione che guarda al futuro inaugura, con vigore, la stagione di un diritto e di una economia sostenibili, in consonanza con i *Sustainable Development Goals*; orienta, come una stella polare, l'intero ordinamento (si pensi, tra gli altri, ai recenti piani e programmi preordinati alla ripresa economica – non da ultimi, la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile e il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – e agli stessi documenti di bilancio, arricchiti dall'“*Ecobilancio*” – allegato alla Relazione Illustrativa al Disegno di Legge di Bilancio – e dall'“*Ecorendiconto dello Stato*”, allegato al Rendiconto generale dello Stato che illustra le risultanze delle spese ambientali delle Amministrazioni centrali dello Stato ovvero le spese aventi per finalità la protezione dell'ambiente e l'uso e gestione delle risorse naturali<sup>[30]</sup> ).

### 3.2. La sua rilevanza nell'attività di controllo

Il principio dello sviluppo sostenibile, per come declinato, orienta l'esercizio delle plurime funzioni della Corte dei conti, consentendo la verifica di effettiva compatibilità delle comunità energetiche con i principi.

Dal controllo preventivo di legittimità (art. 3, comma 1, l. n. 20/1994) a quello sulla gestione (art. 3, comma 4, l. n. 20/1994) a quello esercitato sugli enti cui lo Stato contribuisce in via ordinaria (l. n. 259/1958), non sembrano difettare i presupposti di una Corte testimone e garante della sostenibilità.

Del resto, la virata in senso 'giurisdizionale' dei controlli<sup>[31]</sup>, all'esito della costituzionalizzazione dell'equilibrio di bilancio e della 'sostenibilità' del debito, ha reso più pervasiva la relativa funzione della Corte, la cui attività comporta la produzione *ipso iure* di precisi effetti giuridici sulle Amministrazioni controllate<sup>[32]</sup>.

Non difettano i momenti di confronto dialettico con le Amministrazioni, nel contesto di quel controllo sulla gestione, «*anche in corso di esercizio*»<sup>[33]</sup>, che, nell'era del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, ha dimostrato e dimostra la rilevanza del ruolo della Corte nella protezione degli interessi meta-individuali che ai beni comuni si correlano<sup>[34]</sup>.

Il *performance audit* può garantire la virtuosità di un'azione amministrativa

compatibile con i principi della transizione ecologica<sup>[35]</sup>.

Lo stesso, al servizio dello Stato-comunità, promuove la corretta gestione delle risorse collettive sotto il profilo dell'efficacia, dell'efficienza e dell'economicità; si concreta in un raffronto *ex post* tra gli obiettivi da raggiungere e i risultati, in concreto, conseguiti; accompagna l'azione della p.a. nel suo farsi: alla dinamicità dell'attività dell'Amministrazione si correla un controllo «*anche in corso di esercizio*», come è quello delineato dall'art. 3, comma 4, della l. n. 20/1994 e dall'art. 7, comma 7, del d.l. n. 77/2021.

Si attegga a controllo di integrazione (più che di conformazione<sup>[36]</sup>), che permette un monitoraggio – anche “*real time*”<sup>[37]</sup> – capace di innescare processi di autocorrezione.

Nulla sembra più idoneo, pertanto, alla verifica, in corso d'opera (e non solo a chiusura di esercizio) dell'aderenza dell'azione pubblica agli obiettivi internazionali ed europei di sviluppo sostenibile.

Un nuovo scenario per la verifica del grado di sostenibilità lo dischiude l'art. 5, comma 3, d.lgs. n. 175/2016, che disciplina il controllo della Corte sugli atti deliberativi di costituzione di società e sugli acquisti di partecipazioni societarie<sup>[38]</sup>.

Diversamente dal previgente schema della “pubblicità notizia”, il disposto, come novellato, conferisce – ad onta della sua testuale formulazione – una funzione di controllo, pur peculiare<sup>[39]</sup>, secondo il parametro di sostenibilità finanziaria e i canoni di efficienza, efficacia ed economicità dell'azione amministrativa.

### 3.3. Gli orientamenti in materia di comunità energetiche

Le recenti delibere in tema di comunità energetiche inverano il principio di sostenibilità.

In sede di controllo *ex art. 5 TUSP*, la Corte ha vagliato la coerenza della forma giuridica adottata rispetto alle categorie unionali e interne di riferimento.

Con la deliberazione della Sezione regionale di controllo per la Toscana, n. 77/2023<sup>[40]</sup>, ha ritenuto inidonea la forma della società consortile *ex art. 2615-ter c.c.* siccome incompatibile con il carattere aperto e volontario della partecipazione alle comunità energetiche.

La società consortile è, invero, struttura a capitale fisso, potendo l'ingresso di nuovi soci avvenire soltanto con il trasferimento della partecipazione già in

circolazione o con apposita delibera di aumento del capitale sociale; cosa limitativa del «*principio della partecipazione aperta e volontaria*»<sup>[41]</sup>.

Con altra deliberazione<sup>[42]</sup>, la Corte ha evidenziato la necessità di un «*attento monitoraggio dell'operazione societaria affinché mantenga nel tempo i presupposti finalistici nonché di sostenibilità e convenienza oltre che di efficienza, efficacia ed economicità dell'azione amministrativa*».

In sede di controllo sulla gestione, la Corte ha delibato l'adeguatezza delle risorse umane tese all'attuazione dell'investimento PNRR sulle comunità energetiche e la razionalità economica delle stesse misure incentivanti, così scrutinando altre complementari facce del poliedro della sostenibilità.

Con la deliberazione n. 55/2023<sup>[43]</sup>, la Sezione centrale di controllo sulla gestione delle Amministrazioni dello Stato ha dato atto del mutato finanziamento PNRR, originariamente consistente in prestiti a tasso zero, a copertura fino al 100 per cento dei costi ammissibili per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, accoppiati a sistemi di stoccaggio dell'energia.

La trasformazione della misura in contributo in conto capitale, a fondo perduto, fino al 40 per cento dei costi ammissibili ha arginato il rischio di sovracompensazioni.

Ha, quindi, rimarcato le criticità in punto di risorse umane, rilevando l'insufficienza delle stabilizzazioni gemmate dall'art. 4 del d.l. 24 febbraio 2023, n. 13 e l'inadeguatezza dei corsi di formazione *in fieri*<sup>[44]</sup>.

La successiva deliberazione n. 35/2024<sup>[45]</sup> ha consentito alla Sezione di nuovamente soffermarsi sulle risorse umane; nel rilevare un *trend* di potenziale miglioramento nella dotazione di personale, ha evidenziato la situazione di «*grave carenza di professionalità*» a fronte dell'elevata componente tecnologica della materia.

Se la sostenibilità presuppone la realizzazione di obiettivi di inclusione sociale e promozione ambientale, con un oculato dispendio di risorse economiche, non sono accettabili comunità energetiche che ostino alla piena partecipazione degli utenti o diano spazio a interessi particolari di questo o quel partecipante; come non sono accettabili *Communities* che beneficino di risorse economiche ingiustificate.

Neppure può ammettersi che Amministrazioni pubbliche partecipino a comunità energetiche in difetto dei presupposti, o che lo facciano in spregio ai

canoni di sostenibilità finanziaria.

Il razionale impiego delle risorse disponibili, il principio di massima partecipazione e, in definitiva, il tasso di democrazia energetica delle comunità trascolorano in assenza di un sistema coerente di controlli.

Gli ampi spazi della norma primaria, che sembra consentire checcchessia comunità, non adottando scelte preferenziali per l'una o l'altra forma giuridica<sup>[66]</sup>, vanno colmati dagli Organi di controllo, custodi dello sviluppo sostenibile; perché le iniziative emulative non distolgano dalla cura per quella «*casa comune*»<sup>[67]</sup> di cui tutti siamo ospiti.

1. Si richiama, sul modello dell'Amministrazione condivisa, G. Arena, *Introduzione all'amministrazione condivisa*, in *Studi parlamentari e di politica costituzionale*, 117-118, 1997, p. 29. V. anche G. Barozzi Reggiani, A. Giordano, *Per un'amministrazione condivisa dei commons nella realtà dei Comuni*, *AmbienteDiritto.it*, 3, 2022, p. 1.
2. In termini, il Rapporto Brundtland "Our Common Future" (1987). In argomento, per tutti, oltre ai riferimenti bibliografici di cui *infra*, F. Fracchia, *Lo sviluppo sostenibile. La voce flebile dell'altro tra protezione dell'ambiente e tutela della specie umana*, Editoriale Scientifica, Napoli, 2010. Per il retroterra filosofico, v. H. Jonas, *Il principio di responsabilità. Un'etica per la civiltà tecnologica* (1979), Einaudi, Torino, 1990.
3. Su cui, in particolare, C. Candelise, G. Ruggieri, *Status and Evolution of the Community Energy Sector in Italy*, in *Energies*, 13, 2020, p. 1; E. Cusa, *Il diritto dell'Unione europea sulle comunità energetiche e il suo recepimento in Italia*, in *Riv. trim. dir. ec.*, 2, 2020, p. 287; L. Giani, G. Iacovone, A. Iacopino, *Commoning e territori: brevi spunti sulle potenzialità delle comunità energetiche*, in *Dir. e soc.*, 4, 2022, p. 643; C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, in *Dir. e soc.*, 4, 2022, p. 589; C. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, in *Federalismi*, 29, 2022, p. 111; R. Miccù, M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governance dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, in *Federalismi*, 4, 2022, p. 603; V. Pepe, *Le "comunità energetiche" come nuovi modelli giuridici di sviluppo sostenibile. Prime note sull'esperienza francese*, in *AmbienteDiritto.it*, 3, 2022, p. 1; R. Piselli, *Le comunità energetiche tra pubblico e privato: un modello organizzativo transtipico*, in *Dir. e soc.*, 4, 2022, p. 775; C. Favilli, *Transizione ecologica e autoconsumo organizzato di energia rinnovabile. La questione della forma giuridica delle comunità energetiche*, in *Resp. civ. e prev.*, 2, 2023, p. 385; G. Spina, *CER come modello strategico gestionale di sviluppo sostenibile*, in *Ambiente & Sviluppo*, 8-9, 2023, p. 530.
4. Si richiama, sul modello dell'Amministrazione condivisa, G. Arena, *Introduzione all'amministrazione condivisa*, in *Studi parlamentari e di politica costituzionale*, 117-118, 1997, p. 29. V. anche G. Barozzi Reggiani, A. Giordano, *Per un'amministrazione*

- condivisa dei commons nella realtà dei Comuni, AmbienteDiritto.it*, 3, 2022, p. 1.
5. Prodotta da fonti rinnovabili e non.
  6. V. L. Ruggeri, *La protezione del consumatore energetico nel quadro regolatorio italo-europeo*, in S. Monticelli, L. Ruggeri (a cura di), *La via italiana alle comunità energetiche*, Edizioni Scientifiche Italiane, Napoli, 2022, p. 9.
  7. V. l'art. 22.1 della Direttiva 2018/2001/UE: «*Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale*».
  8. V. l'art. 22.4 della Direttiva 2018/2001/UE: «*Gli Stati membri forniscono un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile. Tale quadro garantisce, tra l'altro, che: [...] f) la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili; [...] i) siano disponibili norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità di energia rinnovabile*».
  9. In termini, il Considerando n. 2 della Direttiva 2019/944/UE.
  10. V. l'art. 16 della Direttiva 2019/944/UE, che altresì prevede che il pertinente gestore del sistema di distribuzione cooperi con le comunità energetiche dei cittadini per agevolare i trasferimenti di energia al loro interno, previo pagamento di un'equa compensazione valutata dall'autorità di regolazione.
  11. V. l'art. 42- bis, comma 3, lett. c), d.l. n. 162/2019: «*l'obiettivo principale dell'associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari*».
  12. V. l'art. 42- bis, comma 3, lett. d), d.l. n. 162/2019: «*la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori ubicati nel perimetro di cui al comma 4, lettera d), compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili*».
  13. Art. 42- bis, comma 5, d.l. n. 162/2019: «*I clienti finali associati in una delle configurazioni di cui al comma 2: a) mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore; b) possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati; c) regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che tiene conto di quanto disposto alle lettere a) e b) e che individua univocamente un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il Gestore dei servizi energetici (GSE) Spa*».
  14. V. l'art. 31, comma 1, d.lgs. n. 199/2021: «*I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati*

*i seguenti requisiti: a) l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari [...] c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale».*

15. V. l'art. 31, comma 1, lett. d), d.lgs. n. 199/2021: «*la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b)*».
16. V. l'art. 32 d.lgs. n. 199/2021.
17. Ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'ISTAT. In termini, l'art. 31, comma 1, lett. b).
18. Secondo la decisione di esecuzione del Consiglio (COM (2021) 344), come modificata dalla decisione Ecofin 1291 dell'8 dicembre 2023.
19. La pubblicazione sul sito del Ministero risale al 23 gennaio 2024.
20. Si veda il Titolo II del d.m. 7 dicembre 2023.
21. Art. 6 d.m. 7 dicembre 2023.
22. Sul principio dello sviluppo sostenibile, per la prospettiva sovranazionale, v. A. Boyle, D. Freestone, *International Law and Sustainable Development. Past Achievements and Future Challenges*, OUP Oxford, Oxford, 1999; P. Fois (a cura di), *Il principio dello sviluppo sostenibile nel diritto internazionale ed europeo dell'ambiente*, Editoriale Scientifica, Napoli, 2007; H. C. Bugge, C. Voigt, *Sustainable Development in National and International Law*, Europa Law Publishing, Groningen, 2008; M. Montini, *Profili di diritto internazionale*, in P. Dell'Anno, E. Picozza (a cura di), *Trattato di diritto dell'ambiente. Principi generali*, Cedam, Padova, 2012, p. 37. Per la prospettiva di diritto interno, v. F. Fracchia, *Lo sviluppo sostenibile. La voce flebile dell'altro tra protezione dell'ambiente e tutela della specie umana*, cit.; Id., *Sviluppo sostenibile e diritti delle generazioni future*, in *Riv. quad. dir. ambiente*, 0, 2010, p. 13 ss.; Id., *Principi di diritto ambientale e sviluppo sostenibile*, in P. Dell'Anno, E. Picozza (a cura di), *Trattato di diritto dell'ambiente. Principi generali*, cit., p. 568; Id., *Il principio dello sviluppo sostenibile*, in G. Rossi (a cura di), *Diritto dell'ambiente*, con aggiornamento a cura di A. Farì, Giappichelli, Torino, 2021, p. 181; A. Giordano, *Introduzione alla tutela del clima come bene comune*, Jovene, Napoli, 2024. V., di recente, anche M. Antonioli, *La sostenibilità dello sviluppo tra principi del diritto, proceduralizzazione, eticità e crescita economica*, in *Riv. trim. dir. pubbl. com.*, 1, 2017, p. 17; G. De Giorgi Cezzi (a cura di), *Gestione delle coste e sviluppo sostenibile*, Aracne, Roma, 2017; G. Rossi, *Dallo sviluppo sostenibile all'ambiente per lo sviluppo*, in *Riv. quad. dir. ambiente*, 1, 2020, p. 4 ss. In particolare, sui tre tipi di rapporti tra interesse all'ambiente e interesse allo sviluppo («sviluppo contro l'ambiente»; «sviluppo sostenibile» e «ambiente per lo sviluppo»), v. G. Rossi, *La "materializzazione"*

- dell'interesse all'ambiente*, in G. Rossi (a cura di), *Diritto dell'ambiente*, cit., p. 21 e Id., *Dallo sviluppo sostenibile all'ambiente per lo sviluppo*, cit., p. 4. Più in generale, sul rapporto di biunivoca interdipendenza tra sviluppo economico-sociale e ambiente, v. M. Monteduro, *Diritto dell'ambiente e diversità alimentare*, in *Riv. quad. dir. ambiente*, 1, 2015, p. 92. Si vedano, altresì, quale ultimo approdo sul tema, i 17 *Sustainable Development Goals (SDGs)*, approvati a New York il 25 settembre 2015, che bilanciano crescita economica, inclusione sociale e tutela dell'ambiente; essi sono: povertà zero; fame zero; salute e benessere; istruzione di qualità; uguaglianza di genere; acqua pulita e igiene; energia pulita e accessibile, lavoro dignitoso e crescita economica; industria, innovazione e infrastrutture; ridurre le disuguaglianze; città e comunità sostenibili; consumo e produzione responsabili; agire per il clima; la vita sott'acqua; la vita sulla terra; pace, giustizia e istituzioni forti; *partnership* per gli obiettivi.
23. Rapporto Brundtland “*Our Common Future*” (1987). Per gli sviluppi del principio, v. anche la Dichiarazione di Johannesburg sullo sviluppo sostenibile del 2002. Si vedano, quindi, quale ultimo approdo sul tema, i 17 *Sustainable Development Goals (SDGs)*, approvati a New York il 25 settembre 2015, che bilanciano crescita economica, inclusione sociale e tutela dell'ambiente; essi sono: povertà zero; fame zero; salute e benessere; istruzione di qualità; uguaglianza di genere; acqua pulita e igiene; energia pulita e accessibile, lavoro dignitoso e crescita economica; industria, innovazione e infrastrutture; ridurre le disuguaglianze; città e comunità sostenibili; consumo e produzione responsabili; agire per il clima; la vita sott'acqua; la vita sulla terra; pace, giustizia e istituzioni forti; *partnership* per gli obiettivi.
24. V. il Principio 7 della Dichiarazione di Rio.
25. V. l'art. 37 della Carta.
26. Su cui si veda, insieme ai disposti del T.F.U.E., l'art. 3 T.U.E.
27. Secondo M. Montini, *Unione Europea e ambiente*, in S. Nesper, A. L. De Cesaris (a cura di), *Codice dell'ambiente*, Giuffrè, Milano, 2009, p. 72, in modo non necessariamente prioritario o prevalente. Sul carattere non vincolante delle esigenze ambientali, v. M. Renna, *Ambiente e territorio nell'ordinamento europeo*, in *Riv. it. dir. pubbl. com.*, 3-4, 2009, p. 674. Per una diversa ottica, v. la Direttiva (UE) 2023/2413 (c.d. *RED III*), che in particolare prevede che la procedura di rilascio delle autorizzazioni, la pianificazione, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia rinnovabile, la connessione di tali impianti alla rete, la rete stessa e gli impianti di stoccaggio debbano essere considerati di «*interesse pubblico prevalente*».
28. Il cui secondo comma recita: «*La politica dell'Unione in materia ambientale mira a un elevato livello di tutela, tenendo conto della diversità delle situazioni nelle varie regioni dell'Unione. Essa è fondata sui principi della precauzione e dell'azione preventiva, sul principio della correzione, in via prioritaria alla fonte, dei danni causati all'ambiente, nonché sul principio “chi inquina paga”*».
29. Così l'art. 3-*quater*, comma 1, del d.lgs. n. 152/2006.
30. Di momento appaiono, altresì, gli Indicatori di Benessere Equo e Sostenibile, che hanno lo

scopo di valutare il progresso della società non solo dal punto di vista economico, ma anche sotto l'aspetto sociale e ambientale; dal 2018, gli stessi rientrano tra gli strumenti di programmazione e valutazione della politica economica nazionale.

31. V. G. Colombini, *La progressiva giurisdizionalizzazione del controllo nel codice della giustizia contabile: limiti e prospettive*, in *Riv. Corte conti*, 1-2, 2017, 723 ss.
32. Sui poteri sanzionatori e repressivi che possono esplicarsi nei confronti degli enti territoriali controllati, G. Rivosecchi, *I controlli sulla finanza pubblica tra i diversi livelli territoriali di governo*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 3, 2019, p. 740 ss. Di integrazione della funzione giurisdizionale e di quella di controllo ha, del resto, parlato Corte Cost., 14 febbraio 2019, n. 18. Più in generale, sul controllo di legittimità-regolarità, v. F. Capalbo (a cura di), *Il controllo di legittimità-regolarità della Corte dei conti*, Editoriale Scientifica, Napoli, 2018.
33. V. l'art. 3, comma 4, l. n. 20/1994 e l'art. 7, comma 7, d.l. n. 77/2021 («*La Corte dei conti esercita il controllo sulla gestione di cui all'articolo 3, comma 4, della legge 14 gennaio 1994 n. 20, svolgendo in particolare valutazioni di economicità, efficienza ed efficacia circa l'acquisizione e l'impiego delle risorse finanziarie provenienti dai fondi di cui al PNRR. Tale controllo si informa a criteri di cooperazione e di coordinamento con la Corte dei conti europea, secondo quanto previsto dall'articolo 287, paragrafo 3 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea. La Corte dei conti riferisce, almeno semestralmente, al Parlamento sullo stato di attuazione del PNRR, in deroga a quanto previsto dall'articolo 3, comma 6, della legge 14 gennaio 1994, n. 20*»). V. anche l'art. 22 d.l. n. 76/2020 («*La Corte dei conti, anche a richiesta del Governo o delle competenti Commissioni parlamentari, svolge il controllo concomitante di cui all'articolo 11, comma 2, della legge 4 marzo 2009, n. 15, sui principali piani, programmi e progetti relativi agli interventi di sostegno e di rilancio dell'economia nazionale, ad esclusione di quelli previsti o finanziati dal Piano nazionale di ripresa e resilienza, di cui al regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 febbraio 2021, o dal Piano nazionale per gli investimenti complementari, di cui al decreto-legge 6 maggio 2021, n. 59, convertito, con modificazioni, dalla legge 1° luglio 2021, n. 101. L'eventuale accertamento di gravi irregolarità gestionali, ovvero di rilevanti e ingiustificati ritardi nell'erogazione di contributi secondo le vigenti procedure amministrative e contabili, è immediatamente trasmesso all'amministrazione competente ai fini della responsabilità dirigenziale ai sensi e per gli effetti dell'articolo 21, comma 1, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165*»), di cui si veda anche il dettato antecedente al d.l. n. 44/2023 («*1. La Corte dei conti, anche a richiesta del Governo o delle competenti Commissioni parlamentari, svolge il controllo concomitante di cui all'articolo 11, comma 2, della legge 4 marzo 2009, n. 15, sui principali piani, programmi e progetti relativi agli interventi di sostegno e di rilancio dell'economia nazionale. L'eventuale accertamento di gravi irregolarità gestionali, ovvero di rilevanti e ingiustificati ritardi nell'erogazione di contributi secondo le vigenti procedure amministrative e contabili, è immediatamente trasmesso all'amministrazione competente ai fini della responsabilità dirigenziale ai sensi e per gli effetti dell'articolo 21, comma 1, del decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165. 2. Il*

*Consiglio di presidenza della Corte dei conti, nell'esercizio della potestà regolamentare autonoma di cui alla vigente normativa, provvede all'individuazione degli uffici competenti e adotta le misure organizzative necessarie per l'attuazione delle disposizioni di cui al presente articolo senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica e nell'ambito della vigente dotazione organica del personale amministrativo e della magistratura contabile»).*  
 In tema, v. A. Peta, *I controlli della Corte dei conti: il c.d. controllo concomitante*, in A. Giordano (a cura di), *Il procedimento amministrativo tra regole e responsabilità*, Giuffrè, Milano, 2021, p. 553.

34. Per un recente esempio, v. Corte dei conti, Collegio del controllo concomitante presso la sezione centrale di controllo sulla gestione delle Amministrazioni dello Stato, 15 marzo 2023, n. 8.
35. Sui controlli della Corte dei conti in materia ambientale, v. M. V. Ferroni, M. V. Lumetti, E. Picozza, *La tutela giurisdizionale dell'ambiente*, in E. Picozza (a cura di), *Nozioni fondamentali di diritto dell'ambiente*, Aracne, Roma, 2016, p. 247.
36. G. D'Auria, *I controlli*, in S. Cassese (a cura di), *Trattato di diritto amministrativo. Diritto amministrativo generale*, Giuffrè, Milano, 2003, p. 1384.
37. In linea con il trend internazionale (INTOSAI Development Initiative, Audit Service Sierra Leone (ASSL), General Auditing Commission of Liberia (GAC), African Organisation of French-speaking Supreme Audit Institutions (CREFIAP), *Accountability in a time of crisis. How Supreme Audit Institutions and development partners can learn from previous crises and ensure effective response to Covid-19 in developing countries*, aprile 2020, in [www.intosaicbc.org](http://www.intosaicbc.org)).
38. Art. 5, comma 3, d.lgs. n. 175/2016: «L'amministrazione invia l'atto deliberativo di costituzione della società o di acquisizione della partecipazione diretta o indiretta all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che può esercitare i poteri di cui all'articolo 21-bis della legge 10 ottobre 1990, n. 287, e alla Corte dei conti, che delibera, entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento, in ordine alla conformità dell'atto a quanto disposto dai commi 1 e 2 del presente articolo, nonché dagli articoli 4, 7 e 8, con particolare riguardo alla sostenibilità finanziaria e alla compatibilità della scelta con i principi di efficienza, di efficacia e di economicità dell'azione amministrativa. Qualora la Corte non si pronunci entro il termine di cui al primo periodo, l'amministrazione può procedere alla costituzione della società o all'acquisto della partecipazione di cui al presente articolo». In tema, v. A. Giordano, *I controlli sulle società pubbliche dopo la legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021. Il particolare della riforma nell'universale del sistema*, in *AmbienteDiritto.it*, 4, 2022, p. 1; M. Scognamiglio, *L'articolo 5 del Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica nel diritto vivente*, in A. Giordano, E. Guarna Assanti (a cura di), *Diritto delle società pubbliche*, Pisa, 2024, p. 297.
39. In termini, Corte dei conti, sezioni riunite in sede di controllo, 3 novembre, 2022, n. 16: «Nel senso dell'attrazione alla funzione di controllo sembrano concorrere vari elementi. In primo luogo, può richiamarsi la rubrica dell'art. 12 della legge n. 118 del 2022 che ha introdotto la disciplina qui all'esame. Tale norma è intitolata "Modifica della disciplina

*dei controlli sulle società a partecipazione pubblica” e in tali termini si esprime anche la relazione illustrativa all’iniziale disegno di legge, esplicitando la voluntas del legislatore in questa direzione. In secondo luogo, in base alla novella normativa, il pronunciamento della Corte dei conti interviene non prima (come per l’attività consultiva), ma dopo che l’Amministrazione abbia perfezionato l’atto deliberativo di costituzione o di acquisizione della partecipazione (diretta o indiretta), per la traduzione del quale nelle forme del diritto societario, tuttavia, la legge richiede il decorso di un predeterminato lasso temporale, sessanta giorni, funzionale all’esame da parte della Corte dei conti. La disciplina, introdotta dalla legge n. 118 del 2022, inoltre, va letta in chiave sistematica, considerando il complessivo ruolo assegnato alla Corte dei conti in materia di società a partecipazione pubblica; quest’ultima è chiamata a pronunciarsi, con funzione di controllo, fra gli altri, sulle revisioni periodiche ex art. 20 TUSP (nonché, in precedenza, sulla razionalizzazione straordinaria ex art. 24 TUSP). Peraltro, la verifica sugli atti di costituzione o acquisizione di partecipazioni societarie era stata qualificata, in vigenza dell’abrogato articolo 3, commi 27 e 28, della legge n. 244 del 2007, in termini di controllo (cfr., per esempio, Sezione regionale di controllo per la Lombardia n. 44/2012/PRSE, n. 263/2011/PRSE e n. 830/2011/PRSE). Coerentemente la citata deliberazione di queste Sezioni riunite in sede di controllo n. 1/SSRRCO/AUD/22, ai paragrafi 3.3 e 3.4, aveva ricondotto la funzione nell’ambito dell’attività di controllo. In questa sede, tuttavia, non può essere trascurato che l’espressa qualificazione della pronuncia della Corte dei conti, da parte del legislatore, quale “parere” ha conferito una fisionomia atipica ad una funzione di controllo su un atto specifico e concreto, di cui la norma individua anche i parametri di riferimento. Tale qualificazione dell’esito della pronuncia in termini di parere, invero, appare funzionale all’obiettivo del legislatore di ottenere un vaglio tempestivo, da parte della Corte dei conti, sull’operazione di costituzione o acquisto della partecipazione societaria, senza, tuttavia, attribuire effetti preclusivi a quest’ultimo (diversamente, quindi, da quanto sarebbe accaduto in caso di richiamo agli schemi tipici del controllo preventivo di legittimità o al controllo successivo con effetti interdittivi). Infatti, da un lato, il pronunciamento della Corte dei conti deve intervenire entro un arco temporale predeterminato (sessanta giorni), con facoltà, in difetto, per l’Amministrazione di procedere ugualmente; dall’altro, ove il parere della Corte dei conti sia “in tutto o in parte negativo”, l’Amministrazione, previo onere di motivazione rafforzata (“analitica”), evidenziando le puntuali ragioni che l’abbiano indotta a discostarsi, può ugualmente costituire la società o acquisire la partecipazione. In conclusione, la pronuncia esitante nel parere previsto dall’art. 5, comma 4, del d.lgs. n. 175 del 2016 postula l’espletamento di una peculiare attività di controllo di cui il legislatore individua i tempi, i parametri di riferimento e gli esiti».*

40. Corte dei conti, sez. regionale di controllo per la Toscana, 30 marzo 2023, n. 77.
41. Corte dei conti, sez. regionale di controllo per la Toscana, n. 77/2023, cit.
42. Corte dei conti, sez. regionale di controllo per il Friuli-Venezia Giulia, 23 maggio 2023, n. 52.
43. Corte dei conti, sez. centrale di controllo sulla gestione delle Amministrazioni dello Stato,

## CERIDAP

20 luglio 2023, n. 55.

44. È, in merito, significativo il confronto con l'esperienza giuridica spagnola, ove una quota delle risorse del *Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia* è destinata a finanziare il c.d. *Ecosistema de Apoyo*, nel cui contesto spiccano le *Oficinas de Transformación Comunitaria*, spazi fisici o virtuali in cui svolgere corsi di formazione o incontri di informazione/sensibilizzazione in materia.
45. Corte dei conti, sez. centrale di controllo sulla gestione delle Amministrazioni dello Stato, 12 febbraio 2024, n. 35.
46. In tema, v. C. Favilli, *Transizione ecologica e autoconsumo organizzato di energia rinnovabile. La questione della forma giuridica delle comunità energetiche*, cit., p. 385.
47. V. la Lettera Enciclica *Laudato Si* del Santo Padre Francesco sulla cura della casa comune, 24 maggio 2015, § 1, che la definisce «*sorella, con la quale condividiamo l'esistenza*» e «*madre bella che ci accoglie tra le sue braccia*».

## Per uno studio sulle comunità energetiche rinnovabili. Tra pubblico e privato

*Simone Lucattini*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-147

*L'antica dicotomia pubblico-privato consente di gettare luce anche sull'innovativo tema delle comunità energetiche rinnovabili, fondate sulla collaborazione tra cittadini, imprese, pubbliche amministrazioni che può realizzarsi anche attraverso il modulo, flessibile e atipico, del partenariato pubblico-privato. Le CER superano il precedente, e a lungo dominante, modello di sistema energetico centralizzato proprio attraverso una collaborazione pubblico-privato volta al perseguimento di finalità economiche, sociali e ambientali, che fa leva su un nuovo modello di generazione energetica (distribuita) alla base della transizione energetica.*

### ***A study on renewable energy communities: between public and private***

*The long-standing public-private dichotomy allows light to be shed on the innovative topic of renewable energy communities, founded on collaboration among citizens, businesses, and public administrations that can also be realized through the flexible and atypical form of public-private partnership. The renewable energy communities overcome the previous, and long-dominant, centralized energy system model through a public-private partnership aimed at the pursuit of economic, social and environmental goals, which leverages a new model of (distributed) energy generation at the heart of the energy transition.*

*Sommario: 1. Pubblico e privato nelle comunità energetiche rinnovabili.- 2. Il nuovo paradigma della generazione distribuita: gli enti pubblici locali tornano “al centro”.- 3. La cornice normativa e regolatoria: le principali criticità.- 4. Partenariato pubblico-privato e comunità energetiche rinnovabili.- 5. Il bisogno di una amministrazione di qualità.*

## 1. Pubblico e privato nelle comunità energetiche rinnovabili

L'antica dicotomia pubblico-privato<sup>[1]</sup> si rivela carica di capacità euristica anche per indagare il tema, tutto nuovo, delle comunità energetiche rinnovabili (CER). A partire dai *principi* di riferimento, collocati “in alto” e “al centro” – nella Costituzione –, *in primis* la sussidiarietà orizzontale per cui «*l'azione dei poteri pubblici deve essere contenuta entro i limiti di quanto è necessario per supplire all'inadeguatezza dei privati a provvedere ai bisogni sociali*»<sup>[2]</sup>.

Più in basso, l'*ontologia* stessa delle CER poggia sulla collaborazione tra cittadini, imprese, amministrazioni<sup>[3]</sup> – ancora pubblico e privato –, operanti congiuntamente, con ruoli distinti ma correlati<sup>[4]</sup>, per creare la comunità a beneficio dei partecipanti e della collettività. In molti casi, la pubblica amministrazione si pone naturalmente alla guida dell'iniziativa (modello *public lead*) come facilitatrice, in forza delle proprie capacità aggregatrici di cittadini e imprese presenti nel territorio, e/o partecipante alla comunità.

Per questa via si giunge fino alla *pratica* delle CER, che possono inverarsi attraverso il modello, flessibile e atipico, del partenariato pubblico-privato che sembra, per certi versi, sancire la fine della rigida dicotomia tra diritto pubblico e diritto dei privati, divenuti ormai ordini giuridici comunicanti<sup>[5]</sup>.

Lungo questa linea di pensiero, è inevitabile imbattersi in un'altra coppia concettuale, intrisa di valenze teorico-generalistiche, che vanno ben oltre l'istituto delle CER: “diritto” ed “energia” costituiscono, infatti, un binomio ricorrente, tanto sul versante della dottrina pubblicistica che di quella privatistica.

Come ci ricorda un recente, denso, studio<sup>[6]</sup> la “metafora energetica” del potere (pubblico) è fecondamente impiegata già da Feliciano Benvenuti che, sull'assunto di fondo del diritto come «*sistema di forze o energie regolate dalle norme*»<sup>[7]</sup>, ha descritto in prospettiva funzionale il susseguirsi dei diversi momenti procedimentali che segnano la «*concretizzazione del potere in un atto*»<sup>[8]</sup>, cioè la trasformazione del potere in un risultato effettivo in grado di incidere sulla realtà concreta, attraverso modificazioni delle sfere giuridiche soltanto astrattamente prefigurate dalle norme generali dell'ordinamento.

Sul versante civilistico, la Scuola di Messina ha profondamente studiato la giuridicità in termini di efficienza causale: «*fenomeno che nel mondo giuridico rivela una energia efficiente (quindi ogni atteggiamento della realtà che*

*determina conseguenze) nel mondo del diritto»<sup>[9]</sup>. Si ripropone, anche qui, la “metafora energetica”, come fondamentale «equazione che regge la dinamica giuridica»<sup>[10]</sup>.*

I due termini “diritto” ed “energia”, raggruppati in sintagma, evocano, quindi, l’annoso dibattito sulla configurazione di un “diritto dell’energia”, fatto di differenti “rami” sorretti da principi e attraversati da istituti «comuni a tutti», su cui s’interrogava già Giuseppe Guarino in un risalente scritto, oggi raccolto negli *Scritti di diritto pubblico dell’economia e di diritto dell’energia*<sup>[11]</sup>, in particolare nello scritto dedicato a *Unità ed autonomia del diritto dell’energia*.

Dopo essersi, appunto, chiesto se i vari diritti energetici possano essere ricondotti ad un sistema unitario<sup>[12]</sup>, l’esimo Autore ci consegna due non trascurabili notazioni: una di ordine più squisitamente dogmatico (ancora sul confine pubblico-privato) – non sfugge come «*La istituzione energetica raccoglie attorno a sé ed unifica istituti di diritto pubblico e di diritto privato, colorandoli in modo particolare e coordinandoli in sistema*» – cui segue uno stringente rilievo fattuale: sicché «*Il diritto dell’energia è caratterizzato dalla necessaria presenza di imprese di carattere sostanzialmente pubblico, che operano come elemento unificatore del sistema*»<sup>[13]</sup>. Un elemento, questo, a lungo portante del sistema energetico. La nazionalizzazione dell’industria elettrica è, infatti, operata attraverso la legge n. 1643, proprio del 1962, con l’istituzione dell’Ente nazionale per l’energia elettrica (ENEL). Ma anche a distanza di un trentennio, con la liberalizzazione, accompagnata dalla creazione di un regolatore indipendente secondo lo schema britannico inверatosi nella separazione regolazione/gestione<sup>[14]</sup>, si moltiplicano, sì, i soggetti operanti lungo la filiera e si privatizzano gli *ex* monopolisti<sup>[15]</sup>, ma la struttura oggettiva del sistema energetico non conosce sostanziali mutamenti.

## **2. Il nuovo paradigma della generazione distribuita: gli enti pubblici locali tornano “al centro”**

Un cambio di paradigma si realizzerà, soltanto in tempi recenti, per effetto della capacità plasmante della tecnica<sup>[16]</sup>, con l’avvento della generazione diffusa da fonti rinnovabili. Con conseguenze sistemiche cui è qui possibile soltanto accennare: la rinnovata centralità/criticità del dispacciamento, stante l’intermittenza/non programmabilità delle rinnovabili, con flussi energetici

peraltro invertiti rispetto al recente passato (non più nord-sud, ma sud-nord per la maggiore presenza delle rinnovabili nel sud dell'Italia dove minore è il consumo). Necessità, dunque, di maggiore coordinamento (la chiave del dispacciamento), alla ricerca del costante equilibrio tra produzione e consumo, e, quindi, di una più elevata flessibilità, con l'aumento di fabbisogno dei c.d. servizi ancillari al fine di consentire agli impianti non rinnovabili di variare la propria produzione e coprire sempre la richiesta di energia, anche per sopperire alla sempre possibile mancanza di fonti rinnovabili. Bisogno, infine, di investimenti sulle reti, tanto di trasmissione (per evitare i *bottleneck*) che di distribuzione, per il fenomeno dell'inversione di flusso (dalla bassa-media tensione all'alta con conseguenti perdite di rete): reti progettate per ricevere energia dai livelli di tensione superiori, debbono, difatti, adesso consentire di trasportare altrove l'energia da rinnovabile non consumata *in loco*<sup>[17]</sup>.

Le CER, dunque, superano il precedente, e a lungo dominante, modello centralizzato e a forte connotazione pubblica, attraverso una collaborazione pubblico-privato volta al perseguimento di finalità economiche, sociali e ambientali, che fa leva su un nuovo modello di generazione (distribuita) alla base della stessa transizione energetica<sup>[18]</sup>. In quest'ottica, la finalità economica consiste nella riduzione dei costi che risultano minori poiché l'energia viene prodotta e consumata in sito o tramite linee dirette, non transitando per la rete pubblica ed escludendo, in tal modo, i costi di trasporto; la finalità sociale passa, essenzialmente, dalla creazione di una comunità di soggetti che collaborano tra loro e partecipano ai fabbisogni collettivi, anche a vantaggio dei cittadini con minori risorse economiche (clienti vulnerabili, nel mondo dell'energia); infine, la finalità più evidente è quella ambientale che attiene alla promozione della produzione di energia rinnovabile per poter abbandonare le fonti fossili in vista della transizione energetica.

Alla base del cennato mutamento di paradigma vi è, quindi, una evoluzione tecnica, in grado, a sua volta, di incidere sui profili organizzativo-istituzionali del sistema energetico, con riflessi financo geopolitici, da sempre legati al tema dell'energia<sup>[19]</sup>.

La parabola evolutiva segna, dal punto di vista più propriamente tecnico, il passaggio dalla produzione centralizzata, imperniata su grandi *player*, alla generazione distribuita. Due i corollari di questa evoluzione: i) se, in passato, il

sistema energetico era imperniato su una forte polarizzazione produttore/consumatore, con impianti di produzione di grande taglia che immettevano energia nella “dorsale” costituita dalla rete di trasmissione, oggi, si assiste, invece, ad una ibridazione (si veda la figura, paradigmatica, dei *prosumer*: crasi che sta a indicare un consumatore che dispone anche di proprie unità di generazione)<sup>[20]</sup>, con l’impiego di impianti di taglie variabili in grado di immettere l’energia prodotta anche nella rete di distribuzione; ii) non si assiste più a quell’iniziale, tumultuoso, sviluppo delle fonti rinnovabili suscettibili, in quanto non programmabili, di mettere in crisi il sistema gravando oltremodo la rete di trasmissione. Ed invero, con le CER, l’energia prodotta, come già si è detto, è, poi, consumata *in loco* o trasportata tramite linee dirette<sup>[21]</sup>, non transitando più per la rete nazionale; si riduce, pertanto, la necessità di sviluppare la rete esistente; si riducono le congestioni e le perdite di trasporto; ergo si riducono i costi di trasporto. E ciò si riflette sul profilo incentivante: l’incentivo per l’energia prodotta dalle CER è, tipicamente, un *feed in premium*<sup>[22]</sup>, corrisposto sull’energia prodotta e consumata all’interno della comunità energetica dall’impianto di produzione da rinnovabile, indipendentemente dal fatto che tale energia venga immessa in rete oppure autoconsumata *in loco*, e calcolato sulla differenza, in ciascuna ora della giornata, tra l’energia da fonte rinnovabile prodotta dalla comunità e quella consumata all’interno della stessa CER. In questo rinnovato scenario, gli enti locali sembrano poter tornare “al centro”<sup>[23]</sup> rispetto al precedente paradigma del servizio pubblico a rete, tutto a proiezione nazionale<sup>[24]</sup>. Se, infatti, è sicuro che i servizi a rete di trasporto pubblico locale o di distribuzione di energia rispondono da sempre, pressoché in ogni luogo e tempo, a bisogni primari (sin dall’art. 1 della l. n. 303/1903, legge Giolitti, che aveva dato vita a significative imprese energetiche municipalizzate), con le CER pare riemergere, oggi, con forza il ruolo dell’ente comunale, in termini di controllo ma anche di facilitatore-propulsore delle comunità rinnovabili, in grado, tra l’altro, di mettere a disposizione gli edifici su cui, *funditus*, costruire gli impianti o di offrire supporto finanziario, oltre a poter, appunto, diventare componente delle stesse CER<sup>[25]</sup>. L’ente comunale è, infatti, proprietario di edifici o terreni e può, quindi, ad esempio cedere il diritto di superficie, secondo uno schema tipico anche dei contratti di rendimento energetico o di prestazione energetica (EPC) previsti dall’art. 200 del d.lgs. n. 36/2023.

Lo studio delle CER porta anche a sviluppare ulteriori ragionamenti che muovono dalla dimensione locale fino alla sconfinata prospettiva geopolitica, e “ritorno” – sulle singole concessioni di servizi –, nel segno di una per certi versi immaginifica “autarchia energetica”<sup>[26]</sup>. La volatilità dei prezzi energetici, derivante da variabili geopolitiche, è, invero, suscettibile di produrre effetti sulle singole concessioni pubbliche di servizi, squilibrate dallo straordinario incremento dei prezzi, quale conseguenza (almeno oggi) del conflitto russo-ucraino, e, quindi, necessitanti di revisioni e riequilibri, ai sensi dell’art. 192 del nuovo codice dei contratti pubblici (d.lgs. n. 36/2023). Ed invero, lo straordinario incremento dei prezzi dei materiali e dei prezzi energetici originato dal conflitto russo-ucraino può essere considerato evento imprevedibile suscettibile di alterare l’ottimale allocazione del rischio e il necessario equilibrio economico finanziario, tali da rendere oggettivamente impossibile o eccessivamente oneroso l’adempimento delle obbligazioni contrattuali. Gli straordinari aumenti dei prezzi energetici verificatisi in questi anni possono allora rappresentare legittime cause di disequilibrio del piano economico-finanziario, tali da incidere sull’equilibrio contrattuale<sup>[27]</sup>.

L’economia nazionale (ragionando in prospettiva “macro”) e i singoli rapporti concessori (in una visuale “micro”) sono, dunque, scossi da oscillazioni dei prezzi che fuoriescono dal controllo dei cittadini e, addirittura, talora degli stessi governi. In quest’ottica, le comunità energetiche possono consentire, partendo dai singoli territori, un almeno parziale recupero di “sovranità energetica”, considerato che, fin dalla direttiva 2018/2001 sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, quando si tratta di CER, una rilevanza centrale assume il concetto di *vicinitas*, per cui la comunità energetica risulta sotto il controllo di «azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili».

### **3. La cornice normativa e regolatoria: le principali criticità**

Tracciate alcune coordinate di fondo per uno studio delle CER, si può ora, sinteticamente, ripercorrere l’evoluzione del quadro normativo e regolatorio, soffermandosi soprattutto sui profili critici.

Le comunità di energia rinnovabile sono state definite dalla direttiva (UE)

2018/2001, all'art. 2, paragrafo 2, numero 16), come un «*soggetto giuridico: a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, 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 di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali; c) il cui obiettivo principale è 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*».

Alla citata direttiva è stata data attuazione in Italia in due tempi. In primis, l'art. 42-*bis* del d.l. n. 162 del 2019 ha dettato una disciplina di carattere transitorio e sperimentale, consentendo, «*[n]elle more del completo recepimento*» della direttiva 2018/2001, la realizzazione di CER secondo le modalità e alle condizioni stabilite dalla medesima disposizione. Il D.M. 16 settembre 2020 ha, quindi, fissato gli incentivi nella forma di una tariffa incentivante feed in premium; il regolatore nazionale dell'energia-Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), con la delibera 318/2020/R/eel, ha, poi, declinato un modello regolatorio virtuale che consente, come si legge nei "Ritenuto opportuno" della delibera, «*di estendere a più soggetti i benefici, ove presenti, derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta, evitando che per ottenere tali benefici debbano essere implementate soluzioni tecniche o societarie ovvero realizzate nuove reti private non necessarie e generalmente costose*»; nonché «*a ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte, sia in relazione alla configurazione di autoconsumo, sia, ed indipendentemente, delle proprie scelte di approvvigionamento dell'energia, senza dover al tempo stesso richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici: in quanto tale, il modello virtuale appare flessibile, sostenibile nel tempo e facilmente adattabile per ogni futura esigenza*».

Già questi primi atti definiscono gli elementi essenziali di funzionamento del modello, imperniato sulla regolazione c.d. virtuale, che consente di valorizzare l'autoconsumo senza sviluppare in maniera significativa la rete elettrica esistente; e sulla logica incentivante del costo evitato, che si basa sul mancato utilizzo della rete in alta tensione, il che consente di evitare, appunto, una componente del costo del trasporto<sup>[28]</sup>.

Successivamente, il d.lgs. n. 199 del 2021 ha provveduto a dare piena e stabile attuazione alla direttiva europea. In particolare, all'art. 31 vengono stabiliti i requisiti per la partecipazione alle CER e le condizioni alle quali le stesse possono operare, mentre l'art. 32, comma 3, assegna ad ARERA il compito di adottare, entro novanta giorni, i provvedimenti necessari a garantire l'attuazione delle disposizioni in materia di CER. Il regolatore dell'energia, con la delibera 727/2022/R/eel – “Testo integrato autoconsumo diffuso” –, ha, allora, replicato il modello regolatorio virtuale già “inventato” nel 2020. Il quadro regolatorio è, successivamente, completato dal D.M. 23 gennaio 2024 che fissa gli incentivi, sempre nella descritta logica del costo evitato. Infine, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale sugli incentivi sono approvate, con decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), su proposta del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), e previa verifica di ARERA per i profili di competenza (TIAD), le “Regole operative” per l'accesso agli incentivi medesimi.

Ma veniamo alle principali criticità, quali emergono da un così complesso intarsio.

La normativa primaria stabilisce che *«l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari»*; si precisa, ulteriormente, che *«per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale»* (art. 31, comma 1, lett. a) e c), d.lgs. n. 199/2021). Il Legislatore sembra, in sostanza, voler scongiurare il “rischio” che la partecipazione ad una CER possa divenire un *business*, da realizzarsi azionando leve finanziarie o percependo gli incentivi derivanti da una comunità energetica efficiente. E ciò desta – sia consentito – qualche perplessità, financo a livello “filosofico”, non fosse altro perché sembra quasi disconoscersi quella proficua sinergia tra “mercato” e “ambiente” che, proprio nel settore energetico, trova da tempo applicazione, con la creazione di mercati artificiali, come quello dei certificati verdi<sup>[29]</sup>.

Più nello specifico, la previsione normativa, nella sua severità, sembra poter escludere, in radice, vari operatori dalla partecipazione alle comunità, introducendo una forse eccessiva limitazione all'iniziativa economica privata; di

certo, qui, non giustificabile con un temuto danno all'ambiente e neppure in ragione degli altri limiti fissati dall'art. 41 Cost. novellato<sup>[30]</sup>, alla luce delle finalità sociali e ambientali tipicamente perseguite dalle CER. Tanto rigore, che pare risentire, al fondo, dell'erroneo convincimento che la sussidiarietà sia un principio da riservare alle attività non remunerative, pare peraltro destinato a scontrarsi con un dato di realtà: in pratica, è infatti quasi impensabile poter far funzionare e sviluppare una comunità energetica senza avvalersi, dall'esterno, del supporto e della consulenza strutturata di società di *service* specializzate, legate, ad esempio, al concessionario nello schema di partenariato pubblico-privato<sup>[31]</sup>. Sebbene non partecipino direttamente alla CER, queste società verranno remunerate in rapporto ai benefici economici, in termini di *performance* energetica, realizzati dalla comunità e percepiti, rimanendo entro lo schema del PPP, dal concessionario che, insieme al concedente pubblico, costituisce la CER. Altro aspetto critico, rinvenibile nelle pieghe della disciplina di riferimento, pare, però, in grado di produrre ancor più rilevanti inconvenienti, nella misura in cui incide sulla possibilità stessa di percepire l'incentivo per l'energia prodotta mediante CER<sup>[32]</sup>.

L'art. 8, comma 1, lett. a) del d.lgs. n. 199/2021 prevede che *«possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW e che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto»*, cioè il 15 dicembre 2021. Non vengono poste ulteriori condizioni. L'art. 3, comma 2, lett. c) del decreto attuativo del MASE (D.M. 7 dicembre 2023) pone, invece, un'ulteriore condizione – non prevista dalla normativa primaria – per accedere all'incentivo: *«le Comunità energetiche rinnovabili risultano già regolarmente costituite alla data di entrata in esercizio degli impianti che accedono al beneficio»*. Ebbene, alcuni operatori rischiano di trovarsi esclusi dall'accesso all'incentivo perché posseggono un impianto entrato in esercizio dopo il 15 dicembre 2021 – quindi rispettando il requisito del d. lgs. 199/2021 – ma hanno costituito la CER dopo l'entrata in esercizio dell'impianto, senza aver potuto in alcun modo sapere – né prevedere – che ciò avrebbe fatto loro perdere il diritto all'incentivo.

Una simile situazione confligge con i fondamentali principi di certezza, prevedibilità e affidamento che, a ben vedere, costituiscono il fine ultimo del sistema di regolazione complessivamente inteso: creare un quadro regolatorio

coerente e stabile e infondere fiducia nei contesti di riferimento, quali condizioni essenziali per ogni razionale programmazione economica e per attrarre investimenti connotati da piuttosto lunghi tempi di ritorno<sup>[33]</sup>.

Una possibile “salvezza” pare, forse, potersi rinvenire in un passaggio delle Regole Operative del GSE: *«Per gli impianti/UP entrati/e in esercizio prima dell’entrata in vigore del Decreto CACER (ovvero prima del 24/01/2024) dovrà essere prodotta idonea documentazione da cui si ricavi che l’impianto/UP sia stato/a realizzato/a ai fini del suo inserimento in una configurazione di CER. In tal caso il requisito dovrà essere dimostrato dalla produzione di documenti sottoscritti in data anteriore a quella di entrata in esercizio dell’impianto (con tracciabilità certificata della firma) e la richiesta di accesso alla tariffa incentivante dovrà essere presentata entro 120 giorni dalla data di apertura del Portale del GSE»*. Tale previsione, se non ci s’inganna, avrebbe un senso solo se si sottintendesse che per gli impianti entrati in esercizio prima del decreto del 7 dicembre 2023 non è richiesto il vincolo di costituzione della CER prima dell’entrata in esercizio. Perché, a rigor di logica, se la CER è già costituita e l’impianto ne fa parte, non vi sarebbe motivo di documentare *«che l’impianto/UP sia stato/a realizzato/a ai fini del suo inserimento in una configurazione di CER»*. Per questa via, una (forse l’unica) interpretazione “razionale” (anche in quanto rispettosa dell’affidamento) appare, pertanto, la seguente: gli impianti entrati in esercizio prima del 24/01/2024, che sono confluiti in una CER costituita dopo l’entrata in esercizio, possono accedere agli incentivi solo se esiste *«idonea documentazione da cui si ricavi che l’impianto/UP sia stato/a realizzato/a ai fini del suo inserimento in una configurazione di CER»*.

Ma, quello qui appena proposto, costituisce un mero, e impervio, tentativo di interpretazione “adeguatrice”, perché il vincolo generale di anteriorità della costituzione della CER, in quanto fissato da una fonte di rango primario, non pare derogabile dalle regole operative del GSE.

Un’ultima criticità riguarda, infine, il possibile – e financo “troppo facile” stando almeno alla normativa primaria – recesso di un membro dalla CER che, come si è osservato, sembra costituire, alla luce degli articoli 31 e 32<sup>[34]</sup> d.lgs. n. 199/2021, un *«sistema bidirezionale»* che consente *«adesione spontanea al progetto»*, in entrata, ma anche *«un’uscita incondizionata dal punto di vista temporale (qualora la partecipazione non risultasse più conveniente o soddisfacente)»*<sup>[35]</sup>. Ed

invero, alcuni membri della comunità energetica, realisticamente, sono “più uguali degli altri”: se a recedere dovesse, quindi, essere il soggetto che produce energia rinnovabile- “motore” della CER o la pubblica amministrazione- fulcro organizzativo del progetto di collaborazione pubblico-privato (specialmente – ma non soltanto – nelle CER costituite in forma di partenariato pubblico-privato)<sup>[36]</sup>, l’intera iniziativa potrebbe risultare irrimediabilmente compromessa. Ragionando dall’avvertita esigenza di stabilità della comunità energetica, come di ogni intrapresa del resto, si tratta, allora, di valutare, a fronte di un sì chiaro disposto normativo (nel senso del recesso «*in ogni momento*» dalla configurazione di autoconsumo), la legittimità di clausole statutarie che limitino, in qualche modo (temporalmente, prevedendo penali), l’uscita dalla CER<sup>[37]</sup>.

#### **4. Partenariato pubblico-privato e comunità energetiche rinnovabili**

Nella delineata prospettiva del rapporto di reciproca intercettazione tra le sfere del pubblico e del privato, si può volgere lo sguardo al partenariato pubblico privato come possibile modulo cooperativo per la realizzazione, in concreto, delle CER. Il partenariato, come noto, comprende figure differenti ed eterogenee, articolandosi in differenziati schemi contrattuali, all’insegna del polimorfismo e di quella «*fuga dalla tipicità*» che rende pressoché vano ogni tentativo di *reductio ad unitatem* della figura<sup>[38]</sup>. Il partenariato può essere, pertanto, declinato come una mera «*sintesi verbale*» ovvero come una generale «*etichetta definitoria*»<sup>[39]</sup> apposta su moduli accomunati dalla collaborazione tra pubblica amministrazione e operatori privati nello svolgimento di attività dirette al perseguimento di interessi pubblici<sup>[40]</sup>. Sicché, nello specifico, il *partner* pubblico è chiamato a definire gli obiettivi da raggiungere in termini d’interesse pubblico, mentre il privato viene coinvolto nelle fasi di progettazione, realizzazione, attuazione, finanziamento dell’opera. Ciò al fine di far beneficiare gli enti pubblici concedenti del complessivo *know how* delle imprese private, nonché delle loro capacità finanziarie<sup>[41]</sup>. In quest’ottica, va considerato il riferimento al «*risultato di interesse pubblico*» (art. 174, comma 1, lett. a), d.lgs. n. 36/2023) perseguito attraverso il partenariato, avvalendosi delle capacità finanziarie, realizzatrici e gestorie dei privati (art. 174, comma 1, lett. b) e c). Tali generali – e

da tempo studiati – profili del partenariato risultano presenti, e anzi potenzialmente esaltati, ove il modulo del PPP venga applicato per la realizzazione di una CER che costituisce un complesso organismo tecnico-economico in cui al privato-concessionario è affidata non soltanto la realizzazione (con finanziamento a proprio carico o con contributo pubblico)- manutenzione-gestione dell'impianto da fonte rinnovabile, quale “cuore pulsante” della comunità energetica, ma anche la gestione e lo sviluppo della comunità energetica nel suo complesso, attraverso la sottoscrizione di contratti di gestione con società *ad hoc* esterne alla comunità, per garantirsi il monitoraggio dei flussi energetici ed economici, la rendicontazione sull'andamento della CER, l'installazione di misuratori energetici presso i POD dei vari aderenti, nonché lo studio di ipotesi di sviluppo della stessa comunità energetica<sup>[42]</sup>.

Uno – fra i molti – schemi di operazione partenariale prefigurabile potrebbe, ad esempio, prevedere, a carico del concessionario, il finanziamento per la realizzazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile e l'obbligo di corrispondere al comune un canone per il diritto di superficie per le aree pubbliche dove verranno realizzati tali impianti. Considerato che, alla scadenza del diritto di superficie, è destinato a riespandersi il principio di accessione (art. 934 c.c.) e che, quindi, il proprietario del suolo acquisterà la proprietà della costruzione eretta dal terzo, si rende, allora, necessario calibrare attentamente clausole, da inserire nel contratto con cui si acquista il diritto di superficie, idonee a bloccare negozialmente la riespansione dell'accessione. Lo stesso concessionario potrà, altresì, curare la conduzione e manutenzione degli impianti, nonché percepire gli incentivi previsti, da eventualmente girare, in parte, secondo quanto concordato, al comune-concedente, mentre i restanti incentivi potranno essere suddivisi fra gli altri aderenti alla comunità. In un simile schema, il concessionario assume, solitamente, l'intero rischio relativo all'ottenimento dell'incentivo. Nell'ipotesi in cui, per qualsiasi ragione – compresi eventuali mutamenti sopravvenuti della normativa –, il concessionario non riuscisse ad ottenere, in tutto o in parte, l'incentivo, quest'ultimo non potrà, quindi, vantare alcuna pretesa al riguardo né richiedere la modifica di alcuno dei termini del contratto. Nell'ipotesi in cui dovessero, invece, rendersi disponibili futuri incentivi o eventuali ulteriori ricavi dovessero giungere a favore del concessionario, potrebbe attivarsi una procedura di riequilibrio economico finanziario a favore dell'ente

pubblico concedente.

In ogni caso, per poter ricorrere al modulo partenariale, l'ente pubblico dovrà effettuare le valutazioni di convenienza e fattibilità previste dall'art. 175, comma 2, del Codice dei contratti. In primo luogo, determinando il canone di disponibilità da corrispondere al privato che realizzerà e gestirà l'impianto rinnovabile. Dovranno, quindi, essere puntualmente considerati i benefici e i costi connessi all'operazione. Tra i benefici attesi possono annoverarsi, a titolo esemplificativo, l'autoconsumo diretto, gli incentivi pubblici percepiti e la cessione dell'energia in eccesso immessa nel sistema; i principali costi sono, invece, solitamente rappresentati dall'investimento iniziale nell'impianto di produzione (che, come detto, può essere sostenuto dalla parte privata o da quella pubblica, in tutto o in parte), dalla manutenzione e gestione dell'impianto stesso. In tal senso, la recente deliberazione n. 77/2023 della Corte dei Conti, Sez. Reg. Controllo per la Toscana, ha precisato come la determinazione comunale di costituire una comunità energetica in forma di società richiede, da parte dell'ente, un analitico scrutinio sulla coerenza della partecipazione con le proprie finalità istituzionali e sulla necessità del ricorso al modulo societario per il perseguimento delle stesse, che evidenzia le ragioni giustificative di tale scelta, anche sul piano della convenienza economica e della sostenibilità finanziaria. Nella fattispecie, l'onere motivazionale rafforzato di cui agli artt. 5, commi 1 e 4, d.lgs. n. 175/2016 non è stato ritenuto assolto anche in considerazione della «*assenza integrale di un business plan (o di altra documentazione similare) sulla specifica vicenda di costituzione della CER*»; ad analoghe conclusioni è giunta la Sez. Reg. Controllo per la Campania nella deliberazione n. 100/2024, stigmatizzando, appunto, l'assenza di un *business plan* o di «*forme analoghe di analisi di fattibilità*».

A prescindere dalle singole vicende, pare potersi affermare che alcune delle caratteristiche connaturate al modello delle comunità energetiche rinnovabili, in termini di partecipazione aperta e volontaria, possono rendere, in concreto, complessa (ma non certo impossibile, se i progetti sono accuratamente calibrati) una valutazione *ex ante* di convenienza/sostenibilità dell'operazione, potendo rimanere in origine indeterminati l'ambito oggettivo e quello soggettivo del progetto sotto il profilo dello sviluppo prospettico dell'operazione, per quanto attiene l'adesione *in fieri* di nuovi soggetti (anche pubblici) e l'individuazione (futura) delle aree dove realizzare gli impianti rinnovabili. Tale ultimo aspetto

incide, evidentemente, sull'energia complessivamente prodotta dalla comunità. Altro elemento di potenziale incertezza discende dai consumatori che potrebbero, nel tempo, entrare a far parte della CER: in assenza di una indicazione precisa dei consumi, anche sotto il profilo orario (l'incentivo è, come detto, calcolato sull'energia consumata in ciascuna ora), risulta, infatti, assai complesso poter quantificare il *quantum* di tariffa incentivata spettante alla singola comunità e su cui la CER si regge. Ben coglie questa possibile criticità, legata alla stima «*necessariamente previsionale e connessa all'andamento della dinamica di diversi fattori economici, istituzionali, nonché territoriali nazionali e internazionali*» alla base del piano economico finanziario, la deliberazione n. 52/2023 della Sez. Reg. Controllo per il Friuli Venezia Giulia che ha, quindi, ravvisato la «*necessità*» di un altrettanto dinamico «*attento monitoraggio dell'operazione societaria affinché mantenga nel tempo i presupposti finalistici nonché di sostenibilità e convenienza oltre che di efficienza, efficacia ed economicità dell'azione amministrativa*».

## 5. Il bisogno di una amministrazione di qualità

Nel partenariato la parte pubblica e quella privata collaborano in maniera flessibile per il raggiungimento di un obiettivo comune: sicché il privato «*plasma l'interesse generale, diventando così compartecipe di decisioni e strategie che, nel mondo degli appalti, dovrebbe invece solo eseguire*»<sup>[43]</sup>. Tale più articolata forma di collaborazione richiede, allora, una amministrazione di qualità, capace di dialogare con gli operatori economici privati, considerato anche che una delle principali cause della «*scarsa incidenza del PPP sul totale degli investimenti pubblici totali*» è stata rinvenuta proprio nella «*frammentazione e scarsa specializzazione delle amministrazioni aggiudicatrici*»<sup>[44]</sup>. In quest'ottica, va quindi letto anche il comma 5 dell'art. 174 del d.lgs. n. 36/2023, dove si precisa che i contratti di partenariato pubblico-privato «*possono essere stipulati solo da enti concedenti qualificati*»<sup>[45]</sup>.

Se la pubblica amministrazione è, infatti, chiamata a svolgere un ruolo di coordinamento e indirizzo, vigilanza e controllo, nella logica propria della amministrazione del dialogo<sup>[46]</sup>, una simile, continua e intensa, interazione pubblico-privato impone, quindi, alla parte pubblica, se non si vuole rischiare la

cattura da parte del privato, di essere in grado di confrontarsi, giuridicamente e tecnicamente, con gli operatori economici, e anche di contrastarli ove necessario, affinché si assumano i dovuti rischi nella realizzazione delle iniziative. Pertanto, il modello del partenariato implica – e quasi pretende – una amministrazione in grado di compiere scelte discrezionali e di effettuare valutazioni tecniche, a partire dalla fase preliminare di valutazione dell’interesse pubblico all’accoglimento della proposta formulata dall’aspirante promotore e fino alla fase esecutiva, nella ricerca, all’occorrenza, di misure – adattative – di ripristino della stabilità del sinallagma convenzionale turbato da eventi idonei a comprometterne l’equilibrio economico finanziario<sup>[47]</sup>. Una amministrazione capace, finalmente, di esercitare (al meglio) la sua discrezionalità, come impone ormai, preso sul serio, il principio del risultato che informa il nuovo Codice<sup>[48]</sup>.

Il grande tema/problema, qui appena evocato, di un’amministrazione di qualità accomuna PPP e CER, riproponendosi quando il modulo partenariale viene applicato per creare una comunità energetica, laddove l’amministrazione riveste, come si è visto, un ruolo fondamentale di controllo e guida. La “vera gloria” (*alias*, il successo) delle CER passerà, quindi, anche da una svolta (financo culturale), nel segno di un ritorno alla responsabilità e alla decisione; dalla certezza del quadro regolatorio a garanzia dell’affidamento degli operatori; ma, soprattutto, dalla adeguata misura dell’incentivo pubblico, senza il quale nessuna iniziativa di comunità appare, di fatto, realizzabile. Anche le comunità energetiche rinnovabili – avanzati della c.d. “giustizia energetica”<sup>[49]</sup> – sono fatte del «*legno storto dell’umanità*»<sup>[50]</sup>, create e gestite da soggetti che effettuano scelte sulla base di giudizi di valore soggettivi<sup>[51]</sup> cui non sono (non possono essere) estranee valutazioni di convenienza e sostenibilità economica.

1. Si rinvia al seminale studio di S. Pugliatti, voce *Diritto pubblico e diritto privato*, in *Enc. dir.*, Giuffrè, Milano, 1998, pp. 696 ss.
2. F. Trimarchi Banfi, *Teoria e pratica della sussidiarietà orizzontale*, in *Dir. amm.*, 2020, 3. Anche la Corte Cost., 23 marzo 2023, n. 48, sottolinea la rilevanza del principio di sussidiarietà orizzontale con riferimento alle CER: «*Da tale complesso di disposizioni, si evince come tanto il legislatore europeo, quanto quello italiano, esprimano un mercato favor nei confronti delle CER, quali strumenti, ispirati al principio di sussidiarietà orizzontale, finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili e alla riduzione del consumo di energia da fonti tradizionali*». In dottrina, si leggano A. Chiappetta, *Comunità*

*energetiche rinnovabili e Costituzione: un nuovo modello di formazione sociale nel segno della sussidiarietà orizzontale*, in E. Di Salvatore (a cura di), *Il futuro delle comunità energetiche*, Giuffrè, Milano, 2023, p. 15; C. Iaione, E. De Nictolis, *Le comunità energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, in *Dir. Soc.*, 4, 2022, pp. 612 ss.; P. Novaro, *Le comunità energetiche nuova declinazione del paradigma sussidiario*, in *Nuove Autonomie*, 3, 2022, pp. 1053 ss.

3. Cfr. art. 31, comma 1, lett. b ), d.lgs. n. 199/2021, secondo cui «*la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente persone fisiche, PMI, associazioni con personalità giuridica di diritto privato, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica ...*».
4. Sul punto, cfr. M. Meli, *Le Comunità di Energia Rinnovabile: i diversi modelli organizzativi*, in *Giur. it.*, 2023, pp. 2761 ss.
5. Il concetto di partenariato non si riferisce, come noto, ad un principio o ad un istituto particolare, quanto piuttosto ad «*uno "schema ricostruttivo", che descrive modelli di relazioni stabili tra soggetti pubblici e privati, in funzione del perseguimento di obiettivi sostanzialmente coincidenti, in un'ottica che privilegia il principio del buon andamento dell'amministrazione pubblica e l'efficienza dell'azione amministrativa*» (F. Mastragostino, *Premessa*, in F. Mastragostino (a cura di), *La collaborazione pubblico-privato e l'ordinamento amministrativo*, Giappichelli, Torino, 2011, XVIII).
6. G.D. Comporti, *Energia, ambiente e sviluppo sostenibile*, in *Riv. giur. amb.*, 2022, 649 ss.
7. F. Benvenuti, *Il diritto, scienza umana* (1982-83), ora in *Scritti giuridici*, IV, Giuffrè, Milano, 2006, p. 3800.
8. F. Benvenuti, *Funzione amministrativa, procedimento, processo*, in *Riv. trim. dir. pubbl.*, 1952, p. 122.
9. A. Falzea, *La condizione e gli elementi dell'atto giuridico*, Giuffrè, Milano, 1941, p. 5.
10. G.D. Comporti, *Energia, ambiente e sviluppo sostenibile*, cit., p. 649.
11. G. Guarino, *Scritti di diritto pubblico dell'economia e di diritto dell'energia*, Giuffrè, Milano, 1962.
12. *Ibidem*, p. 222.
13. *Ibidem*, p. 248.
14. Quello inventato, negli anni Ottanta del secolo scorso, da S. Littlechild, *Regulation of British Telecommunications' Profitability, Report to the Secretary of State* (1983), in *Utilities policy, special issue*, vol. 31, 2014, per cui l'esecutivo, a seguito della privatizzazione dell'*ex incumbent*, detiene ancora quote azionarie di controllo e, pertanto, per garantire la *par condicio* rispetto ai *new comers*, le regole «*non possono essere determinate da organi governativi sulla base di criteri politici, o comunque non economico-concorrenziali, bensì da soggetti neutrali*» (in questi chiari termini, T.A.R. Lombardia-Milano (sezione II), 10 aprile 2009, n. 3239).

15. Per uno sguardo in retrospettiva su questo epocale fenomeno, si può consultare il volume a cura di G. Morbidelli, *Le privatizzazioni tra ragion pratica e ragion pura*, Passigli, Firenze, 2019.
16. A suo tempo, F. Carnelutti, *Studi sulle energie come oggetto di rapporti giuridici*, in *Riv. dir. comm.*, I, 1913, p. 358 ss., poteva, invece, ancora affermare che «l'indagine giuridica riguarda sempre non la natura della cosa in sé, ma il suo comportamento di fronte all'uomo, come base di relazioni fra gli uomini». Nel mondo di Carnelutti, «la tecnica era pertanto destinata a essere assoggettata a sottomessa alla "volontà di potenza" dell'ordinamento giuridico» il quale «rivendicava l'autonomia delle sue qualificazioni giuridiche» (P. Sirena, *L'elettricità come bene giuridico. Il dibattito civilistico tra Ottocento e Novecento*, in A. Ragusa (a cura di), *Tecnica e spazio pubblico in Italia tra Ottocento e Novecento*, Piero Lacaita Editore, Manduria-Bari-Roma, 2010, p. 199).
17. Su queste recenti evoluzioni del sistema energetico, si può consultare A. Galliani, *Innovazioni necessarie per consentire la diffusione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica nel rispetto degli obiettivi europei*, in G.D. Comporti, S. Lucattini (a cura di), *Orizzonti del diritto dell'energia*, Editoriale scientifica, Napoli, 2020, pp. 153 ss.
18. In tema, cfr., *ex plurimis*, F. De Leonardis, *La transizione ecologica come modello di sviluppo di sistema: spunti sul ruolo delle amministrazioni*, in *Dir. amm.*, 2021, pp. 779 ss.; *amplius*, Id., *Lo Stato Ecologico*, Giappichelli, Torino, 2023, *passim*.
19. Cfr., ad esempio, L. Franza, M. Bianchi, L. Bergamaschi, *Geopolitica e politica estera italiana nell'era delle energie rinnovabili*, Istituto Affari Internazionali (IAI), giugno 2020.
20. In argomento, cfr. R. Miccu', M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governanze dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, in *federalismi.it*, 4, 2022, pp. 621 ss.; M.R. Maugeri, *Smart contracts, smart grids e smart meters: i nuovi orizzonti nel mercato dell'energia e la tutela del consumatore/prosumer*, in G.D. Comporti, S. Lucattini (a cura di), *Orizzonti del diritto dell'energia*, cit., pp. 30 ss.
21. Cfr. art. 31, comma 2, lett b), d.lgs. n. 199/2021: «l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c), mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione».
22. Sui vari sistemi incentivanti presenti nel settore energetico, si veda F. Luiso, *I sistemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile*, in G.D. Comporti, S. Lucattini (a cura di), *Orizzonti del diritto dell'energia*, cit., pp. 137 ss.
23. Cfr. L. Cuocolo, *Il ruolo degli enti locali nella promozione e nella costituzione delle comunità energetiche rinnovabili*, in L. Cuocolo, P.P. Giampelleghini, O. Granato (a cura di), *Le comunità energetiche rinnovabili*, Egea, Milano, 2023, pp. 47 ss., che parla di un nuovo «federalismo energetico municipale».
24. Come poteva osservare, qualche anno fa, F. Vetrò, *Energia*, in S. Mangiameli (a cura di), *I servizi pubblici locali*, Giappichelli, Torino, 2008, p. 395, si tratta di servizi pubblici «a

*chiara rilevanza nazionale (e, perfino, comunitaria se non globale) che, invero, mal tollera rivendicazioni o incursioni di interessi meramente localistici».*

25. Cfr., *amplius*, G. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, in *federalismi.it.*, 29, 2022, p. 124.
26. Uno spunto in tal senso si trova in L. Cuocolo, *Il ruolo degli enti locali nella promozione e nella costituzione delle comunità energetiche rinnovabili*, cit., p. 48.
27. Per quanto attiene specificatamente al settore energetico, la normativa speciale emanata per far fronte allo straordinario incremento dei prezzi sembra confermare l'assoluta imprevedibilità del registrato incremento dei prezzi dei prodotti energetici. Nel decreto-legge n. 17/2022 – “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali” – (convertito in legge n. 34/2022), l'incremento dei prezzi energetici viene definito come «eccezionale» ovvero come «emergenza», con una terminologia che chiaramente porta ad escludere la riconducibilità di tale straordinario aumento alle normali fluttuazioni del mercato (cfr. art. 6, comma 1, art. 7, comma 1 e art. 16). Anche l'ANAC ha, di recente, confermato che «nel contesto dell'attuale crisi energetica, l'aumento dei costi dell'energia elettrica giustifica la revisione delle condizioni di equilibrio economico-finanziario» (cfr. delibera n. 34 del 25 gennaio 2023).
28. E' la stessa logica di fondo che ispirava il provvedimento n. 6 del 1992 del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP), attuativo della legge n. 9/1991, che, però, riguardava l'energia prodotta da fonti tradizionali dagli autoproduttori e, quindi, immessa nella rete di ENEL, ceduta a quest'ultima ad una tariffa equivalente, appunto, al costo evitato.
29. In tema, possono leggersi M. Clarich, *La tutela dell'ambiente attraverso il mercato*, in AIPDA (Associazione Italiana dei Professori di Diritto Amministrativo), *Annuario 2006 – Analisi economica e diritto amministrativo*, Giuffrè, Milano, 2007, pp. 103 ss., e F. Merusi, *Si può vendere anche fumo: nuovi beni e nuovi diritti nel diritto dell'energia*, in AA.VV., *Scritti in onore di Franco Bassi*, II, Napoli, Editoriale Scientifica, 2015, pp. 1067 ss. Nota G.D. Comporti, *Energia, ambiente e sviluppo sostenibile*, cit., pp. 709 ss., che «L'originario antagonismo tra energia ed ambiente tende così a smorzarsi e a tramutarsi in integrazione». Sulla «triade inscindibile» energia, ambiente e clima, si sofferma anche M. Clarich, *Energia*, in *Enc. dir.*, I tematici, III, *Funzioni amministrative*, Giuffrè, Milano, 2022, p. 441.
30. Sul bilanciamento segnato dal nuovo (*ex lege* costituzionale n. 1 del 2022) art. 41 Cost., con l'introduzione dell'ambiente tra i limiti espliciti alla libertà d'iniziativa economica privata, si vedano F. De Leonardis, *Lo Stato Ecologico*, cit., pp. 144 ss.; M. Ramajoli, *Attività economiche, poteri pubblici e tutela dell'ambiente nel nuovo art. 41 della Costituzione*, in AA.VV., *Atti del Convegno Aidambiente 28 gennaio 2022. La riforma costituzionale in materia di tutela dell'ambiente*, Editoriale scientifica, Napoli, 2022, pp. 169 ss.; F. Cintioli, *L'interpretazione degli articoli 9 e 41 della Costituzione dopo la legge cost. n. 1 del 2022: l'amministrazione e il giudice amministrativo*, in *Dir. econ.*, 2, 2024, pp. 19 ss.

31. Cfr., *infra*, paragrafo 4.
32. Su questi aspetti, vedasi O. Granato, *Il partenariato pubblico privato nelle CER*, in L. Cuocolo, P.P. Giampelleghini, O. Granato (a cura di), *Le comunità energetiche rinnovabili*, cit., p. 77.
33. Per M. Weber, *Economia e società*, trad.it. T. Bagiotti, Edizioni di Comunità, Milano, 1961, vol. II, p. 685, l'attività economica avrebbe, d'altronde, bisogno di «*un diritto che possa venire calcolato come una macchina*».
34. «*i clienti finali ... possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati*».
35. G. Gualco, *L'uscita dalla CER e il possibile contenzioso*, in L. Cuocolo, P.P. Giampelleghini, O. Granato (a cura di), *Le comunità energetiche rinnovabili*, cit., p. 108.
36. Alle CER costituite mediante PPP trova applicazione l'art. 21-*sexies* l. n. 241/1990 secondo cui «*il recesso unilaterale dai contratti della PA è ammesso nei casi previsti dalla legge o dal contratto*»: ciò vale tanto per i privati aderenti alla comunità, quanto per le pubbliche amministrazioni.
37. Il profilo è affrontato nel citato studio di G. Gualco, *L'uscita dalla CER e il possibile contenzioso*, in L. Cuocolo, P. P. Giampelleghini, O. Granato, *Le comunità energetiche rinnovabili*, cit., pp. 107 ss.
38. In questi perspicui termini, C. Contessa, *Gli altri PPPC tipizzati*, in M.A. Sandulli, R. De Nictolis (diretto da), *Trattato sui contratti pubblici, V, Concessioni di lavori e servizi partenariati precontenzioso e contenzioso*, Giuffrè, Milano, 2019, pp. 291 s.
39. Per queste definizioni, cfr., rispettivamente, S. Amorosino, *Il Partenariato Pubblico Privato dalle teorie giuridiche alla realtà del Codice dei contratti pubblici (e del decreto correttivo, n. 56/2017)*, in *Urb.app.*, 2017, p. 617; C. Contessa, *PPPC: modello generale*, in M.A. Sandulli, R. De Nictolis (diretto da), *Trattato sui contratti pubblici, V, Concessioni di lavori e servizi partenariati precontenzioso e contenzioso*, Giuffrè, Milano, 2019, p. 207.
40. Vedasi Cons. St., sez. V, 8 febbraio 2011, n. 843, che mette in risalto la «*logica della collaborazione, in funzione del perseguimento del pubblico interesse, tra promotore ed amministrazione*».
41. Al punto che la giurisprudenza amministrativa ha rinvenuto la *ratio* stessa del partenariato «*nella difficoltà dell'amministrazione di reperire risorse necessarie ad assicurare la fornitura di un'opera o di un servizio alla collettività*» (Cons. St., Ad. Plen., 3 marzo 2008, n. 1).
42. Cfr., O. Granato, *Il partenariato pubblico privato nelle CER*, in L. Cuocolo, P. P. Giampelleghini, O. Granato, *Le comunità energetiche rinnovabili*, cit., pp. 75 ss.
43. S. Valaguzza, E. Parisi, *Ricerca sull'identità giuridica del partenariato pubblico-privato*, in *Munus*, 2021, p. 7.
44. Così la relazione del Consiglio di Stato allo “Schema definitivo di Codice dei contratti pubblici” del 7 dicembre 2022.

45. Secondo quanto disposto dall'art. 63 del Codice.
46. Lumeggiata da G.D. Comporti, *Lo Stato in gara: note sui profili evolutivi di un modello*, in *Dir. econ.*, 2007, pp. 268 ss.
47. Cfr., di recente, E. Boscolo, *Stabilità e adattamento nei rapporti concessori tra revisione e autotutela*, in *Riv. giur. ed.*, 2022, pp. 281 ss.
48. Quale «criterio prioritario per l'esercizio del potere discrezionale e per l'individuazione della regola del caso concreto», osserva M. Ramajoli, *I principi generali*, in C. Contessa, P. Del Vecchio (a cura di), *Codice dei contratti pubblici*, Editoriale Scientifica, Napoli, 2023, p. 47.
49. Per un primo inquadramento, può leggersi B.K. Sovacool, M.H. Dworkin, *Global energy justice. Problems, principles, and practices*, Cambridge University Press, Cambridge, 2014.
50. Cfr., all'insegna del pluralismo dei valori, I. Berlin, *Il legno storto dell'umanità*, trad.it. G. Ferrara degli Uberti, a cura di H. Hardy, Milano, Adelphi, 1994, che prende spunto dal noto aforisma di Kant «*Da un legno così storto come quello di cui è fatto l'uomo, non si può costruire nulla di perfettamente dritto*».
51. Ci si rifà, qui, all'approccio metodologico di K. Menger, *Sul metodo delle scienze sociali*, trad.it. F. Monceri, a cura di R. Cubeddu, Liberilibri, Macerata, 1997, *passim*, ripreso e sviluppato da F.A. Hayek, *Legge, legislazione e libertà*, trad.it. P.G. Monateri, a cura di A. Petroni, S. Monti Bragadin, Est, Milano, 2000.

# Configurazioni di autoconsumo per la condivisione di energia rinnovabile: le regole per la costituzione di una CER e i benefici previsti

*Federico Luiso*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-164

*Il crescente sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili incontra ostacoli legati alla necessità di un sempre maggiore sviluppo delle reti per trasportare l'energia prodotta lontano dai centri di consumo. Gli incentivi a consumare localmente l'energia rinnovabile combinano gli obiettivi ambientali con quello di riduzione del percorso dell'energia elettrica, a cui si affiancano innovativi obiettivi di coesione sociale tramite la costituzione di Comunità Energetiche.*

## ***Self-consumption configurations for renewable energy sharing: the rules for setting up a REC and the expected benefits***

*The growing development of electricity generation from renewable sources encounters obstacles related to the need for an ever-increasing development of grids to transport the energy produced far from the centers of consumption. The incentives to consume renewable energy produced locally combine environmental targets with the objective of reducing the path of electricity on the grids, accompanied by innovative objectives of social cohesion through the establishment of Energy Communities.*

*Sommario: 1. Il quadro normativo europeo e nazionale.- 2. Perché si incentiva l'autoconsumo.- 3. Le diverse forme di autoconsumo.- 4. L'energia elettrica autoconsumata.- 5. Gli incentivi.- 6. Il costo evitato di trasmissione.- 7. La costituzione di una CER.- 8. Conclusioni.*

## 1. Il quadro normativo europeo e nazionale

La direttiva 2018/2001/UE del 11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, individua tre configurazioni di autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

La prima, "autoconsumatore di energia rinnovabile", è 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.

La seconda, "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", sono un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai fini dell'autoconsumo e si trovano nello stesso edificio o condominio.

La terza, "comunità di energia rinnovabile", è un soggetto giuridico:

1. che, conformemente al diritto nazionale applicabile, 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 di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
2. i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
3. il cui obiettivo principale è 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.

Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, di attuazione della sopracitata direttiva, ha recepito le tre configurazioni per l'autoconsumo indicate nella norma europea<sup>[1]</sup>.

In particolare, per quanto riguarda le Comunità Energetiche Rinnovabili (nel seguito: CER), il d.lgs. n. 199/2021 conferma che *«l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari»* e aggiunge che *«per quanto riguarda le*

*imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale».*

## **2. Perché si incentiva l'autoconsumo**

La Direttiva 2018/2001/UE prevede che: «*Gli Stati membri istituiscono un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile*» (articolo 21, comma 6).

Il d.lgs. n. 199/2021, quindi, individua specifici «*meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW*» (art. 8, comma 1).

La spinta allo sviluppo dell'autoconsumo di energia elettrica – con particolare riguardo a quella prodotta da fonti rinnovabili – risponde alla necessità di fronteggiare alcune problematiche indotte sul sistema elettrico dalla diffusione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, i quali spesso vengono realizzati lontano dai centri di consumo, inducendo, così, ingenti opere di sviluppo e potenziamento delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Per contro, la produzione di energia elettrica distribuita sul territorio presenta alcuni vantaggi, primi fra tutti la riduzione delle distanze di trasporto e delle perdite di energia nelle reti.

L'autoconsumo, quindi, riduce i costi di trasporto dell'energia elettrica, ovvero, a parità di costi, permette un maggiore sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili<sup>[2]</sup>.

Tra i vantaggi, la direttiva europea menziona anche «*lo sviluppo e la coesione delle comunità grazie alla disponibilità di fonti di reddito e alla creazione di posti di lavoro a livello locale*»<sup>[3]</sup>. Su tali presupposti poggia la scelta di favorire l'autoconsumo, attraverso il riconoscimento di incentivi economici corrisposti a valere sull'energia autoconsumata.

## **3. Le diverse forme di autoconsumo**

Per trasmettere il corretto segnale a ridurre il più possibile il trasporto di energia sulla rete, si è abbandonato il tipico schema incentivante adottato fino ad oggi,

che premia la produzione di energia rinnovabile a prescindere da dove essa venga utilizzata; una configurazione di autoconsumo riceverà un incentivo economico proporzionale alla quota di energia rinnovabile prodotta e consumata all'interno della configurazione stessa.

Sono molteplici le configurazioni di autoconsumo riconosciute dal vigente complesso di norme.

Al classico autoconsumo “in sito” – un cliente finale che installa un impianto di produzione di energia elettrica all'interno del proprio sito di consumo, quindi senza interessare la rete pubblica – si sono aggiunte, in forza della recente normativa, altre forme di autoconsumo, denominato “diffuso”, vale a dire sistemi di condivisione locale dell'energia tramite l'utilizzo di porzioni della rete di distribuzione.

Ciò è consentito sia al consumatore individuale, il quale può utilizzare la rete di distribuzione per trasportare l'energia elettrica prodotta da un proprio sito di produzione ad un proprio sito di consumo, sia per gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente (in singoli edifici o in condomini), sia per agglomerati ancora più estesi di produttori e consumatori come le CER.

L'Autorità di regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) ha raccolto la nuova disciplina per l'autoconsumo diffuso in un apposito Testo Integrato<sup>[4]</sup>.

La caratteristica comune di tutte queste configurazioni è la vicinanza tra punto di produzione e punto di consumo, in modo da minimizzare il percorso dell'energia elettrica sulla rete.

Tale caratteristica è intrinsecamente soddisfatta per gli autoconsumatori singoli o in condominio, mentre per le comunità energetiche è necessario individuare un criterio di delimitazione territoriale degli utenti che possono fare parte della comunità.

Il d.lgs. n. 199/2021 consente la costituzione di una CER all'interno di una “zona di mercato”, cioè vaste aree costituite da regioni o raggruppamenti di regioni<sup>[5]</sup>.

Tuttavia, lo stesso decreto limita l'accesso agli incentivi alla sola energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria<sup>[6]</sup>, di fatto focalizzando l'interesse alla costituzione delle comunità entro il suddetto perimetro.

Le cabine primarie sono i punti di confine tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione e suddividono il territorio in porzioni decisamente più

ridotte rispetto alle zone di mercato<sup>[7]</sup>.

In Italia ci sono circa duemila cabine primarie, più numerose nelle zone densamente popolate. Sul sito web del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) è presente la mappa interattiva che consente di identificare le aree sottese alle cabine primarie presenti sul territorio nazionale<sup>[8]</sup>.

#### **4. L'energia elettrica autoconsumata**

Una CER è costituita da un gruppo di utenti che scambiano (prelevano o immettono) energia elettrica con la rete.

Pertanto, una CER è identificata una volta noti i punti di connessione alla rete di distribuzione che ne fanno parte. I punti di connessione sono di prelievo se si tratta di un consumatore, di immissione se si tratta di un produttore e sia di immissione che di prelievo se l'utenza connessa è un prosumer.

L'energia elettrica autoconsumata viene calcolata in ciascuna ora confrontando la somma dell'energia elettrica immessa in rete in tutti i punti di connessione della CER ubicati sotto la stessa cabina primaria ( $E_{imm}$ ) con la somma dell'energia elettrica prelevata ( $E_{prel}$ ) dal medesimo insieme di punti di connessione.

Il valore minimo tra i due rappresenta, in quell'ora, l'energia elettrica che è stata prodotta e consumata a livello locale, cioè senza transitare sulla rete di trasmissione.

Infatti, poiché i punti di connessione della CER presi in considerazione per il calcolo dell'energia autoconsumata sono, per definizione, sottesi alla medesima cabina primaria, l'energia elettrica immessa e prelevata in una data ora rimane confinata nella porzione di rete di distribuzione a cui tali punti sono allacciati, realizzando così l'obiettivo di limitare il percorso dell'energia elettrica tra punto di produzione e punto di consumo.

Nelle forme di autoconsumo "in sito", l'energia elettrica autoconsumata non transita sulla rete e non è misurata direttamente.

Nelle forme di autoconsumo "diffuso", invece, l'energia elettrica autoconsumata viene determinata partendo dalle misure di prelievo e immissione delle singole utenze.

Questo tipo di condivisione, detta anche "virtuale", consente di mantenere inalterata l'esecuzione dei contratti di acquisto e vendita di energia elettrica di

ciascun membro della CER.

Ogni cliente finale acquista l'energia elettrica da un fornitore a sua scelta e ogni produttore vende l'energia elettrica con le modalità che preferisce, senza che la partecipazione alla CER ponga alcun tipo di vincolo al riguardo.

Inoltre, il modello di condivisione "virtuale" funziona senza la necessità di realizzare nuove connessioni o di installare nuove apparecchiature di misura<sup>[9]</sup>.

Tuttavia, tale modello risulta incompatibile con quanto previsto dall'articolo 32, comma 3, lettera c), del d.lgs. n. 199/21: *«l'Autorità individua le modalità con le quali i clienti domestici possano richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta dell'energia elettrica condivisa»*.

Questa disposizione, al momento non ancora attuata, andrebbe ad incidere sull'esecuzione dei contratti di fornitura ai clienti e, pertanto, richiederebbe un complesso sistema per gestire la differenza tra il prelievo misurato presso il POD<sup>[10]</sup> del cliente e il valore dell'energia elettrica al medesimo fatturata.

## 5. Gli incentivi

In attuazione del d.lgs. 199/2021, il Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, con decreto del 7 dicembre 2023, ha definito gli incentivi spettanti all'energia prodotta da fonti rinnovabili e autoconsumata nelle CER e nelle altre configurazioni per l'autoconsumo ammesse.

Lo stesso decreto disciplina anche, in attuazione del PNRR, l'erogazione di contributi in conto capitale (fino al 40 per cento dei costi ammissibili) per lo sviluppo delle CER e delle configurazioni di autoconsumo collettivo nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti.

Come accennato in precedenza, l'incentivo in "conto energia" di tipo *feed in premium* è riconosciuto all'energia elettrica condivisa da impianti e utenze di consumo facenti parte della CER, connessi alla rete di distribuzione sotto la stessa cabina primaria<sup>[11]</sup>.

Il d.lgs. n. 199/2021 limita l'accesso all'incentivo agli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW, entrati in esercizio in data successiva al 15 dicembre 2021 (data di entrata in vigore del d.lgs. n. 199/2021).

Il DM 7 dicembre 2023 ha aggiunto ulteriori condizioni, tra le quali spiccano le seguenti:

## CERIDAP

1. le Comunità energetiche rinnovabili devono risultare già regolarmente costituite alla data di entrata in esercizio degli impianti che accedono al beneficio<sup>[12]</sup>, e prevedono, nel caso di imprese, che la loro partecipazione in qualità di soci o membri sia consentita esclusivamente per le PMI;
2. le CER assicurano, mediante esplicita previsione statutaria o pattuizione privatistica, che l'eventuale importo della tariffa premio eccedente il 55% dell'energia condivisa<sup>[13]</sup>, «sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione».

La tariffa premio è riconosciuta per 20 anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto di produzione.

La tariffa premio è determinata in funzione di diverse variabili: potenza e ubicazione dell'impianto di produzione, prezzo zonale di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso, cumulo con l'incentivo in conto capitale.

La formula per il calcolo dell'incentivo è:

$$I = P + \max(0; 180 - Pz)$$

Dove:

- Pz è il prezzo zonale orario di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso;
- P è un incentivo funzione della potenza dell'impianto, pari a 60 €/MWh per impianti di potenza superiore a 600 kW, a 70 €/MWh per gli impianti di potenza compresa tra 200 kW e 600 kW, ed a 80 €/MWh per gli impianti di potenza inferiore a 200 kW.

Inoltre, per gli impianti fotovoltaici l'incentivo è incrementato in alcune regioni, per tenere conto dei diversi livelli di insolazione del territorio italiano, sulla base della seguente tabella.

Zona geografica	Fattore di correzione
Regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	+ 4 €/MWh
Regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto)	+ 10 €/MWh

Infine, con lo scopo di evitare eccessive rendite economiche in caso di aumento imprevedibile dei prezzi di mercato, il DM 7 dicembre 2023 fissa anche un valore massimo alla tariffa premio, anch'esso articolato in funzione della potenza dell'impianto: 100 €/MWh per impianti di potenza superiore a 600 kW, 110 €/MWh per gli impianti di potenza compresa tra 200 kW e 600 kW, 120 €/MWh per gli impianti di potenza inferiore a 200 kW.

Se l'impianto di produzione beneficia anche dell'incentivo in conto capitale, la tariffa premio viene decurtata secondo la seguente formula:

$TP = I (1 - F)$ , dove F varia linearmente tra 0 (in caso in cui non ci sia incentivo in conto capitale) e 0,5 per contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento.

L'accesso agli incentivi sarà possibile fino al trentesimo giorno successivo alla data del raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW, e comunque non oltre il 31 dicembre 2027.

## 6. Il costo evitato di trasmissione

Oltre all'incentivo regolato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il d.lgs. n. 199/2021 affida all'ARERA il compito di individuare un ulteriore beneficio economico a favore delle configurazioni di autoconsumo, rappresentato dalle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete<sup>[14]</sup>.

Nel TIAD, l'ARERA rileva che l'energia elettrica prodotta e consumata sulla rete sottesa ad una cabina primaria non transita sulla rete di trasmissione; pertanto, identifica nella parte unitaria variabile, espressa in €/MWh, della tariffa di trasmissione ( $TRAS_E$ ), per i clienti connessi a reti di bassa tensione, la

componente tariffaria non applicabile all'energia condivisa. Tale componente tariffaria rappresenta, dunque, il costo di trasporto che l'energia autoconsumata in una CER consente di evitare.

Si prevede che il GSE riconosca mensilmente alle CER il «*contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata*», pari al prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata e la componente tariffaria TRAS<sub>E</sub>, che per il 2024 è pari a 10,57 €/MWh. Di norma, l'ARERA provvede ad aggiornare annualmente detta componente<sup>[15]</sup>.

## **7. La costituzione di una CER**

Nell'atto costitutivo di una CER dovranno essere indicate le diverse utenze (POD) che ne fanno parte. La mappa interattiva del GSE consente di verificare che le utenze appartenenti alla CER siano sottese alla medesima cabina primaria, condizione che deve essere rispettata per ottenere gli incentivi ministeriali e il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata.

Le diverse condizioni da rispettare sono indicate all'articolo 31 del d.lgs. n. 199/2021 e all'articolo 3 del DM 7 dicembre 2023.

Tra di esse, vale la pena rimarcare che non possono fare parte di una CER le imprese per le quali la partecipazione alla CER costituisce l'attività commerciale e industriale principale<sup>[16]</sup>. Ciò in coerenza con il principio comunitario in base al quale l'obiettivo di una CER è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera e non quello di realizzare profitti finanziari.

Deve essere indicato il “referente” della comunità, nella persona del legale rappresentante o di un suo delegato.

Il referente presenta al GSE la richiesta di accesso al regime di autoconsumo diffuso e, qualora tale accesso venga concesso, stipula con il GSE un apposito contratto che regola l'erogazione dei contributi per l'autoconsumo diffuso (incentivi ministeriali e contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata).

Con la sottoscrizione del contratto, la CER acconsente a far accedere il GSE ai propri impianti per l'effettuazione di verifiche.

La connessione alla rete di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili è regolata dall'ARERA con il Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA)<sup>[17]</sup>.

Come ricordato in precedenza, la condivisione virtuale consente ai membri della CER di vendere e acquistare l'energia elettrica immessa e prelevata da ciascun POD secondo le normali procedure applicate a qualunque utente della rete.

Quindi i clienti finali potranno prelevare energia elettrica in forza di un contratto di fornitura erogato da un venditore liberamente scelto e i titolari di impianti di produzione potranno vendere l'energia elettrica immessa sottoscrivendo un contratto di vendita con un grossista o con il GSE.

## 8. Conclusioni

Merita apprezzamento l'intento di orientare l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in prossimità dei punti di consumo, perché affronta uno dei maggiori problemi dovuti alla proliferazione degli impianti rinnovabili, cioè le limitazioni dovute all'inadeguatezza della rete di trasporto.

Bisogna tenere presente, però, che questo sistema di incentivazione dell'autoconsumo non è applicabile agli impianti di grande dimensione, per i quali permane la necessità di incremento della capacità di trasporto delle reti.

Ma lo sviluppo di una CER non mira solo ad alleggerire i volumi di energia in transito sulle reti: innovativi principi di partecipazione a livello locale e di coesione sociale sono evocati dalle norme europee e nazionali.

Sarà interessante vedere come saranno recepiti in concreto questi principi e se davvero la CER sarà l'occasione per diffondere la cultura energetica tra i piccoli consumatori e le amministrazioni locali.

1. Per una panoramica sul tema, si veda D. Moneta, M. Zulianello, V. Angelucci, *Il recepimento delle comunità energetiche nella normativa italiana*, in *AEIT*, 9/10, 2021.
2. Si veda, tra gli altri, C. Bossi, R. Cicoria, B. Delfino, F. Fornari, S. Massucco, F. Silvestro, *Problematiche e ruolo della generazione distribuita nell'evoluzione del sistema elettrico italiano*, in *La Termotecnica.*, 3, 2003.
3. Direttiva 2018/2001/UE, considerato n. 65.
4. Il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso – TIAD, approvato con deliberazione ARERA 727/2022/R/eel.
5. Attualmente le zone geografiche di mercato sono: Calabria, Centro Nord (Toscana e

## CERIDAP

- Marche), Centro Sud (Lazio, Abruzzo, Campania e Umbria), Nord (Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna), Sardegna, Sicilia e Sud (Molise, Puglia e Basilicata).
6. Art. 8, comma 1, lett. b) del d.lgs. n. 199/2021.
  7. Per una più ampia panoramica sul tema, si veda F. Stevanato, D. Busetto, *La tecnologia degli impianti in alta tensione*, IML, Roma, 2016.
  8. <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>.
  9. Per maggiori informazioni sul modello virtuale, si veda L. Lo Schiavo, A. Galliani, A. Rossi, *The «virtual» model for collective self-consumption in Italy*, in S. Löbbe, F. Sioshansi, D. Robinson, *Energy Communities. Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing*, Academic Press, 2022, pp. 95-106.
  10. Point Of Delivery, il punto di connessione dell'utenza con la rete pubblica.
  11. Per approfondimenti sulle modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, si veda F. Luiso, *I sistemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile*, in Atti del Convegno *Gli orizzonti delle fonti energetiche rinnovabili*, Università di Siena, 24 gennaio 2020.
  12. Questo requisito potrebbe risultare non rispettato – perché non noto – per gli impianti entrati in esercizio prima dell'entrata in vigore del DM 7 dicembre 2023 (ovvero prima del 24 gennaio 2024). Le “Regole Operative” del GSE prevedono che, per tali impianti, dovrà essere prodotta idonea documentazione da cui si ricavi che l'impianto sia stato realizzato ai fini del suo inserimento in una CER.
  13. Percentuale che scende al 45% se la CER cumula la tariffa premio con il contributo in conto capitale.
  14. D.lgs. n. 199/2021, art. 32, comma 3, lett. a).
  15. Sull'argomento si veda anche A. Arena, G. Ciaccia, A. Galliani, *Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile – orientamenti dell'ARERA*, in *Gestione Energia – FIRE*, 2, 2020.
  16. D.lgs. n. 199/2021, art. 31, comma 1, lett. c).
  17. Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08.

# Le procedure autorizzative e gli altri procedimenti per la realizzazione degli impianti di accumulo elettrochimico

*Andrea Maltoni*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-102

*L'importanza dei sistemi di accumulo dell'energia è data dal fatto che contribuiscono all'obiettivo di assicurare la sicurezza del sistema elettrico e favoriscono l'integrazione delle fonti rinnovabili nella rete elettrica. Il PNIEC del 2019 e il suo aggiornamento del 2023 evidenziano che lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo è particolarmente rilevante nella prospettiva della crescita significativa delle fonti rinnovabili non programmabili. La normativa riguardante gli impianti di accumulo elettrochimico fa rinvio alla disciplina dettata con riguardo alle procedure autorizzative e agli altri procedimenti per la realizzazione e l'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tuttavia, alcune semplificazioni amministrative potrebbero essere introdotte al fine di evitare duplicazioni di iter autorizzativi o procedimenti lunghi e costosi.*

## ***The authorization and other procedures for the construction of electrochemical energy storage plants***

*The importance of energy storage systems is connected to the fact that they contribute to the goal of ensuring the security of power supply and facilitate the integration of renewable energy sources into the power grid. The "Integrated National Energy and Climate Plan" (of December 2019 and its update 2023) highlights that the development of an adequate energy storage capacity is particularly relevant in the perspective of significant growth in production from unprogrammable renewable sources. The applicable legislation concerning the electrochemical energy storage plants refers to the law regarding the procedures for the construction and management of renewable energy power plants. However, to prevent the repetition of time-consuming and costly authorisation procedures some administrative simplifications might be introduced.*

*Sommario: 1. Note introduttive in tema di sistemi di accumulo dell'energia elettrica e di BESS.- 2. La rilevanza assunta nell'Unione europea dai sistemi di accumulo.- 3. Alcuni dati sui BESS.- 4. Il quadro normativo in tema di procedure autorizzative e di altri procedimenti per la realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico.- 5. La normativa applicabile ai procedimenti di autorizzazione di impianti di accumulo elettrochimico: a) alcune criticità derivanti dall'esenzione dalla sottoposizione a procedure di valutazione ambientale degli impianti stand alone.- 5.1. Segue: b) le misure compensative.- 6. Alcune considerazioni in ordine alla normativa vigente.*

## **1. Note introduttive in tema di sistemi di accumulo dell'energia elettrica e di BESS**

Com'è noto, le fonti di produzione di energia rinnovabili come nel caso degli impianti fotovoltaici e degli impianti eolici non sono programmabili, a causa delle variazioni di disponibilità, non essendo gli eventi e le condizioni controllabili e prevedibili, e possono determinare problemi di stabilità della frequenza del sistema elettrico. In altri termini, i limiti che presentano tali fonti sono individuabili soprattutto: i) nella limitata contemporaneità tra la disponibilità e la domanda di energia e nella scarsa adattabilità dei generatori termici nel ridurre la produzione; ii) nel fatto che l'energia in eccesso prodotta da tali fonti non può essere sfruttata, dal momento che per evitare che vi sia un sovraccarico sulla rete si deve procedere alla riduzione della produzione o del consumo di energia.

Attraverso lo stoccaggio dell'energia diviene possibile ovviare in parte a tali difficoltà, garantendo una maggiore flessibilità, controllando l'intermittenza e fornendo un'alimentazione ininterrotta alla rete. L'energia elettrica prelevata da una fonte di energia rinnovabile, dalla rete elettrica direttamente dalla centrale o da altre fonti può infatti essere accumulata mediante un processo che consente di convertirla in una forma stoccabile per usi futuri.

In definitiva, i sistemi di accumulo: i) contribuiscono all'obiettivo di assicurare la sicurezza del sistema elettrico garantendo la continuità del servizio anche nelle ore in cui la domanda di energia è più elevata e ii) favoriscono l'integrazione delle

fonti rinnovabili nella rete elettrica, valorizzando l'energia prodotta in eccesso nei momenti in cui la domanda è bassa <sup>[1]</sup>.

Il procedimento di accumulo risulta vantaggioso dal punto di vista economico, dal momento che consente di immagazzinare energia in situazioni di bassa domanda energetica in cui si determina un abbassamento dei costi di generazione della stessa e di immetterla nella rete elettrica quando è necessario o quando il costo dell'energia aumenta <sup>[2]</sup>.

Se la principale forma di accumulo di energia per molto tempo, ed in particolare a partire dagli inizi del '900, è stata costituita dai sistemi di pompaggio idroelettrici, con l'irrompere delle altre fonti rinnovabili si è avuta una crescente diffusione delle BESS (*Battery Energy Storage Systems*), sistemi di accumulo di energia tramite batteria, che costituiscono «*un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente). Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza ...*» <sup>[3]</sup>.

## **2. La rilevanza assunta nell'Unione europea dai sistemi di accumulo**

La rilevanza del tema dei sistemi di accumulo emerge già dal Considerando 18 della Direttiva UE 2019/944 sul mercato elettrico, in cui si riconosce che «*i mercati dell'energia elettrica differiscono da altri mercati, come quelli del gas naturale, perché comportano la commercializzazione di un prodotto che attualmente non è possibile stoccare agevolmente ...*».

Pertanto, l'attuale fisionomia dei mercati dell'energia elettrica risulta connessa anche alla mancanza di un diffuso sistema di impianti che permettono, su larga scala, di accumulare o stoccare l'energia elettrica prodotta.

Occorre poi considerare che, come è stato ben evidenziato nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) del dicembre 2019, lo sviluppo della capacità di accumulo costituisce un obiettivo che «*è funzionale in primo luogo a un'efficace integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, in modo da*

*ridurre l'overgeneration, in coerenza con gli sviluppi di rete e in funzione dei fabbisogni di regolazione del gestore di rete». Inoltre, nel PNIEC si sottolinea che «un'adeguata capacità di accumulo (sia di tipo diffuso sia concentrato) assume ... rilevanza nella prospettiva della crescita significativa delle fonti rinnovabili non programmabili e della conseguente maggiore esigenza di flessibilità, nonché del programmato phase out al 2025 della capacità termoelettrica a carbone»<sup>[4]</sup>.*

La rilevanza del tema è riscontrabile anche nel riferimento, contenuto sempre nel PNIEC 2019, alla normativa eurounitaria (*i.e.* alla Dir. UE 2019/944), che impone, in particolare, di tener conto del fatto che lo sviluppo dei sistemi di accumulo dovrà avvenire secondo logiche di mercato, limitando in tale ambito il ruolo dei gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione ai casi di fallimento di mercato.

Nell'aggiornamento del PNIEC del 2023 si è inoltre posto in rilievo come l'obiettivo di aumentare la sicurezza energetica nell'Unione europea – che è anche lo scopo principale della transizione energetica – deve realizzarsi accelerando lo sviluppo delle rinnovabili, l'efficienza energetica e la capacità di stoccaggio dell'energia<sup>[5]</sup>.

Le principali linee di azione per lo sviluppo di detta capacità di stoccaggio sono individuate, sempre nell'Aggiornamento del PNIEC del 2023, anche tenuto conto della normativa nazionale di recepimento del diritto eurounitario, in particolare: i) nella ricerca in campo energetico, in cui viene considerato prioritario lo sviluppo, entro il 2030, tra gli ambiti tecnologici, anche di quello rappresentato dallo stoccaggio di energia elettrica mediante accumulatori innovativi; ii) nella semplificazione delle procedure autorizzative, differenziate per tipologia di impianti, mediante anche l'estensione del modello unico ai sistemi di accumulo di ridotte dimensioni; iii) nell'individuazione dell'accumulo quale elemento essenziale per l'integrazione delle FER e il contenimento dell'overgeneration; iv) in «un sistema di approvvigionamento a lungo termine basato su aste concorrenziali, trasparenti, svolte da Terna e orientate a minimizzare gli oneri per i clienti finali». Il funzionamento di tale sistema di approvvigionamento è in particolare disciplinato dall'art. 18, d.lgs. n. 210/2021<sup>[6]</sup> e dalla delibera di ARERA n. 247/2023, in cui sono contenute norme di dettaglio sui criteri e sulle condizioni riguardanti detto sistema.

Infine, occorre evidenziare come oggetto di specifica considerazione sia anche il

collegamento tra i sistemi di accumulo/stoccaggio di energia e le CER e l'autoconsumo.

Al riguardo, si deve in particolare tener conto che, sempre nell'aggiornamento del PNIEC del 2023, che richiama sul punto il PNRR, M2C2 finanziamento 1.2., si prevede che specifiche risorse (pari a 2,2 miliardi di euro) sono destinate al finanziamento, in Comuni con meno di 5.000 abitanti per una potenza complessiva pari a 2 GW, di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità delle energie rinnovabili, che, per ottenere quote più elevate di autoconsumo energetico, possono anche essere combinate con sistemi di accumulo di energia<sup>171</sup>. Inoltre, all'art. 3, comma 3, d.lgs. n. 210/2021, in cui si delineano i tratti costitutivi delle comunità energetiche di cittadini, si precisa che le medesime comunità possono «partecipare alla generazione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia ...».

### **3. Alcuni dati sui BESS**

In Italia, in base ai dati raccolti da Anie Federazione (Federazione delle imprese di elettrotecnica ed elettronica di Confindustria) al 31 marzo 2023, le unità installate risultavano 311.189, per una potenza complessiva di 2.329 MW (con una concentrazione maggiore in Regione Lombardia, con 62.222 sistemi di accumulo per una potenza di 448 MW, in Regione Veneto con 44.661 unità per 330 MW e in Regione Emilia-Romagna con 240 MW).

Emerge, tuttavia, un disallineamento tra i dati raccolti da Anie Federazione e gli obiettivi stabiliti nel PNIEC. Infatti, mentre nel PNIEC del dicembre 2019 si indicavano, in particolare, tra gli obiettivi da conseguire, la realizzazione di sistemi di accumulo nel medio periodo (2023) per quasi 1.000 MW in produzione tra idroelettrico ed elettrochimico, ed entro il 2030 di circa 6.000 MW tra pompaggi ed elettrochimico, i dati presentati da Anie Federazione il 31 marzo 2023 hanno reso evidente che si era determinato un enorme ritardo, considerato che per quanto concerne l'accumulo elettrochimico centralizzato erano stati realizzati impianti per appena 25 MW, quelli da pompaggio erano pari a zero MW e gli accumuli distribuiti risultavano pari a 2.304 MW, a fronte dei 4.000 previsti per il 2030.

Nell'aggiornamento del PNIEC 2023 si è, infine, indicato che, per quanto attiene alle iniziative rivolte al conseguimento degli obiettivi fissati nel PNIEC 2019, erano stati autorizzati 27 impianti di accumulo elettrochimico per una potenza complessiva di circa 1.400 MW, ma risultavano avviati solamente 3 cantieri per una quota pari a 240 MW<sup>[8]</sup>.

Infine, come viene sottolineato nel Report EY *Renewable Energy Country Attractiveness Index* (RECAI) di giugno 2024 – che valuta i 40 paesi più attrattivi per gli investimenti e le opportunità di sviluppo nel settore delle energie rinnovabili – la capacità dei BESS si stima che crescerà da 160 GWh a 1800 GWh entro il 2030, con un incremento di oltre 10 volte. L'Italia, che si classifica al 6° posto nell'indice mondiale, nel medesimo Report si prevede che possa realizzare uno sviluppo significativo dei BESS, ed in particolare che possa raggiungere l'obiettivo dei 71 GWh di capacità entro il 2030. I modelli di applicazione variano da quelli di mercato, con relativi rischi di prezzo e volume, a quelli fortemente infrastrutturali e regolamentati. Per questi ultimi, è necessaria una regolamentazione robusta: a tale scopo è stato avviato il modello di regolazione MACSE (Mercato a termine degli stoccaggi)<sup>[9]</sup>.

#### **4. Il quadro normativo in tema di procedure autorizzative e di altri procedimenti per la realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico**

Occorre anzitutto tener conto che l'art. 36, comma 4, d.lgs. n. 93/2011, che consentiva ai gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione (*rectius* in Italia a Terna Spa) di realizzare sistemi di accumulo diffusi mediante batterie, è stato abrogato dal d.lgs. n. 210/2021, che ha dato attuazione alla direttiva UE 2019/944, con la conseguenza che attualmente lo sviluppo di sistemi di accumulo deve avvenire secondo logiche di mercato ed il ruolo dei gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione è limitato ai casi di fallimento di mercato.

Il quadro normativo riguardante gli impianti di accumulo elettrochimico funzionali alle esigenze del settore elettrico, ivi inclusi i sistemi di conversione di energia, i collegamenti alla rete elettrica e ogni opera connessa e accessoria, è attualmente individuabile: nell'art. 1, commi 2 *quater* e 2 *quinqes* del d.l. n. 7/2002, introdotti dall'art. 62, comma 1, d.l. n. 76/2020, conv. dalla L. n.

120/2020, successivamente modificati dall'art. 31 del d.l. n. 77/2021 conv. dalla l. n. 108/2021, nonché dagli artt. 47 e 49 del d.l. n. 13/2023, conv. dalla l. n. 41/2023.

Da ultimo, con riguardo ai sistemi di accumulo elettrochimici in configurazione *stand alone* va segnalato che nell'aprile del 2024 è stata pubblicata la Guida operativa per la presentazione delle istanze di autorizzazione unica del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica<sup>[10]</sup>.

La normativa testé indicata rinvia, sia pure introducendo alcune semplificazioni, alla disciplina dettata con riguardo alle procedure autorizzative e agli altri procedimenti per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Più nello specifico, gli impianti di accumulo elettrochimico sono realizzabili in base alla presentazione di una PAS (procedura abilitativa semplificata comunale) di cui all'art. 6, d.lgs. n. 28/2011<sup>[11]</sup>, là dove ricorrono le seguenti condizioni: 1) tali impianti sono ubicati: i) all'interno di aree dove sono situati impianti industriali di qualsiasi natura, anche non più operativi o in corso di dismissione; ii) all'interno di aree dove sono situati impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o da fonti fossili che abbiano potenza inferiore ai 300 MW termici in servizio; iii) presso aree di cava o di produzione e trattamento di idrocarburi liquidi e gassosi in via di dismissione; 2) la realizzazione di tali impianti non comporta un'estensione delle aree stesse in cui vengono ubicati, né un aumento in altezza rispetto alla situazione preesistente riguardante i manufatti e gli edifici realizzati su tali aree, né richiede l'approvazione di una variante agli strumenti urbanistici adottati<sup>[12]</sup>.

I criteri il cui soddisfacimento è richiesto quale presupposto per poter avviare la procedura semplificata, *i.e.* la PAS comunale, appaiono dunque individuabili nel fatto: i) che tutte le aree in cui vengono ubicati tali impianti siano *brownfield*; ii) non vi sia un'estensione delle aree che risultano già state utilizzate per altre attività industriali, ossia delle aree già trasformate a fini industriali; iii) la realizzazione dell'impianto non determini variazioni degli strumenti urbanistici e siano mantenuti i limiti di altezza già previsti con riferimento agli edifici e ai manufatti preesistenti<sup>[13]</sup>.

Allorquando non risulta soddisfatto anche soltanto uno dei criteri indicati, la realizzazione dell'impianto di accumulo è condizionata all'ottenimento di un'autorizzazione unica (A.U.), ai sensi dell'art. 12 del d.lgs. n. 387/2003,

rilasciata dalla Regione o dalle province delegate dalla Regione, ovvero, per impianti con potenza termica installata pari o superiore ai 300 MW, dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica<sup>[14]</sup>.

Inoltre, la A.U. rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica deve essere richiesta per: i) gli impianti di accumulo elettrochimico ubicati all'interno di aree già occupate da impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonte fossile di potenza uguale o maggiore a 300 MW termici in servizio; ii) gli impianti “*stand-alone*” (ossia connessi alla rete di trasmissione nazionale ma non posti al servizio di un impianto di produzione di energia elettrica), ubicati in aree non industriali ivi comprese le eventuali connessioni alla rete<sup>[15]</sup>.

In tali due ipotesi<sup>[16]</sup>, la necessità di acquisire l'autorizzazione unica, che determina un notevole aggravio sotto il profilo procedimentale per il privato realizzatore, sembra essere dettata dal fatto che: i) gli impianti di accumulo sono posti al servizio di impianti di produzione di energia non rinnovabile; o ii) tali impianti di accumulo sono ubicati in aree greenfield, con la conseguenza che per la loro realizzazione risulterà necessario apportare delle variazioni agli strumenti urbanistici vigenti.

Una disciplina sostanzialmente analoga quanto agli iter procedurali da seguire, sia pure basata su presupposti diversi, è quella prevista con riguardo alla realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico da esercire in combinato con impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Tali impianti di accumulo sono qualificati come opere connesse agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e sono autorizzati mediante: i) l'A.U. rilasciata dalla Regione o dalle province delegate o, per impianti con potenza termica installata superiore a 300 MW termici, dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, secondo le disposizioni di cui all'art. 12, d.lgs. n. 387/2003, quando l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili deve essere realizzato<sup>[17]</sup>; ii) la procedura di modifica di cui all'art. 12, comma 3, d.lgs. n. 387/2003, ove l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili è stato già realizzato e l'impianto di accumulo elettrochimico comporta l'occupazione di nuove aree rispetto all'impianto esistente<sup>[18]</sup>; iii) la PAS di cui all'art. 6 d.lgs. n. 28/2011, se l'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili è in esercizio

ovvero è stato autorizzato ma non è ancora in esercizio.

Infine, la realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico inferiori alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati, costituisce attività libera e non richiede il rilascio di alcun titolo abilitativo<sup>[19]</sup>, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso previsti dal d.lgs. n. 42/2004, nonché dei pareri, delle autorizzazioni o dei nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti, derivanti da specifiche previsioni di legge vigenti in materia ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale o da parte del gestore del sistema di distribuzione elettrica di riferimento<sup>[20]</sup>.

Per quanto riguarda, infine, la realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, e delle infrastrutture connesse, ivi compresi compressori e depositi e eventuali infrastrutture di connessione a reti di distribuzione e trasporto, l'art. 38, comma 1, d.lgs. n. 199/2021 prevede una disciplina autorizzativa che ricalca quella per gli impianti di accumulo elettrochimico di cui all'art. 1, comma 2 *quater*, del d.l. n. 7/2002<sup>[21]</sup>.

## **5. La normativa applicabile ai procedimenti di autorizzazione di impianti di accumulo elettrochimico: a) alcune criticità derivanti dall'esenzione dalla sottoposizione a procedure di valutazione ambientale degli impianti *stand alone***

Il d.l. n. 7/2002, come modificato dal d.l. n. 76/2020, contenente una disciplina sulle procedure inerente alla realizzazione degli impianti di accumulo elettrochimico funzionali alle esigenze del settore elettrico, presenta alcuni profili di criticità.

Innanzitutto, occorre osservare che all'art. 1, comma 2 *quinques* del d.l. n. 7/2002, aggiunto dall'art. 31, comma 1, lett. a) del d.l. n. 77/2021, conv. dalla l. n. 108/2021, si stabilisce l'esenzione degli impianti di accumulo elettrochimico di tipo *stand alone* (ossia non integrati con un impianto di produzione di energia), delle relative opere di connessione alla rete elettrica ed infrastrutture dalla sottoposizione alle procedure di VIA e di verifica di assoggettabilità a VIA. A

norma, infatti, del comma 2 *quinques* del d.l. n. 7/2002, «*Gli impianti di accumulo elettrochimico di tipo “stand-alone” e le relative connessioni alla rete elettrica di cui al comma 2-quater lettere a), b) e d) non sono sottoposti alle procedure di valutazione di impatto ambientale e di verifica di assoggettabilità ... salvo che le opere di connessione non rientrino nelle suddette procedure*».

La questione che al riguardo può porsi è individuabile nella perimetrazione delle ipotesi di esenzione dalla sottoposizione alle procedure di VIA e di verifica di assoggettabilità alla VIA ovvero se gli impianti esentati sono soltanto quelli di accumulo *stand alone* ovvero anche gli impianti di accumulo che non sono riconducibili a tale tipologia. Il dubbio sorge in ragione del richiamo, contenuto nell'art. 1, comma 2 *quinques* del d.l. n. 7/2002, al comma 2 *quater* lett. a), b) e d), in cui sono disciplinate anche altre ipotesi di impianti di accumulo elettrochimico e di opere di connessione, nonché infrastrutture.

A ben vedere, però, soltanto alla lett. b) viene indicata la tipologia degli impianti *stand alone* ubicati in aree non industriali e le eventuali connessioni alla rete, di tal che sicuramente le tipologie di impianti indicate alle lett. a), b) (*rectius*: gli impianti di accumulo ubicati in aree occupate da impianti di produzione di energia alimentati da fonti fossili) e d) non appaiono riconducibili alla categoria degli impianti *stand alone*.

Per quanto la disposizione risulti piuttosto oscura, sembra potersi ritenere che, in base ad una interpretazione letterale della stessa, il rinvio citato – contenuto al comma 2 *quinques* d.l. n. 7/2002 – sia limitato alle opere di «*connessione alla rete elettrica*»<sup>[22]</sup> riguardanti tutti gli impianti di accumulo elettrochimico, non solo dunque quelli di tipo *stand alone*.

A ciò si aggiunga che, sempre al comma 2 *quinques* del d.l. n. 7/2002, là dove viene delineato il perimetro della sottrazione alla sottoposizione di procedure di valutazione ambientale, si aggiunge la seguente locuzione: «*salvo che le opere di connessione non rientrino nelle suddette procedure*» (*rectius*: di VIA e di verifica di assoggettabilità alla VIA).

Tuttavia, per stabilire se tali opere di connessione tanto degli impianti di accumulo elettrochimico di tipo *stand alone*, quanto degli altri tipi di impianti di accumulo siano o meno sottoposte alle suddette procedure valutative ambientali, occorre richiamare altre disposizioni più recenti di quella qui in considerazione, il cui contenuto precettivo appare più ampio.

Tali disposizioni sono quelle contenute nei commi 1 *bis* e 1 *ter* dell'art. 47, d.l. n. 13/2023, conv. dalla l. n. 41/2023, che appaiono sostanzialmente riprodottrive delle previsioni di cui all'art. 6 del Reg. UE 2022/2577.

In base a dette disposizioni, fino al 30 giugno 2024 non vi era necessità di sottoporre alla valutazione di impatto ambientale (VIA) non soltanto i progetti di impianti di energia rinnovabile, ma anche i) «*b*) *progetti di impianti per lo stoccaggio dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, anche comprensivi delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti medesimi, ricadenti nelle aree idonee*» di cui al d.lgs. n. 199/2021, «*contemplate nell'ambito di piani o programmi già sottoposte positivamente a valutazione ambientale strategica ai sensi del titolo II della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152*»<sup>[23]</sup> ed ii) i progetti di impianti di stoccaggio di energia da fonti rinnovabili ricadenti nelle aree contemplate dal Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale predisposta ogni due anni da Terna Spa, ex art. 36, d.lgs. n. 93/2011, «*già sottoposti positivamente a valutazione ambientale strategica ai sensi del titolo II della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152*» (si v. il comma 1 *ter* dell'art. 47 d.lgs. cit.).

A ben vedere, in tali disposizioni si fa riferimento alla definizione di impianti di stoccaggio – a norma dell'art. 3, commi 6 e 7, d.lgs. n. 210/2021 lo stoccaggio consiste nel «*differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione ovvero [nel]la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, [nel]lo stoccaggio di tale energia e [nel]la sua successiva riconversione in energia elettrica ovvero [nel]l'uso sotto forma di un altro vettore energetico*» – in virtù della quale è possibile delineare una categoria ampia, nel cui novero appaiono riconducibili anche gli impianti di accumulo elettrochimici.

Pertanto, si può ritenere che il regime di esenzione dalla sottoposizione a valutazioni ambientali appare riferibile: i) agli impianti di stoccaggio – nel cui novero sono compresi anche quelli elettrochimici diversi da quelli *stand alone* – ubicati in aree idonee o nel Piano di sviluppo della rete della società Terna; ii) alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti di stoccaggio; iii) alle infrastrutture elettriche di connessione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o di

sviluppo delle rete elettrica di trasmissione nazionale necessarie ad integrare l'energia rinnovabile nel sistema elettrico (si v. l'art. 47, comma 1 *ter*, d.l. n. 13/2023).

Il predetto regime di esenzione si era previsto che risultasse: i) temporalmente circoscritto, atteso che il d.l. n. 13/2023 era destinato a rimanere in vigore fino al 30 giugno 2024 o al termine successivo stabilito per effetto della proroga disposta ai sensi dell'art. 9 del Reg. UE 2022/2577; ii) condizionato all'inclusione delle opere e delle infrastrutture nelle aree idonee o nel Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale; iii) limitato alle aree con riferimento alle quali fosse stata effettuata una VAS (valutazione ambientale strategica) positiva.

Ma vi è di più. Tali disposizioni confermano che i citati impianti di stoccaggio, nel cui novero – come si è detto – sono compresi gli impianti di accumulo diversi da quelli di tipo stand alone (*rectius*: quelli di cui alle lett. a), b), ad eccezione di quelli indicati in quest'ultima lettera come stand alone, e d) del comma 2 *quater* dell'art. 1, d.l. n. 7/2002), nonché le opere di connessione e le infrastrutture sopra menzionate, in ragione del venir meno del regime di esenzione dopo il 30 giugno 2024 o il termine successivo stabilito per effetto della proroga disposta ai sensi dell'art. 9 del Reg. UE 2022/2577, sono di regola sottoponibili a valutazioni ambientali.

L'unica eccezione è costituita – come si è indicato – dagli impianti elettrochimici di tipo *stand alone*, considerato che anche le opere di connessione alla rete elettrica di tale tipologia di impianti non sembrerebbero esclusi dalla sottoposizione a VIA o a verifica di assoggettabilità, a norma del combinato disposto di cui all'art. 1, comma 2 *quinques*, d.l. n. 7/2002 e all'art. 47, commi 1 *bis*, lett. b) e 1 *ter*, d.l. n. 13/2023<sup>[34]</sup>.

Si tratta dunque di un'esenzione limitata, la cui *ratio* non risulta chiara, dal momento che l'esclusione dalla sottoposizione a procedure di VIA e di verifica di assoggettabilità, prevista soltanto con riferimento agli impianti di accumulo di tipo *stand alone*, è connessa non al fatto che, in relazione ai medesimi, sia già stata effettuata un'altra valutazione di carattere ambientale (come nelle ipotesi disciplinate dal comma 1 *bis*, lett. b e dal comma 1 *ter* dell'art. 47, d.l. n. 13/2023), bensì solamente alla circostanza che tali impianti non sono posti al servizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Oltretutto, se la sottoposizione a VIA o a verifica di assoggettabilità appare

giustificata per le opere di connessione alla rete elettrica, nonché per eventuali opere civili, idriche, stradali, portuali ecc., in ragione del fatto che alcune di queste opere potrebbero essere comprese tra quelle indicate negli allegati alla Parte seconda del d.lgs. n. 152/2006, occorre forse chiedersi se le stesse considerazioni possano essere riferite agli impianti di accumulo (senza che peraltro possa considerarsi rilevante il fatto che tali impianti siano o meno di tipo *stand alone*), dal momento che questi ultimi – che, in genere, sono composti da un insieme di container, di batterie assemblate, di *power conversion system* (PCS), trasformatori, sistemi di controllo integrato locale, servizi ausiliari, apparecchiature di manovra e protezione (compreso interruttore MT di interfaccia) e, in generale, da ogni apparecchiatura o sistema necessario al suo corretto e sicuro funzionamento – appaiono diversi dagli impianti di produzione di energia rinnovabile e non risultano ascrivibili alle opere contemplate dai sopra indicati allegati al Codice ambientale<sup>[25]</sup>.

Si consideri, oltretutto, che nel contributo inviato dall'allora Ministro Cingolani alla Commissione parlamentare bicamerale per la semplificazione, nell'ambito dell'indagine conoscitiva su «*Semplificazione delle procedure amministrative connesse all'avvio e all'esercizio delle attività di impresa*» del 30 aprile 2022, si evidenziava come, stante anche l'ambiguità della definizione di “*stand alone*” – che può essere declinata in senso “elettrico” o in senso “localizzativo” – fosse opportuno introdurre una modifica legislativa rivolta ad estendere l'esclusione da procedure ambientali a tutti i sistemi di accumulo elettrochimico<sup>[26]</sup>.

### **5.1. Segue: b) le misure compensative**

Altra questione di un certo rilievo in relazione al tema che qui ci occupa attiene alla possibilità o meno di riconoscere compensazioni ambientali, ad esempio, a favore di Comuni, nel cui territorio sono realizzati impianti di accumulo elettrochimici, in ragione dell'impatto ambientale generato dai medesimi<sup>[27]</sup>.

A ben vedere, la questione che al riguardo deve porsi è se l'art. 1, comma 5, l. n. 239/2004<sup>[28]</sup> possa essere riferito anche alla realizzazione degli impianti di accumulo.

Come è stato riconosciuto dal giudice delle leggi, devono «*ritenersi ammessi gli accordi che contemplino misure di compensazione e riequilibrio ambientale, nel*

*senso che il pregiudizio subito dall'ambiente per l'impatto del nuovo impianto, oggetto di autorizzazione, viene "compensato" dall'impegno ad una riduzione delle emissioni inquinanti da parte dell'operatore economico proponente»<sup>[29]</sup> .*

È stato inoltre rilevato dai giudici amministrativi che nella testé richiamata pronuncia della Corte costituzionale del 2010 è stato riconosciuto che, in base all'art. 1, comma 5, l. n. 239/2004, le misure di compensazione e di riequilibrio sono ammesse «*sul presupposto che il legislatore abbia vietato solamente che il rilascio di titoli abilitativi per l'installazione e l'esercizio di impianti da energie rinnovabili sia condizionato a misure di compensazione patrimoniale*»<sup>[30]</sup> .

Il quadro normativo è stato successivamente completato con l'adozione delle Linee guida del 2010, aventi natura regolamentare<sup>[31]</sup> (si v. il D.M. del 10 settembre 2010 del Ministero dello Sviluppo economico), in cui all'Allegato 2 sono indicati i criteri per la determinazione delle misure di compensazione. In particolare, tali Linee guida stabiliscono «*che: a) non dà luogo a misure compensative, in modo automatico, la semplice circostanza che venga realizzato un impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, a prescindere da ogni considerazione sulle sue caratteristiche e dimensioni e dal suo impatto sull'ambiente; b) le misure di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale sono determinate in riferimento a concentrazioni territoriali di attività, impianti ed infrastrutture ad elevato impatto territoriale, con specifico riguardo alle opere in questione; c) le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale»; d) le misure compensative sono «solo "eventuali" e correlate alla circostanza che esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedano concentrazioni territoriali di attività, impianti e infrastrutture ad elevato impatto territoriale; e) possono essere imposte misure compensative di carattere ambientale e territoriale e non meramente patrimoniali o economiche solo se ricorrono tutti i presupposti indicati». Inoltre, aggiunge la lettera h), «*le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale definite nel rispetto dei criteri di cui alle lettere precedenti non possono comunque essere superiore al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto*»<sup>[32]</sup> .*

Si tratta, a ben vedere, di disposizioni che risultano applicabili (essendo dettate specificamente in relazione) ai casi di realizzazione di impianti alimentati da fonti

rinnovabili, di tal che non sembra che le stesse, al di fuori di un'espressa previsione di legge, possano essere riferite anche alla diversa ipotesi della realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico.

Oltretutto, a sostegno di tale esclusione può addursi anche il non rilevante impatto ambientale derivante dalla realizzazione degli impianti di accumulo<sup>[33]</sup>.

Non lo stesso sembrerebbe però potersi sostenere con riguardo alle opere di connessione relative a tali impianti<sup>[34]</sup>. Si consideri, infatti, che al comma 3 dell'art. 1, d.l. n. 7/2002, là dove si prevede che la Regione può promuovere accordi tra il proponente e gli enti locali interessati per l'individuazione di misure compensative e di riequilibrio ambientale, si fa riferimento anche alle opere di cui al comma 1, ovvero alle «*opere connesse e [alle] infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi [impianti], ivi compresi gli interventi di sviluppo e adeguamento della rete elettrica di trasmissione nazionale necessari all'immissione in rete dell'energia prodotta*». Si tratta di un complesso di opere ed infrastrutture il cui impatto ambientale e territoriale non sembra potersi escludere a priori, anche quando le stesse risultano funzionali alla realizzazione e all'esercizio di impianti di accumulo elettrochimico.

Inoltre, anche l'art. 1, comma 1, d.l. n. 7/2002 fa riferimento solamente alla realizzazione di impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW e ad interventi di modifica o ripotenziamento dei medesimi con riguardo ai quali deve acquisirsi l'A.U., senza in alcun modo considerare altresì la realizzazione di impianti di accumulo che richiede l'A.U.<sup>[35]</sup>.

## **6. Alcune considerazioni in ordine alla normativa vigente**

La normativa contenuta nel d.l. n. 7/2002, che stabilisce che la realizzazione degli impianti di accumulo elettrochimico costituisce oggetto di una specifica autorizzazione, ovvero che la medesima risulta condizionata alla conclusione di altri iter procedurali – ipotesi, queste, disciplinate, rispettivamente, dal d.lgs. n. 387/2003 (A.U.) e dal d.lgs. n. 28/2011 (PAS), che individuano differenti regimi in ragione della potenza dell'impianto, dell'alimentazione dei BESS, del fatto che la realizzazione degli impianti per le rinnovabili sia o meno già stata autorizzata, ma non sia ancora in esercizio (cfr. lett. c), nn. 1, 2 e 3) – come si è evidenziato, riprende sostanzialmente la disciplina legislativa prevista per la

realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il fatto che la realizzazione di impianti di accumulo di una certa potenza debba sempre costituire oggetto di un iter procedimentale (*i.e.* quello previsto per acquisire l'A.U. ovvero quello da seguire nel caso di PAS) comporta, tuttavia, una duplicazione di attività amministrative, da svolgersi quasi sempre nell'ambito di conferenze di servizi, con tempi abbastanza lunghi e dall'esito non sempre certo<sup>[36]</sup>.

Ed anche là dove è necessaria soltanto la PAS per la realizzazione di certi tipi di impianti di accumulo, occorre pur sempre tener presente che l'iter avviato, sulla base di tale titolo, varia a seconda che: i) la realizzazione dell'impianto necessiti o meno di ulteriori atti di assenso di competenza di Amministrazioni diverse da quella comunale, con riguardo agli ambiti attinenti ad interessi sensibili, indicati all'art. 20, comma 4, l. n. 241/1990; ii) il privato richiedente alleggi o meno tali atti di assenso alla dichiarazione presentata al Comune. Com'è noto, nel caso in cui tali atti di assenso debbano essere acquisiti, ma non siano acquisiti d'ufficio dal Comune, il predetto ente locale dovrà indire una conferenza di servizi per l'acquisizione dei medesimi<sup>[37]</sup>.

Al riguardo, dovrebbe allora considerarsi quanto era stato auspicato dal Ministro Cingolani, ovvero che tali procedimenti autorizzativi dovrebbero essere disciplinati da una norma speciale (risultando in proposito non sufficientemente specifiche le disposizioni in tema di conferenze di servizi contenute nella legge n. 241/1990), che non soltanto stabilisca quali sono i pareri vincolanti ed in che forma debbono essere resi nell'ambito della conferenza di servizi (pena l'inammissibilità dei medesimi), ma indichi anche i termini perentori per il loro rilascio.

Inoltre, quanto meno nelle ipotesi in cui la realizzazione degli impianti di accumulo è posta al servizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in esercizio, oppure là dove il medesimo è stato autorizzato ma non risulta ancora in esercizio, sarebbe stato opportuno introdurre delle misure di semplificazione più accentuate<sup>[38]</sup>.

Parimenti potrebbe stabilirsi che, nell'ambito dell'iter autorizzativo o procedimentale da seguire per la realizzazione di un impianto FER, sia valutata anche la possibilità di realizzare impianti di accumulo da porre al servizio dei primi, che verrebbero in tal modo costruiti in un secondo momento ma secondo modalità semplificate.

In tal modo si eviterebbe una duplicazione di iter autorizzativi o procedurali lunghi e costosi, in quanto verrebbe ad essere concentrato in un unico procedimento (*i.e.* quello rivolto alla realizzazione e all'esercizio di un impianto FER) anche la valutazione quanto meno di alcuni profili riguardanti la possibile realizzazione, in un secondo momento, di impianti di accumulo serventi rispetto a tali impianti FER, considerato peraltro che gli impianti di accumulo, in tali ipotesi, sono qualificati come opere connesse, *ex art. 1, comma 2 quater, lett. c)*, d.l. n. 7/2002. E non par dubbio che proprio tale qualificazione sia prevista per agevolare la realizzazione, dal momento che consente di chiedere l'attivazione della procedura di apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, ai sensi del d.P.R. n. 327/2001.

Oltretutto, un aggravio procedimentale (evitabile), che comporta un allungamento dei tempi per la realizzazione e l'esercizio di impianti di accumulo connessi ad impianti FER, può considerarsi non propriamente in linea con gli obiettivi della politica dell'Unione europea inerenti alla massima diffusione delle energie rinnovabili, alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla lotta ai cambiamenti climatici (art. 191 TFUE)<sup>191</sup>.

1. Si v. sul punto Camera dei deputati, XIX Legislatura, *La normativa statale per la realizzazione di impianti da fonti elettriche rinnovabili*, in *Documentazione e ricerche*, Roma, 27 giugno 2023, n. 47.
2. Si v. C. Haisheng, C. Thang Ngoc, Y. Wei, T. Chunqing, L. Yongliang, D. Yulong, *Progress in electrical energy storage system: a critical review*, in *Progress in Natural Science*, 2009, vol. 19, p. 291 s.
3. Si v. ARERA, Deliberazioni nn. 574/2014/R/eel, 642/2014/R/eel, 360/2015/R/eel e 786/2016/R/ee.
4. Si v. Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, PNIEC, dicembre 2019, p. 94-95.
5. Si v. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, PNIEC, giugno 2023, p. 7.
6. Si v. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, PNIEC, giugno 2023, p. 275, in cui si richiama l'art. 18 del d.lgs. n. 210/2021.
7. Si v. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, PNIEC, giugno 2023, p. 172.
8. Si v. Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, PNIEC, Giugno 2023, p. 207.
9. Si v. EY, RECAI, *Will growing volatility see battery investment charge ahead or power down?*, June 2024, in *www.ey.com*.
10. Reperibile in *www.mase.gov.it*.

11. In tema si v., *ex multis*: F. Scattolin, *Energie rinnovabili e paesaggio: le procedure abilitative semplificate*, in *Riv. giur. urb.*, 2023, p. 327 s., spec. 375, in cui l'A. mette in rilievo come l'ambigua natura giuridica della PAS abbia indotto il giudice amministrativo, nonostante la formulazione letterale dell'art. 6, d.lgs. n. 28/2011 evochi lo schema del silenzio assenso, a ricostruirla alla stregua di una segnalazione del privato relativa ad un'attività che trova titolo direttamente nella legge; G. La Rosa, *La procedure semplificata per impianti FER: dalle esigenze di semplificazione ai dubbi applicativi*, in *AmbienteDiritto.it*, 3, 2023, p. 1 s., che sottolinea come il riferimento alla conferenza di servizi decisoria e alla determinazione conclusiva della stessa risulti distonico rispetto alla natura della PAS, ed in particolare al potere (vincolato) attribuito, in tale ipotesi, al Comune.
12. Va segnalato, al riguardo, che il Governo ha varato uno schema di decreto legislativo, recante «*Testo unico in materia di regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili*», in cui all'art. 1 viene precisato che le disposizioni ivi contenute disciplinano i regimi amministrativi per la costruzione ovvero l'esercizio anche di impianti di accumulo di energia da fonti rinnovabili, nonché «*per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale degli stessi impianti*», e «*per le opere per le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti*», e all'art. 8 si introduce una nuova disciplina relativa alla procedura abilitativa semplificata. In particolare, alla lett. aa) dell'Allegato B, sezione I di tale schema di d.lgs. sono sottoposti al regime della PAS anche gli «*impianti di accumulo elettrochimico ubicati all'interno di aree ove sono situati impianti industriali di qualsiasi natura, anche non più operativi o in corso di dismissione, o ubicati all'interno di aree ove siano presenti, o risultino autorizzati, impianti di produzione di energia elettrica che abbiano potenza fino a 300 MW, o ubicati presso aree di cava o di produzione e trattamento di idrocarburi liquidi e gassosi in via di dismissione, i quali non comportino estensione delle aree stesse ovvero aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente, né richiedano variante agli strumenti urbanistici adottati*». La disposizione testé riportata, a ben vedere, ripropone sostanzialmente la disciplina già contenuta nell'art. 6, d.lgs. n. 28/2011.
13. Tale previsione appare in linea con la giurisprudenza amministrativa, atteso che, come è stato anche di recente sottolineato dai giudici di Palazzo Spada, «*l'effetto di variante degli strumenti urbanistici e la compatibilità ex lege con la destinazione agricola dell'area di localizzazione sono effetti che discendono unicamente dal ricorso al procedimento di autorizzazione unica: sono dunque effetti giuridici connessi alla forma del procedimento e non alla natura delle opere da autorizzare, proprio in ragione delle maggiori garanzie di partecipazione assicurate da tale procedimento rispetto alla PAS che è una dichiarazione della parte privata sul modello della DIA-SCLA*» (si v. Cons. St., sez. IV, 10 maggio 2024, n. 4233).
14. Nello schema di decreto legislativo presentato dal Governo la disciplina dell'autorizzazione unica, contenuta nell'art. 9, risulta maggiormente improntata, rispetto a quella vigente, all'attuazione dei principi di semplificazione, di concentrazione amministrativa e di riduzione dei tempi di conclusione del procedimento, nell'ambito del quale, là dove

necessario, debbono essere acquisite anche le valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del d.lgs. n. 152/2006.

15. Sebbene la disciplina contenuta nello schema di decreto legislativo governativo sembrerebbe doversi applicare, *ex art. 1, comma 1*, soltanto ai sistemi di accumulo che sono posti al servizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, deve ritenersi che, come si desume dagli Allegati B e C del medesimo schema di d.lgs., l'ambito di applicazione risulti più esteso, dal momento che viene fatto riferimento ad interventi relativi ad impianti di accumulo abbinati ad impianti di produzione di energia elettrica, senza che sia specificato il tipo di fonte (se rinnovabile o meno).
16. In disparte è da considerare il caso in cui gli impianti di accumulo di potenza maggiore o uguale a 300 MW siano ubicati all'interno di aree dove sono presenti impianti per la produzione o il trattamento di idrocarburi liquidi e gassosi, dal momento che si prevede che l'autorizzazione sia rilasciata ai sensi della disciplina vigente (si v. l'art. 1, comma 2 *quater*, lett. b), ultima parte, d.l. n. 7/2002).
17. Alla lett. s) della sezione I e alla lett. p) della sezione II dell'Allegato C di tale schema di d.lgs. governativo si prevede che l'A.U. deve essere rilasciata, rispettivamente, dalla Regione o dalla Provincia delegata dalla Regione nel caso di interventi relativi a «*impianti di accumulo elettrochimico abbinati a impianti di produzione di energia elettrica esistenti di potenza fino a 300 MW*» (nonché ad «*opere connesse e infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio*» di tali impianti) e dallo Stato nei casi di «*impianti di accumulo elettrochimico abbinati a impianti di produzione di energia elettrica esistenti, di potenza pari o superiore a 300 MW*» (nonché di «*opere connesse e infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio*» dei predetti impianti).
18. Nello schema di d.lgs. governativo non viene menzionata, come invece nell'art. 1, comma 1 *quater*, lett. c), n. 2, d.l. n. 7/2002, la circostanza secondo cui l'impianto di accumulo elettrochimico, in tale ipotesi, occupa nuove aree, atteso che alla lett. u) della sezione I e alla lett. u) della sezione II dell'Allegato C si prevede soltanto che l'A.U. deve essere richiesta, rispettivamente, alla Regione o alla Provincia delegata e allo Stato, nel caso di interventi relativi a: «*modifiche, ivi incluse quelle consistenti in potenziamento, ripotenziamento, rifacimento e ricostruzione, sostituzioni o riconversioni di impianti esistenti che comportino una potenza complessiva fino a 300 MW, unitamente alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti oggetto di modifica, sostituzione o riconversione*» e a «*modifiche, ivi incluse quelle consistenti in potenziamento, ripotenziamento, rifacimento e ricostruzione, sostituzioni o riconversioni di impianti esistenti che comportino una potenza complessiva superiore a 300 MW, unitamente alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti oggetto di modifica, sostituzione o riconversione*».
19. Nello schema di d.lgs. del Governo si prevede che sono sottoposti al regime dell'attività libera non soltanto gli impianti di accumulo elettrochimico con potenza fino a 10 MW e le relative opere connesse e infrastrutture indispensabili (si v. la lett. t della sezione I dell'Allegato A), ma anche gli interventi consistenti in «*modifiche su sistemi di accumulo*

*elettrochimico da realizzare all'interno dell'area occupata dal correlato impianto esistente, che non comportino, rispetto ai sistemi di accumulo esistenti o a progetti di sistemi di accumulo abilitati o autorizzati, aggravii degli impatti acustici ed elettromagnetici, incrementi di potenza superiori al 20%, incrementi dell'altezza dei manufatti superiori al 10 %, né incrementi delle volumetrie superiori al 30%» (si v. la lett. l della sezione II dell'Allegato A).*

20. Con riguardo a tale ipotesi, sempre l'art. 1, comma 2 quater, lett. d), d.l. n. 7/2002 stabilisce che *«i soggetti che intendono realizzare gli stessi impianti sono tenuti a inviare copia del relativo progetto al Gestore del sistema di trasmissione nazionale che, entro trenta giorni, può formulare osservazioni nel caso in cui sia richiesta una connessione alla rete elettrica nazionale, inviandole anche agli enti individuati per il rilascio delle autorizzazioni, che devono essere comunicate allo stesso gestore, ai fini del monitoraggio del grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di accumuli di energia previsti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. I soggetti che realizzano gli stessi impianti di accumulo sono tenuti a comunicare al gestore della rete di trasmissione nazionale la data di entrata in esercizio degli impianti».*
21. Più nello specifico: i) la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore o uguale alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati anche qualora connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili esistenti, autorizzati o in corso di autorizzazione, costituisce attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo; ii) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche per la produzione di energia da fonti rinnovabili, ancorché non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti occupazione in estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati, sono autorizzati mediante PAS di cui all'art. 6 d.lgs. n. 28/2011; iii) gli elettrolizzatori stand alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui ai punti i) e ii) sono autorizzati tramite A.U. rilasciata: a) dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, tramite il procedimento unico ambientale di cui all'art. 27 d.lgs. n. 152/2006, qualora tali progetti sono sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale; b) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui sopra; iv) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati con l'A.U. di cui all'art. 12, d.lgs. n. 387/2003, rilasciata: a) dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica *off-shore*; b) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui alla lett. a).
22. Come si evince dall'elaborato n. 2 della Guida operativa del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, pubblicato nel mese di aprile 2024 (reperibile in [www.mase.gov.it](http://www.mase.gov.it)), che richiama il Testo integrato delle connessioni attive (TICA, Allegato A alla

- deliberazione ARERA 99/2008), tali opere di connessione sono da individuarsi, in particolare, negli impianti di utenza per la connessione e negli impianti di rete per la connessione.
23. Inoltre, sempre al comma 1 *bis* dell'art. 47, d.l. n. 13/2023 si contempla l'ulteriore ipotesi: «*c) progetti di rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione di impianti fotovoltaici già esistenti, eventualmente comprensivi di sistemi di accumulo, che non prevedano variazione dell'area occupata e con potenza complessiva, a seguito dei predetti interventi, sino a 50 MW*».
  24. Peraltro, un'ulteriore conferma di ciò sembra potersi desumere dal fatto che nella Guida operativa per presentazione di istanze di autorizzazione unica dei sistemi di accumulo elettrochimico, pubblicata nel mese di aprile 2024 (reperibile al sito [www.mase.gov.it](http://www.mase.gov.it)), si prevede, al § 3, che alla medesima istanza debbano essere allegate le seguenti relazioni: paesaggistica (con foto-inserimenti e analisi vincolistica) ai sensi del d.lgs. n. 42/2004 e del d.P.C.M. del 12.12.2005; archeologica, ai sensi del d.lgs. n. 42/2004; di impatto acustico *ex* l. n. 447/1995; di impatto elettromagnetico *ex* d.P.C.M. del 08.07.2003 e del D.M. del 29.05.2008; idrogeologica/idraulica; antincendio ai sensi del d.P.R. n. 151/2011.
  25. Tuttavia, nello schema di d.lgs. governativo, come nelle precedenti note si è riportato, il regime applicabili agli impianti di accumulo elettrochimico, alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio varia in ragione essenzialmente del livello della potenza massima dei medesimi impianti espressa in MW.
  26. Si v. Ministero della Transizione ecologica, Contributo del Ministro della Transizione ecologica Prof. Roberto Cingolani alla Commissione parlamentare bicamerale per la semplificazione, nell'ambito dell'indagine conoscitiva su «*Semplificazione delle procedure amministrative connesse all'avvio e all'esercizio delle attività di impresa*», Roma, 30 aprile 2022, 13. Opportunamente, dunque, il legislatore appare orientato a superare la già menzionata disciplina riguardante gli impianti di accumulo stand alone, dal momento che le previsioni contenute nello schema di decreto legislativo governativo, per un verso non fanno più alcun cenno a detta distinzione, per l'altro considerano in modo unitario i regimi applicabili agli impianti di accumulo elettrochimico, alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio dei medesimi impianti.
  27. Per una ricostruzione degli interventi normativi e degli orientamenti giurisprudenziali in tema di misure compensative ambientali, si v.: P. Mastellone, *Legge di bilancio 2019 ed energie rinnovabili*, in *Giorn. dir. amm.*, 2019, p. 695 s.; A. Quaranta, *Casi e soluzioni - misure di compensazione ambientale*, in *Ambiente & Sviluppo*, 6, 2019, p. 509 s.
  28. A norma dell'art. 1, comma 5, l. n. 239/2004, «*Le regioni, gli enti pubblici territoriali e gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti hanno diritto di stipulare accordi con i soggetti proponenti che individuino misure di compensazione e riequilibrio ambientale, coerenti con gli obiettivi generali di politica energetica nazionale, fatto salvo quanto previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387*».

29. Si v. Corte Cost., sent. 26 marzo 2010, n. 119.
30. Si v. Cons. St., sez. IV, 30 marzo 2022, n. 2346.
31. Si v. Corte Cost., sent. 21 ottobre 2011, n. 275.
32. Si v. TAR Sicilia, Catania, 13 giugno 2023, n. 1849.
33. Ed è questa probabilmente la ragione che ha indotto il MASE a prendere posizione al riguardo in un recente provvedimento di A.U. riguardante un impianto BESS in configurazione stand alone (si v. il Decreto Direttoriale n. 55/02/2024 del 2 febbraio 2024), da realizzarsi nel Comune di Fauglia, il quale aveva espresso parere favorevole, ma condizionato al rispetto di tre prescrizioni. In particolare, il MASE (si v. la nota prot. MASE n. 0106119 del 28.06.2023) ha fornito riscontro sulle prescrizioni contenute in tale parere, richiedendo chiarimenti sulle prescrizioni n. 1 e n. 2 e rappresentando, con riferimento alla prescrizione n. 3, che eventuali misure di compensazione territoriale sono da ritenersi estranee al procedimento autorizzativo e non possono costituire prescrizioni per il rilascio di pareri, nulla osta e altri atti di assenso nell'ambito del procedimento unico.
34. Si v. sul punto a titolo esemplificativo il provvedimento del Direttore generale del Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica n. 55/2022, con cui è stata autorizzata IREN Energia Spa alla realizzazione del progetto di installazione di un sistema di accumulo elettrochimico a batteria, in cui emerge come sia necessaria una valutazione di natura ambientale, ex d.lgs. n. 152/2006, con riguardo alle opere di connessione alla rete elettrica.
35. Tuttavia, occorre considerare che nello schema di d.lgs. governativo all'art. 9, comma 7 si prevede che, nel caso di progetti sottoposti a valutazioni ambientali, l'amministrazione procedente, su richiesta del soggetto proponente, può concedere un termine non superiore a 30 giorni per la sottoscrizione di un accordo con i soggetti pubblici e privati che hanno partecipato alla fase di consultazione pubblica, che può avere ad oggetto misure di mitigazione e compensazione ambientali necessarie anche al buon esito del medesimo accordo. Nella medesima disposizione si prevede altresì che «*La sottoscrizione dell'accordo costituisce adesione alla realizzazione del progetto alle condizioni previste e sostituisce gli atti di assenso e i pareri di competenza dei soggetti sottoscrittori ai fini della successiva fase autorizzatoria e del rilascio del provvedimento di autorizzazione unica. In caso di sottoscrizione dell'accordo ai sensi del presente comma, il termine di conclusione della conferenza di servizi di cui al comma 10 è di novanta giorni. Il contenuto dell'accordo non è modificabile in sede di conferenza di servizi*». Da tali disposizioni sembra potersi desumere: i) la riferibilità degli accordi contemplanti anche misure di mitigazione e di compensazione ambientali a tutte le ipotesi in cui deve acquisirsi una A.U. e i relativi progetti risultano sottoposti a valutazioni ambientali, compresi dunque i casi di realizzazione di sistemi di accumulo di energia da fonti rinnovabili rientranti in tali ipotesi; ii) un forte incentivo all'utilizzo di tali accordi, dal momento che l'assenso prestato allo schema di accordo sostituisce gli atti di assenso e i pareri che debbono essere acquisiti e consente di concludere entro tempi certi la conferenza di servizi. Detto regime di favor verso la conclusione di accordi aventi ad oggetto misure di mitigazione e/o compensazione ambientale, si evince altresì dal comma 13 del medesimo art. 9 dello schema di d.lgs., là

- dove si riconosce che il provvedimento di A.U. può prevedere (e dunque essere condizionato al rispetto di) prescrizioni necessarie a «*compensare le ricadute sul territorio, per aspetti ambientali e paesaggistici, degli interventi oggetto di autorizzazione unica*».
36. In termini critici in ordine alla disciplina vigente applicabile alle procedure autorizzative per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili si v. B. Tonoletti, *Le procedure autorizzative per le fonti rinnovabili di energia e il rapporto tra obiettivi di decarbonizzazione e tutela di altri interessi pubblici*, in E. Bruti Liberati, M. De Focatiis, A. Travi (a cura di), *L'attuazione dell'European Green Deal: i mercati dell'energia e il ruolo delle istituzioni e delle imprese. Atti del convegno aiden – Milano, 10 febbraio 2022*, Wolters Kluwer, Milano, 2022, p. 124 s.
37. Peraltro, sulla problematica qualificazione di tale conferenza come decisoria o meno si v. G. La Rosa, *La procedura abilitativa semplificata per impianti FER: dalle esigenze di semplificazione ai dubbi applicativi*, cit., p. 9 s., spec. p. 18, ad avviso del quale «*il riferimento alla conferenza di servizi di cui all'art. 6 deve essere inteso non già quale conferenza di servizi decisoria, ma quale conferenza di servizi ex art. 19-bis, [...] quale meccanismo di mera concentrazione di regimi amministrativi, i quali, tuttavia, restano giuridicamente e cronologicamente distinti*». Occorre però considerare che all'art. 6, comma 5, d.lgs. n. 28/2011, si stabilisce che «*il termine di trenta giorni di cui al comma 2 è sospeso fino alla acquisizione degli atti di assenso ovvero fino all'adozione della determinazione motivata di conclusione del procedimento ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 6-bis, o all'esercizio del potere sostitutivo ai sensi dell'articolo 14-quater, comma 3, della medesima legge 7 agosto 1990, n. 241*».
38. All'art. 1, comma 3, ultima parte dello schema di d.lgs. governativo, si prevede che le Regioni possono «*stabilire regole particolari per l'ulteriore semplificazione dei regimi amministrativi disciplinati dal presente decreto*».
39. Si consideri che anche i giudici delle leggi (si v. *ex multis*: Corte Cost., sent. 20 giugno 2018, n. 177, e sent. 23 febbraio 2023, n. 27) hanno più volte sottolineato come l'obiettivo della massima diffusione delle fonti rinnovabili presupponga che la procedura amministrativa autorizzativa si ispiri a canoni di semplificazione e di rapidità per la realizzazione e l'entrata in esercizio degli impianti. Il quadro indicato dai giudici della Consulta si può ritenere che trovi ora un completamento nella considerazione che, come si è argomentato, anche gli impianti di accumulo debbono essere considerati uno strumento essenziale rivolto a garantire l'obiettivo della massima diffusione delle fonti rinnovabili. Da ultimo, all'art. 1, comma 2 dello schema di d.lgs. governativo si prevede che la normativa ivi contenuta «*persegue la massima diffusione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili mediante la razionalizzazione, il riordino e la semplificazione delle procedure in materia di energie rinnovabili e il suo adeguamento alla disciplina eurounitaria*».

## Comunità Energetiche e innovazione tecnologica: il ruolo della digitalizzazione

*Leonardo Scuto*

DOI: 10.13130/2723-9195/2024-4-125

*Il presente contributo si propone di indagare il ruolo della digitalizzazione nella creazione e gestione delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), muovendo dall'analisi di tre coordinate principali, tra cui la collaborazione tra soggetti pubblici e privati, l'impatto decentralizzante delle CER rispetto al sistema energetico nazionale e l'integrazione delle CER con le tecnologie digitali. Le CER, per l'appunto, costituiscono un valido modello capace di promuovere benefici economici, sociali e ambientali, riducendo i costi energetici, supportando i cittadini economicamente svantaggiati e favorendo l'uso di energie rinnovabili. In siffatto contesto, il fenomeno della decentralizzazione modifica radicalmente il modello di produzione energetico tradizionale, grazie alla generazione distribuita e ai sistemi di smart grids. Le smart grids e gli smart meters consentono, infatti, lo scambio bidirezionale di energia e agevolano le transazioni peer-to-peer. A fortiori, le tecnologie digitali, come la Distributed Ledger Technology (DLT) e i token digitali, facilitano queste transazioni in un mercato energetico locale, permettendo ai "prosumer" di vendere l'energia in eccesso. In sintesi, le CER, supportate dalle tecnologie digitali, favoriscono la partecipazione attiva dei cittadini, promuovendo un sistema energetico sostenibile e decentralizzato. Pertanto, lo scopo di questo lavoro è altresì quello di invitare a considerare l'importanza di integrare le strategie di transizione energetica con la digitalizzazione, al fine di favorire un mercato elettrico in cui il cittadino sia protagonista del sistema energetico.*

### ***Energy Communities and technological innovation: the role of digitalisation***

*This article aims to investigate the role of digitalisation in the creation and management of Renewable Energy Communities (RECs), focusing on three main aspects: collaboration between public and private entities, the decentralizing impact of RECs on the national energy system, and the integration of RECs with digital*

*technologies. RECs represent an effective model that can promote economic, social, and environmental benefits, reducing energy costs, supporting economically disadvantaged citizens, and encouraging the use of renewable energy sources. Decentralization fundamentally transforms the traditional energy production model, thanks to distributed generation and smart grid systems. Smart grids and smart meters enable bidirectional energy exchange and facilitate peer-to-peer transactions. Digital technologies such as Distributed Ledger Technology (DLT) and digital tokens facilitate these transactions within a local energy market, allowing “prosumers” to sell their surplus energy. RECs, supported by digital technologies, encourage active citizen participation, promoting a sustainable and decentralized energy system. Therefore, this paper also highlights the importance of integrating energy transition strategies with digitalisation, aiming for an electricity market where citizens play a central role in the energy system.*

*Sommario: 1. Rilievi introduttivi.- 2. L’impatto della decentralizzazione: un nuovo paradigma di produzione energetica.- 3. Le smart grids quale strumento necessario per l’effettiva implementazione delle CER.- 4. Conciliabilità dei bisogni delle CER con le potenzialità offerte dalle tecnologie digitali: alcuni spunti di riflessione.- 5. Brevi conclusioni.*

## **1. Rilievi introduttivi**

Al fine di indagare – e cercare di comprendere – il ruolo che oggi ricopre il fenomeno della cd. digitalizzazione con specifico riferimento alla teorizzazione del modello costituito dalle Comunità Energetiche Rinnovabili<sup>[1]</sup> (altresì definite, le “CER”), è innanzitutto necessario evidenziare come quest’ultime fondino la loro ragion d’essere su tre essenziali direttrici di riferimento e dalle quali è necessario muovere.

In prima battuta, viene in rilievo una valorizzazione, ancorché crescente, dei rapporti intercorrenti tra i soggetti pubblici e privati, ed in particolare del rapporto sempre più radicato – e di per sé fondamentale nella materia che qui ci occupa – tra la CER e gli Enti Pubblici Territoriali<sup>[2]</sup>.

Dopodiché, meritevole di menzione è il cd. “impatto decentralizzante” che la CER permette di raggiungere rispetto al sistema energetico nazionale, su cui si

tornerà più specificatamente *infra*.

Da ultimo, non certo per importanza, analizzato brevemente l'ultimo profilo sopra riportato, sarà essenziale interrogarsi circa la conciliabilità dei bisogni delle Comunità Energetiche con le tecnologie digitali.

Profilo, quest'ultimo, che postula la necessità di indagare quali potrebbero essere le potenzialità – nonché le sfide – che le Tecnologie dell'Informazione e della Comunicazione (le TIC o, che dir si voglia, le ICT, dall'inglese *Information and Communication Technology*) possono apportare ad una Comunità Energetica, soprattutto in relazione all'importanza che oggi la complessa tematica della digitalizzazione riveste nella nostra società<sup>[3]</sup>.

Risulta quindi di particolare interesse evidenziare come una Comunità Energetica realizzi – per l'appunto – innumerevoli convergenze tra interessi privati e interessi pubblici, ed i benefici che l'implementazione del modello oggetto d'analisi è in grado intercettare sono ben riassunti dal co. 1, lett. a), dell'art. 31 del d.lgs. n. 199/2021<sup>[4]</sup>, ed in particolare:

1. finalità economiche: i componenti di una CER possono beneficiare di una rilevante riduzione del prezzo dell'energia autoprodotta rispetto a quella acquisita dalla rete nazionale, essendone esclusi oneri di sistema e margini di profitto delle cd. *utilities*;
2. finalità sociali: costituendo una Comunità di cittadini responsabilizzati rispetto al perseguimento dell'obiettivo comune – ovvero l'indipendenza energetica – è possibile agevolare anche la posizione dei soggetti economicamente più svantaggiati e meno abbienti, permettendo così di arginare (almeno in parte) l'annoso fenomeno della povertà energetica<sup>[5]</sup>;
3. finalità ambientali: le CER permettono di interfacciarsi, oltreché recepire, le esigenze sottese al più ampio principio dello sviluppo sostenibile<sup>[6]</sup> e della transizione energetica grazie alla diffusione capillare di fonti di energia rinnovabile.

La teorizzazione ultima del modello oggetto d'analisi idonea, a parere di chi scrive, di rappresentare la migliore sintesi di tali molteplici esigenze di per sé diversificate e spesso complesse da attuare, è costituita dalle cd. “città intelligenti”<sup>[7]</sup> (o, più comunemente denominate, delle *smart cities*), su cui si

tornerà nel prosieguo di questa riflessione.

Ebbene, le cd. “Comunità intelligenti” rappresentano proprio *«quel luogo e/o contesto territoriale ove l'utilizzo pianificato e sapiente delle risorse umane e naturali, opportunamente gestite e integrate mediante le numerose tecnologie ICT già disponibili, consente la creazione di un ecosistema capace di utilizzare al meglio le risorse e di fornire servizi integrati e sempre più intelligenti (cioè il cui valore è maggiore della somma dei valori delle parti che li compongono)»*<sup>[8]</sup>.

È dunque questo, secondo le stesse indicazioni dell’Agenzia per l’Italia digitale, l’“habitat” ideale che consente lo sviluppo di forme di aggregazione le quali, proprio attraverso l’uso di tecnologie digitali e di sistemi di interconnessione di dati, possono dar vita ad aggregazioni fondate sulla generazione comune di energia da fonti rinnovabili.

## **2. L’impatto della decentralizzazione: un nuovo paradigma di produzione energetica**

Dalla prospettiva del giurista risulta particolarmente interessante lo studio di un nuovo paradigma di produzione energetica incentrato sul potenziale impatto “decentralizzante” rispetto al sistema energetico nazionale, che una diffusione su larga scala del modello delle Comunità Energetiche può comportare.

Appare dunque evidente che ci si trova dinnanzi ad un cambiamento radicale del modo di produrre energia.

Con la “generazione distribuita”<sup>[9]</sup>, infatti, si assiste ad un superamento dei tradizionali sistemi di produzione centralizzata dell’energia – ossia di poche grandi centrali a servizio di milioni di consumatori – essenzialmente basata su un flusso unidirezionale dai grandi centri di distribuzione alle reti di trasmissione, in favore di un modello che – a fronte di una progressiva implementazione delle CER basate sulle fonti di energia rinnovabile – opera all’esatto opposto.

Questa inversione dei tradizionali schemi di relazione tra utente e produttore può certamente condurre ad un ripensamento delle stesse modalità di regolazione, specie se si considerano i nuovi modelli di relazione *peer-to-peer*<sup>[10]</sup> – ovvero di scambio fra pari – che implicano, di per sé, una capacità auto-regolatoria delle transazioni energetiche.

Non può però sottacersi che la letteratura scientifica in argomento ha

sottolineato – a più riprese – come la decentralizzazione degli impianti di produzione energetica ponga tuttavia una serie di questioni di natura tecnica di non poco conto, le quali meritano di essere qui brevemente rappresentate.

In primo luogo, emerge una criticità connaturata alla natura stessa di queste “nuove” fonti di energia rinnovabile e, in tal senso, si pensi in particolar modo all’energia prodotta da impianti eolici e solari, i quali scontano due problematiche: la cd. intermittenza e l’impossibilità di programmabilità.

Gli impianti eolici e fotovoltaici – come noto – non sono in grado di produrre energia nel momento in cui nasce il fabbisogno di elettricità, bensì solamente quando, e dove, è disponibile la fonte, quale il sole o il vento.

In seconda battuta, una problematica connessa allo sviluppo di una cd. “generazione distribuita” consiste nella necessaria “bidirezionalità” richiesta all’infrastruttura energetica per consentire la completa interazione tra i membri (e non) della Comunità Energetica<sup>[11]</sup>.

Sicché, nel momento in cui una CER non autoconsuma tutta l’energia autoprodotta, «*essa reimmette in rete il surplus energetico, risalendo dalla bassa e media tensione delle infrastrutture di distribuzione all’alta tensione di quella di trasmissione (c.d. fenomeno dell’“inversione di flusso”)*»<sup>[12]</sup>.

Le due questioni appena poste risultano essere necessariamente intrecciate ed interconnesse. Per la loro (non facile) risoluzione, sarebbe dunque necessario un lavoro di aggiornamento, di per sé non immediato: ammodernamento ed innovazione dell’infrastruttura di trasmissione, distribuzione e dispacciamento attualmente in uso, trasformandola in una rete intelligente (e dunque quella che viene definita *smart grid*), garantendo al contempo un equilibrio istantaneo tra energia immessa e prelevata – attesa la difficoltà di immagazzinare l’energia prodotta – e una bidirezionalità dei flussi.

Funzionalità – queste ultime – essenziali per consentire una piena operatività delle Comunità Energetiche e una effettiva partecipazione attiva dei suoi membri.

### **3. Le *smart grids* quale strumento necessario per l’effettiva implementazione delle CER**

Le *smart grids* – ovvero le cd. “reti intelligenti”<sup>[13]</sup> – permettono, per l’appunto, di gestire e monitorare la distribuzione di energia elettrica proveniente da tutte le

fonti di produzione e di soddisfare le diverse richieste di elettricità degli utenti collegati.

Si tratta infatti – per semplificare – di reti comuni in grado di far interagire produttori e consumatori, di rendere noti i consumi dei vari utenti e di gestirne l’approvvigionamento e – aspetto fondamentale – sono caratterizzate dalla possibile bi-direzionalità del flusso di elettricità (cioè dalla rete ai produttori/consumatori; dai produttori/consumatori alla rete).

Occorre rilevare – tuttavia – che, nell’attuale sistema centralizzato, il flusso è unidirezionale, risultando profondamente inadeguato a soddisfare le esigenze derivanti dalla decentralizzazione della produzione.

Non solo.

Componente inscindibile delle *smart grids* sono – in termini generali – i cd. *smart meters*<sup>[14]</sup>, ed in particolare quello che viene definito lo *Smart Metering System* – ovvero il sistema di misurazione intelligente dell’energia – le cui caratteristiche sono ben definite dalla Direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019 secondo la quale si tratterebbe di «*un sistema elettronico in grado di misurare l’energia elettrica immessa nella rete o l’energia elettrica consumata, mediante un sistema elettronico fornendo maggiori informazioni rispetto a un dispositivo convenzionale e in grado di trasmettere e ricevere dati ai fini d’informazione, sorveglianza e controllo utilizzando una forma di comunicazione elettronica*» (art. 2, punto 23).

Ebbene, proprio le *smart grids*, e – in particolare – lo *Smart Metering System*, consentono proprio lo scambio fra pari (*peer-to-peer*), così come accennato in precedenza.

Tale scambio – quello *peer-to-peer*, per l’appunto – è definito, *inter alia*, dall’art. 2, punto 18 della Direttiva UE 2018/2001 dell’11 dicembre 2018 come «*la vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l’esecuzione e il regolamento automatizzati dell’operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato (o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore)*».

Risulta dunque interessante – su tale ultimo aspetto – richiamare quanto previsto dalla Missione 2, Componente 2, Misura 2, investimento 2.1 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, il quale punta proprio alla creazione di una

«rete di distribuzione di energia elettrica pienamente resiliente, digitale e flessibile in modo da garantire sia una gestione ottimizzata della produzione di energia rinnovabile (che l’abilitazione della transizione dei consumi energetici verso il vettore elettrico)».

L’estrema importanza attribuita a tale Misura è testimoniata – tra le altre – proprio dal pacchetto di risorse che il Piano stanziava a tal fine.

In particolare – per il tramite del DM n. 146 del 6 aprile 2022 (recante, per l’appunto, “*Contributi per il rafforzamento della smart grid*”) – sono stati individuati i criteri di assegnazione dei 3,6 miliardi, con il dichiarato scopo di incrementare la c.d. *hosting capacity*, ovvero la capacità di ospitare e integrare ulteriore generazione distribuita, proprio attraverso interventi di digitalizzazione e ammodernamento infrastrutturale della rete.

Dalla prospettiva del giurista, dunque, risulta doveroso osservare come dal fenomeno brevemente tratteggiato in precedenza possa emergere un cd. “doppio decentramento”.

Il riferimento – in questo caso – è proprio ad un processo che prende avvio da un modello energetico di tipo gerarchico e centralizzato – fondato su una rigida polarizzazione dei rapporti tra produttore e utente finale di energia – a un sistema di produzione dell’energia decentralizzato (e tecnologicamente complesso), orientato verso una vera e propria “democratizzazione” della produzione dell’energia<sup>[15]</sup>, e nel quale il consumatore risulta primariamente coinvolto.

#### **4. Conciliabilità dei bisogni delle CER con le potenzialità offerte dalle tecnologie digitali: alcuni spunti di riflessione**

Preliminarmente, al fine di concorrere alla flessibilità del sistema energetico, le Comunità Energetiche si devono interfacciare con un sistema veicolato dall’innovazione digitale, come altresì stabilito dal Piano d’azione dell’UE dal titolo “*Digitalizzare il sistema energetico*”, in cui sono state efficacemente enfatizzate: (i) l’esigenza di creare una rete intelligente, la cd. *smart grid*, come si è visto *supra*; (ii) l’importanza della “decentralizzazione”, nei termini tratteggiati in precedenza; (iii) la predominanza sempre più centrale della digitalizzazione<sup>[16]</sup>.

Tanto premesso, è possibile brevemente soffermarsi sul tema, di per sé fondamentale, afferente alla conciliabilità dei bisogni delle Comunità Energetiche

rispetto alle potenzialità offerte dalle tecnologie digitali: il riferimento – per quanto di specifico interesse – ricade su quella particolare tipologia basata sui “Registri Distribuiti” (ovvero, *Distributed Ledger Technology*, d’ora in avanti “DLT”)<sup>[17]</sup>.

Questa tecnologia permette – semplificando – di creare un archivio distribuito in grado di gestire le transizioni tra gli utenti della rete per il tramite, in termini generali, dei cd. *smart contracts*<sup>[18]</sup>.

Ciò che consente, infatti, di far convergere le reti informatiche di scambio *peer-to-peer* alle esigenze delle CER è – per l’appunto – la comune tendenza decentralizzante, nel senso descritto *supra*, di cui esse sono espressione<sup>[19]</sup>.

Dunque, in una progressiva apertura del mercato dei servizi di dispacciamento anche alle c.d. “unità di produzione non rilevanti”<sup>[20]</sup>, si osserva come anch’esse, rappresentate dai *prosumer*<sup>[21]</sup> – figura, quest’ultima, centrale dello scambio *peer-to-peer*, ovvero il soggetto che è al contempo produttore e cliente finale rispetto all’energia elettrica – eventualmente organizzati in una Comunità Energetica, possono prendere direttamente parte alla transazione energetica.

Non può tuttavia sottacersi come un approccio “decentralizzato”, basato su transazioni energetiche *peer-to-peer* supportate da una piattaforma *blockchain*, intercetti proprio quelle esigenze di speditezza e immediatezza che questo nuovo sistema di produzione e distribuzione energetica – fondato sulla generazione distribuita – intende soddisfare.

Il percorso – in tale prospettiva – risulta chiaro e determinato: si assiste infatti ad una progressiva localizzazione dei mercati, dettata da meccanismi volti a mantenere il difficile equilibrio tra energia consumata e immessa nella rete.

In particolare, nel caso in cui il *prosumer* si trovi in una situazione di surplus dell’energia autoprodotta rispetto a quella necessaria per il proprio fabbisogno, quest’ultimo – anziché immettere la stessa nella rete in maniera infungibile e anonima – potrà decidere di “venderla” direttamente agli altri utenti bisognosi.

Ciò che rende possibile queste operazioni – vista la perdurante assenza di una infrastruttura di rete capace di regolare in maniera bidirezionale e *smart* i flussi energetici – è una piattaforma virtuale nella quale gli utenti si relazionano in maniera diretta, da pari a pari (*peer-to-peer*, per l’appunto).

Attraverso, dunque, un registro digitale capace di tenere memoria – in maniera sicura e indelebile – delle varie transazioni, le parti possono attribuire valore allo

scambio mediante la generazione di un “oggetto” virtuale, ad esempio grazie ad un *token*<sup>[22]</sup>.

Questo strumento permette di rappresentare perfettamente l’effettiva quantità di energia che – fisicamente – viene immessa normalmente in rete, ma che virtualmente transita dalla disponibilità – patrimoniale e giuridica – del venditore a quella dell’acquirente.

Attraverso un simile schema, perfettamente compatibile con le potenzialità offerte dalle DLT accennate in precedenza, non diviene necessario che le parti dello scambio siano collegate fisicamente da “un cavo elettrico”, entrando invece «*all’interno di un mercato locale nel quale tali scambi vengono organizzati attraverso protocolli di bilanciamento capaci di mantenere un reale equilibrio tra gli opposti flussi energetici*»<sup>[23]</sup>.

Non va altresì sottaciuta la questione afferente alle modalità di gestione della moltitudine di dati che una crescente digitalizzazione dei sistemi energetici è in grado di determinare<sup>[24]</sup>.

In particolare, le già accennate prassi di “tokenizzazione” dei valori energetici fondano il loro presupposto essenziale nella capacità di funzionamento dei cosiddetti *smart meters*, ossia di contatori “intelligenti”, essenziali – a loro volta – per garantire il funzionamento delle già citate *smart grids*.

Per comprendere quanto precede, occorre immaginare una piattaforma – che nella realtà è già esistente<sup>[25]</sup> – per la vendita di energia solare prodotta attraverso impianti fotovoltaici certificati e registrati dal singolo proprietario che, una volta verificato, diventa un *prosumer*, ovvero sia un produttore/consumatore di energia.

Una volta verificati i dettagli dell’installazione, il proprietario ottiene delle credenziali per accedere alla suddetta piattaforma, ricevendo così un portafoglio digitale. Il *software* della piattaforma – grazie agli *smart meters* – riesce a registrare, ad esempio, l’eccedente quota parte dell’energia autoprodotta. Proprio grazie alla tecnologia DLT, per ogni MWh prodotto, verrà quindi attribuito un *virtual token* (immaginiamo una moneta “vera e propria”) e le relative transazioni (i.e., le compravendite di energia, nel caso di specie) verranno archiviate nel relativo portafoglio digitale.

Risulta dunque evidente che le CER – in un futuro ormai imminente – saranno costituite da un aggregato dinamico di utenti in grado di soddisfare il proprio

fabbisogno energetico tramite l'autoproduzione di energia (derivante da fonti rinnovabili), cedendo l'energia prodotta in eccesso e non consumata: in tal siffatto contesto, il bene "energia" diventa altresì un servizio che la CER può vendere ad utenti esterni<sup>[26]</sup>.

Il conseguente scambio di beni e servizi così delineato si inserisce in un modello economico ben più ampio, ovvero quello della cd. *token economy*<sup>[27]</sup>, la cui *ratio* è identificabile nell'esigenza di offrire ai cittadini di una determinata CER la possibilità di sfruttare le proprie risorse (ovverosia, il bene "energia") in un'ottica di *sharing economy*.

La possibilità di creare – in ultima battuta – una Comunità che abbia come obiettivo principale il miglioramento dell'impatto ambientale e sociale delle attività dei suoi partecipanti (partendo non a caso dalla produzione energetica), grazie all'uso di tecnologie innovative, nel senso descritto in precedenza, è estremamente stimolante circa il potenziale impatto che ne scaturirà.

In quest'ottica, la "decentralizzazione" della produzione energetica<sup>[28]</sup> è dunque resa possibile grazie a progressi tecnologici atti a favorire il ruolo del *prosumer*, ovverosia un soggetto che è contemporaneamente produttore – anche se la produzione non rappresenta la sua attività economica principale – e consumatore finale di energia elettrica, e che – grazie agli strumenti forniti dalla digitalizzazione – è in grado, nel settore energetico, di scambiare dati in tempo reale grazie all'utilizzo di dispositivi intelligenti, così come descritti *supra*.

Il concetto di "rete intelligente", pertanto, rappresenta un *trait d'union* tra queste numerose tendenze, accumulate dall'obiettivo di garantire – in termini generali – l'accessibilità al bene "energia", avvalendosi di un sistema informatico in grado di far interagire, nella rete, i produttori – oltreché i *prosumer* – di energie rinnovabili.

## 5. Brevi conclusioni

In conclusione – se è pur vero che il modello delle CER consente di ripensare radicalmente il modo in cui l'energia viene prodotta e distribuita grazie allo sviluppo di reti energetiche locali – risulta necessario riflettere, tenendo ben in considerazione i risvolti applicativi, sul potenziale impatto che la digitalizzazione avrà, insieme ai diversi modelli di economia collaborativa, nel processo di

transizione energetica.

In altre parole, è indubbio che l'effettiva realizzazione di un sistema energetico in grado di integrare la partecipazione attiva tramite il modello delle CER richieda altresì l'incremento (di pari passo) di azioni e strategie che combinino "transizione energetica" e "digitale", traducendo il modello energetico in un altrettanto adeguato modello di *governance*.

In questa direzione, il legislatore – innanzitutto quello eurounitario – sta spingendo per un'evoluzione e per una completa indipendenza dalle fonti fossili e non rinnovabili; mutamento – quest'ultimo – che porterà ad un cambiamento radicale del mercato elettrico in una direzione di maggiore consapevolezza e partecipazione del cittadino come vero e proprio *stakeholder* del sistema, e non solo come mero acquirente finale.

Tentando dunque di rimettere insieme i vari aspetti della complessa questione qui esaminata, è possibile concludere sottolineando come – grazie alle TIC e al supporto fornito dalle relative tecnologie analizzate – il successo delle CER dipenderà da come il processo di transizione energetica e digitale verrà effettivamente governato e gestito dagli *stakeholder* interessati.

Non solo.

Gli *smart contracts* potrebbero avere un ruolo determinante nella trasformazione del mercato energetico, grazie ad una semplificazione ancor più crescente (e semplificata) delle transazioni tra i *prosumer*, attori – quest'ultimi – la cui diffusione è direttamente proporzionata al relativo sviluppo (e ramificazione) delle fonti di energia rinnovabile, compresa la relativa e conseguente decentralizzazione della produzione.

In tal senso, l'innovazione tecnologica che sta caratterizzando l'infrastruttura energetica potrebbe trovare nelle DLT un efficace strumento di regolazione atto a soddisfare l'esigenza di coordinare i rapporti tra soggetti intenti a scambiare beni (l'energia, in questo caso), senza la necessità di un intermediario.

Quest'ultimo elemento, a maggior ragione nella prospettiva del giurista, impone di individuare soluzioni – il più possibile efficaci – circa la regolamentazione della materia che qui ci occupa, al fine di permettere, in ultima battuta, il pieno sviluppo di piattaforme *peer-to-peer* nel settore energetico.

Da ultimo, nel perseguimento del principio dello sviluppo sostenibile, meritevole di considerazione è l'attenzione posta dalla Agenda 2030<sup>[29]</sup> ai pilastri della

sostenibilità ambientale, economica e sociale, i cui risvolti pratici – nel novero dei 17 obiettivi prefissati – sono ben riassunti dal modello delle *smart cities* e delle CER, che oggi assumono un ruolo centrale.

1. Per un'analisi puntuale del quadro normativo nazionale ed europeo delle CER si veda innanzitutto G. Argirò, *L'evoluzione del quadro normativo europeo e italiano sulle comunità energetiche rinnovabili*, in L. Cuocolo, P. P. Giampellegrini, O. Granato (a cura di), *Le comunità energetiche rinnovabili*, Egea, Milano, 2023, pp. 17-31.

Sullo stesso tema, cfr., *inter alia*, A. Aquili, *Comunità energetiche: l'evoluzione del quadro regolatorio europeo e italiano*, in *Diritto e Società*, 4, 2022, pp. 799-ss.; L. Ruggeri, *La protezione del consumatore energetico nel quadro regolatorio italo-europeo*, in S. Monticelli, L. Ruggeri (a cura di), *La via italiana alle comunità energetiche*, E.S.I., Napoli, 2022, pp. 9-ss. (La protezione del consumatore energetico nel quadro regolatorio italo-europeo (unicam.it)); S. Quadri, *L'evoluzione della politica energetica comunitaria con particolare riferimento al settore dell'energia rinnovabile*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. Com.*, 4, 2011, pp. 839-ss.; V. Di Stefano, E. Breda, V. Olini, *L'evoluzione della disciplina energetica europea: dal primo pacchetto al REPowerUE*, in *Amministrazione In Cammino*, 26 settembre 2022 (consultabile qui); G.B. Zorzoli, *La comunità energetica in Italia con la giusta fusione delle due normative*, in *QualeEnergia.it*, 8 aprile 2020 (consultabile qui); E. Cusa, *Il diritto dell'Unione Europea sulle comunità energetiche e il suo recepimento in Italia*, in *Rivista Trimestrale di Diritto dell'Economia*, 2, 2020, pp. 287-ss. (consultabile qui); L. Scuto, *The development of a new model of urban regeneration in light of the digitalisation of public administration*, in *CERIDAP*, 3, 2022, pp. 67-105 (DOI: 10.13130/2723-9195/2022-3-17, consultabile qui).

Inoltre, per quanto di specifico interesse in questa sede, si osservi altresì quanto previsto dalla Direttiva 2018/2001/UE (la cd. RED II) con riferimento alla figura degli autoconsumatori di energia di fonti rinnovabili:

«1. Gli Stati membri provvedono affinché i consumatori siano autorizzati a divenire autoconsumatori di energia rinnovabile, fatto salvo il presente articolo. 2. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a: (a) produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo; immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari, senza essere soggetti: (i) in relazione all'energia elettrica proveniente dalla rete che consumano o a quella che vi immettono, a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e oneri di rete che non tengano conto dei costi; (ii) in relazione all'energia elettrica rinnovabile autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella loro disponibilità, a procedure discriminatorie o sproporzionate e a oneri o tariffe; (b) installare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica abbinati a impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile a fini di

*autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità; (c) mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali; (d) ricevere una remunerazione, se del caso anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che 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».*

Nel novero delle numerose fonti normative intervenute in materia, appare utile inoltre rammentare – sempre con riferimento alla (generale) categoria degli autoconsumatori – quanto previsto dalle “Regole Operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR” adottate dal GSE S.p.A. in data 22 aprile 2024, a mente delle quali, con riferimento ai requisiti comuni per tutte le configurazioni, il cliente finale «è il soggetto che preleva l'energia elettrica dalla rete, per la quota di proprio uso finale, al fine di alimentare i carichi sottesi all'unità di consumo di cui ha la disponibilità. Coincide pertanto con il titolare del punto di connessione che alimenta l'unità di consumo ed è l'intestatario della bolletta elettrica (...)».

2. Sul ruolo degli Enti Locali – ed in particolare dei Comuni – nella promozione delle CER, si veda L. Cuocolo, *Il ruolo degli enti locali nella promozione e nella costituzione delle comunità energetiche rinnovabili*, in L. Cuocolo, P. P. Giampellegrini, O. Granato (a cura di), *Le comunità energetiche rinnovabili*, cit., pp. 45-57.

L'A. evidenzia che in effetti «i comuni possono avere differenti ruoli nella costituzione e gestione di una CER. Il ruolo più semplice (...) è quello del Comune quale promotore e “facilitatore” di una CER. L'art. 3, co. 2, del d.lgs. 267/2000 definisce il Comune come “l'ente locale che rappresenta la propria comunità, ne cura gli interessi e ne promuove lo sviluppo”. È evidente come, in quest'ampia definizione, possa rientrare anche la promozione delle comunità energetiche che (...) non sono soggetti con prevalente finalità di lucro, bensì presuppongono per le comunità locali finalità ambientali e sociali che appunto rientrano perfettamente nella mission del Comune».

Nello stesso senso, cfr., *inter alia*, C. Mari, *Le comunità energetiche: un nuovo modello di collaborazione pubblico-privato per la transizione ecologica*, in *Federalismi.it*, 29, 2022, pp. 111-134 (ISSN 1826-3534, 02112022141014.pdf (federalismi.it)); N. Magnani, G. Osti, *Does civil society matter? Challenges and strategies of grassroots initiatives in Italy's energy transition*, in *Energy Research & Social Sciences*, 13, 2016, pp. 148-157 (Does civil society matter? Challenges and strategies of grassroots initiatives in Italy's energy transition - ScienceDirect); C. C. Bevilacqua, *Le comunità energetiche tra governance e sviluppo locale*, in *Amministrazione in Cammino*, 2, 2020 (BEVILACQUA.pdf (luiss.it)); A. Fiorito (a cura di), *Nuove forme e nuove discipline del partenariato pubblico privato*, Giappichelli, Torino, 2017; E. Cusa, *Sviluppo sostenibile, cittadinanza attiva e comunità energetiche*, in *Orizzonti del diritto commerciale*, 1, 2020, pp. 116-ss. (consultabile qui); R. Piselli, *Le comunità energetiche tra pubblico e privato: un modello organizzativo transtipico*, in *Diritto e Società*, 4, 2022, pp. 775-ss.; A. Persico, *Le comunità energetiche e il ruolo sussidiario delle pubbliche amministrazioni territoriali*, in

*Rivista Giuridica Ambiente Diritto*, 2, 2022, pp. 1-18 (consultabile qui).

Risulta interessante osservare come l'A. sottolinei che «*nel modello innovativo di produzione e consumo dell'energia descritto, alle amministrazioni locali spetta un ruolo sussidiario, teso al supporto delle iniziative e all'instaurazione di sinergie per lo svolgimento di attività di interesse generale. Di tale ruolo è necessaria l'assunzione di consapevolezza da parte dei soggetti pubblici interessati, anche grazie a "reti" informative volte a favorire la divulgazione di informazioni, conoscenze, competenze inerenti al processo di costituzione e alle attività delle comunità di energia rinnovabile, onde sfruttare a pieno le potenzialità virtuose del modello*».

Da ultimo, con particolare riferimento ai rapporti tra soggetti pubblici e soggetti privati, si veda R. Miccú, M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governance dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, in *Federalismi.it*, 4, 2022, pp. 603-646 (03022022170511.pdf (federalismi.it)).

3. L'utilizzo delle TIC ha oramai inevitabilmente travolto le tradizionali regole di funzionamento della nostra società, oltreché dei rapporti tra cittadini e Pubblica Amministrazione. In tal senso, la portata di questa trasformazione è ben sintetizzata nel seguente assioma: «*è Amministrazione digitale quella che opera e si rapporta con i terzi attraverso strumenti digitali*», così G. Carullo, *Gestione, fruizione e diffusione dei dati dell'Amministrazione*, Torino, 2017, Giappichelli Editore. In termini generali, si veda, *ex multis*, a R. Cavallo Perin, D.U. Galetta (a cura di), *Il diritto dell'Amministrazione Pubblica digitale*, Giappichelli Editore, Torino, 2020.

Con riferimento invece ai diversi risvolti applicativi recentemente intervenuti in materia, si veda, *inter alia*, J. Ziller, *The Council of Europe Framework Convention on Artificial Intelligence vs. the EU Regulation: two quite different legal instruments*, in *CERIDAP*, 2, 2024, pp. 202-ss. (DOI: 10.13130/2723-9195/2024-2-11, consultabile qui); D.U. Galetta, *Decidere con l'IA: un problema comune a tutte le aree della scienza*, in *CERIDAP*, 2, 2024, pp. 374-ss. (DOI: 10.13130/2723-9195/2024-2-32, consultabile qui) e D.U. Galetta, *Transizione digitale e diritto ad una buona amministrazione: fra prospettive aperte per le Pubbliche Amministrazioni dal PNRR e problemi ancora da affrontare*, in *Federalismi*, 7, 2022.

4. A norma del quale, «*l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari*».

Meritevole di menzione, risulta altresì la lettera d) della medesima disposizione normativa, secondo la quale «*la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b)*».

5. Prima di delineare le coordinate di tale fenomeno, è necessario prendere in considerazione un dato di per sé allarmante: nel 2022, oltre 41 milioni di europei non erano in grado di mantenere le loro case adeguatamente calde. Questo è quanto rilevato dal Parlamento

Europeo nel corso di un *Think Tank* sul tema svoltosi il 18 settembre 2023 (Energy poverty in the EU | Think Tank | Parlamento Europeo (europa.eu)), in cui si è efficacemente rilevato che «*la povertà energetica è un fenomeno multidimensionale, che si ritiene causato da una concomitanza di basso reddito, spese energetiche elevate e scarsa efficienza energetica degli edifici*» (la traduzione in italiano è dell'Autore).

Non sorprende pertanto l'attenzione riservata al fenomeno della povertà energetica da parte della Comunità internazionale. In tal senso, il tema ha assunto un ruolo fondamentale nell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite (ONU Italia La nuova Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile (unric.org)), ed in particolare nella SDG 7 («*Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni*»), la quale impone – per l'appunto – la possibilità per tutti di accedere a servizi economici, sostenibili e moderni di energia.

Sul punto, cfr., G. De Maio, *Povertà Energetica e Comunità Energetiche. Criticità e Prospettive per una Transizione Giusta*, Editoriale Scientifica, Napoli, 2024, pp. 18-ss.

Secondo l'A., «*il diritto a un'energia pulita a prezzi accessibili, infatti, dovrebbe essere garantito a ogni cittadino europeo, incoraggiando gli investimenti nell'efficienza energetica per rinnovare il parco immobiliare e creando sistemi specifici di protezione sociale, nonché un mercato efficiente e competitivo in grado di offrire ai consumatori prezzi bassi per l'energia*».

In tal senso, si veda diffusamente, *inter alia*, C. Iaione, E. De Nictolis, *Le Comunità Energetiche tra democrazia energetica e comunanza d'interessi*, in *Diritto e Società*, 4, 2022, pp. 589-639; S.A. Sy, L. Mokaddem, *Energy poverty in developing countries: A review of the concept and its measurements*, in *Energy Research & Social Science*, 2022, 89 (Energy poverty in developing countries: A review of the concept and its measurements - ScienceDirect); R. Miniaci, P. Valbonesi, *La povertà energetica in Italia*, in *Il Mulino*, 4, 2022, pp. 520-ss.; A. Fiorini, *Contrastare la povertà energetica per una transizione inclusiva ed equa*, in *Energia, Ambiente e Innovazione*, 2-3, 2022, pp. 71-ss. (DOI 10.12910/EAI2022-060, Contrastare la povertà energetica per una transizione inclusiva ed equa (enea.it)); M. Jessoula, M. Mandelli, *La povertà energetica in Italia: una sfida ecosociale*, in *il Mulino*, 5, 2019, pp. 747-754; I. Faiella, L. Lavecchia, *Energy Poverty in Italy*, in *Politica Economica*, 1, 2015, pp. 27-76 (DOI: 10.1429/80536).

Con riferimento poi al rapporto tra disuguaglianza economica e povertà energetica in Italia, si veda, *inter alia*, R. Bardazzi, L. Bortolotti, M. G. Paziienza, *To eat and not to heat? Energy poverty and income inequality in Italian regions*, in *Energy Research & Social Science*, 73, 2021 (To eat and not to heat? Energy poverty and income inequality in Italian regions - ScienceDirect); G. Besagni, M. Borgarello, *The Socio-Demographic and Geographical Dimensions of Fuel Poverty in Italy*, in *Energy Research & Social Science*, 49, 2019, pp. 192-203 (The socio-demographic and geographical dimensions of fuel poverty in Italy - ScienceDirect); C. Amenta, L. Lavecchia, *La povertà energetica delle famiglie italiane*, in *Energia*, 2, 2017, pp. 26-33 (La povertà energetica delle famiglie italiane (unipa.it)).

Il fenomeno in argomento, dunque, viene correttamente delineato da A. Grignani, Le

*Comunità di Energia Rinnovabile: utile risorsa per il contrasto alla povertà energetica*, in *Ambiente e Sviluppo*, 2, 2022, pp. 113-ss., secondo cui la povertà energetica è quella «(...) condizione in cui si trova chi non è in grado di far fronte alle spese legate all'utilizzo dei servizi energetici o che non ha un accesso adeguato a questi ultimi».

Sicché, «(...) poiché la povertà energetica è un fenomeno complesso e multifattoriale e la cui misurazione non può essere adeguatamente realizzata considerando un solo parametro, sono state poste in evidenza le difficoltà connesse all'individuazione di una definizione univoca nonché ai fattori che devono essere considerati nell'analisi di tale fenomeno. L'importanza di uno studio multidisciplinare su questo tema si evince altresì dai numeri che indicano quanti soggetti all'Interno dell'Unione Europea e dell'Italia soffrono di povertà energetica. Essi sono, rispettivamente, circa 34 milioni e l'8,8% delle famiglie italiane. L'importanza dello studio di tale tema è dimostrata anche dal fatto che esso sia stato ricompreso tra le priorità politiche dell'Unione Europea».

E dunque, a proposito delle politiche attuate dall'UE rispetto a quanto in argomento, merita particolare attenzione – tra le altre – la recente Raccomandazione 2023/2407/UE del 20 ottobre 2023 (Raccomandazione (UE) 2023/2407 della Commissione, del 20 ottobre 2023, sulla povertà energetica (europa.eu)) in cui viene efficacemente spiegato il ruolo degli Stati membri e le possibili politiche che andrebbero attuate per far fronte a tale fenomeno nell'ottica di una “transizione energetica giusta”.

In particolare, viene evidenziato che «per rispondere alle esigenze delle famiglie in condizioni di povertà energetica, gli Stati membri ricorrono a una combinazione di approcci e di azioni che producono un diverso impatto sui consumatori finali: misure di sostegno dei prezzi che puntano direttamente al prezzo finale dell'energia pagato; regimi di sostegno del reddito che mantengono il segnale del prezzo di mercato e pertanto continuano a erogare incentivi per ridurre il consumo energetico aumentando nel contempo l'accessibilità economica del consumo di energia, e misure più strutturali che affrontano l'accessibilità economica a lungo termine dei regimi energetici. Le misure strutturali affrontano le cause profonde della povertà energetica attraverso investimenti nell'efficienza energetica o nelle fonti di energia rinnovabili; hanno impatti duraturi e sostengono l'obiettivo dell'Unione di una transizione energetica giusta; dovrebbero pertanto essere privilegiate insieme alle misure sociali complementari (...)» (Punto 19).

Per quanto dunque di specifico interesse, le CER – mediante l'autoconsumo di energia – sono in grado di permettere agli utenti economicamente in difficoltà (e dunque non in grado di sostenere le spese dei servizi energetici) di utilizzare l'energia prodotta. Se è pur vero che l'investimento iniziale necessario per la costituzione di una Comunità Energetica potrebbe apparire oneroso, gli oneri potrebbero essere posti a carico dell'amministrazione comunale e – conseguentemente – i costi dei servizi energetici potrebbero essere considerevolmente ridotti consentendo agli utenti finali un accesso adeguato ai servizi energetici.

6. Per un'analisi del suddetto principio, si vedano F. Fracchia, *Lo sviluppo sostenibile. La voce flebile dell'altro tra protezione dell'ambiente e tutela della specie umana*, Editoriale

- Scientifica, Napoli, 2010; M. Antonioli, *Sostenibilità dello sviluppo e governance ambientale*, Giappichelli, Torino, 2016; F. Fracchia, F. Mattosoglio, *Lo sviluppo sostenibile alla prova: la disciplina di via e vas alla luce del d.lg. n. 152/2006*”, in *Riv. Trim. Dir. Pubbl.*, 1, 2008, pp. 121-ss.; M. Bombardelli, *Informatica pubblica, E-Government e sviluppo sostenibile*, in *Riv. It. Dir. Pubbl. Comunit.*, 5, 2002, pp. 991-1028.
7. In questo senso, si veda C. Lauri, *L'ordinamento giuridico della smart city. Sovranità e autonomie urbane*, Jovene Editore, Napoli, 2023. L'A. evidenzia efficacemente che «(...) le tecnologie costituiscono di per sé un fenomeno nuovo e da indagare, in quanto generatrici di dinamiche nuove, di questioni giuridiche nuove, rincorse dal legislatore e dalle pubblica amministrazioni» e, dunque, «(...) la smart city non è semplicemente la città tecnologica, ma è un contesto in trasformazione, avamposto del cambiamento tecnologico, non neutrale, che guida le politiche cittadine – ambientali, economiche, sociali e culturali – ridefinendo l'orizzonte di nuovi traguardi e di nuove sfide».
- Nello stesso senso, cfr., *inter alia*, A. Andreani, F. Bianconi, M. Filippucci, *Smart cities e contratti di paesaggio: l'intelligenza del territorio oltre i sententi urbani*, in *Istituzioni del Federalismo*, 4, 2015, p. 869; M. Annunziato, *La roadmap delle smart cities*, in *Energia, Ambiente e Innovazione*, 4/5, 2012; S. Antoniazzi, *Smart City: diritto, competenze e obiettivi (realizzabili?) di innovazione*, in *Federalismi*, 10, 2019; E. Carloni, *Città Intelligenti e agenda urbana*, in *Munus*, 2, 2016, pp.235-ss.
8. Così AGID – Agenzia per l'Italia digitale, *Architettura per le Comunità Energetiche: visione concettuale e raccomandazioni alla pubblica amministrazione*, 3 ottobre 2012, report pubblicato in attuazione dell'art. 20, co. 1, lett. c), del d.l. n. 179/2012 (consultabili qui).
9. L'espressione si riferisce a schemi avanzati e complessi di generazione distribuita (per l'appunto) – e decentrata – dell'energia, nell'ambito dei quali viene riconosciuto in capo a ciascun soggetto il diritto a produrre (e autoprodurre), consumare, immagazzinare, nonché cedere energia, in forma singola quanto in forma associata.
- Sul punto, il quadro normativo è di per sé complesso: meritevole di menzione è la Direttiva (UE) n. 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (la cd. Direttiva RED II), oltreché la Direttiva (UE) n. 2019/944 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (la cd. “Direttiva Mercato Elettrico”). Sul punto, cfr., C. Iaione, *Legal infrastructure and urban networks for just and democratic smart cities*, in *Italian Journal Of Public Law*, 2, 2019, pp. 747-ss.
10. Si veda a tal proposito il già citato art. 2, punto 18, della Direttiva (UE) 2018/2001, a norma del quale l'espressione “scambi tra pari” (di energia rinnovabile) si riferisce alla «vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. Il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori».
- In tal senso, cfr., J. Murkin *et al.*, *Enabling peer-to-peer electricity trading*, in 4<sup>th</sup>

- International Conference on ICT for Sustainability*, 2016 (DOI:10.2991/ict4s-16.2016.30, consultabile qui).
11. Per una trattazione generale dello specifico tema si veda C. Meloni, *L'infrastruttura tecnologica al servizio delle comunità energetiche*, in *Diritto e Società.*, 4, 2022, p. 9.
  12. A. Galliani, *Innovazioni necessarie per la diffusione delle fonti rinnovabili*, in G. D. Comporti, S. Lucattini (a cura di), *Orizzonti del diritto dell'energia. Innovazione tecnologica, blockchain e fonti rinnovabili*, Editoriale Scientifica, Napoli, 2021, p. 156.
  13. Per una definizione del concetto, si veda quanto affermato dall'International Energy Agency, *Technology Roadmap: Smart Grids*, 2011, pp. 6-ss. (consultabile qui), secondo cui *smart grid* «means an electricity network that can integrate in a cost efficient manner the behaviour and actions of all users connected to it, including generators, consumers and those that both generate and consume, in order to ensure an economically efficient and sustainable power system with low losses and high levels of quality, security of supply and safety». Sul punto, cfr., H. Farhangi, *The Path of the Smart Grid*, in *IEEE Power & Energy Magazine*, 8/1, 2010, pp. 18-28 (DOI: 10.1109/MPE.2009.934876, consultabile qui); V.C. Gungor *et al.*, *Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards*, in *IEEE Transactions on industrial informatics*, 7/4, 2011, pp. 529-539 (DOI: 10.1109/TII.2011.2166794, consultabile qui); X. Fang, S. Misra, G. Xue and D. Yang, *Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey*, in *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 14/4, pp. 944-980 (DOI: 10.1109/SURV.2011.101911.00087, consultabile qui).
  14. In argomento, si veda la definizione elaborata da AGID – Agenzia per l'Italia digitale, *Architettura per le Comunità Energetiche: visione concettuale e raccomandazioni alla pubblica amministrazione*, cit., secondo cui si tratta di una «Tecnologia impiegata nel campo dell'efficienza energetica per la misurazione dei risparmi conseguibili a seguito di interventi di efficientamento. Lo smart metering è un sistema di controllo basato su reti di sensori per il monitoraggio in tempo reale dei consumi di luce, gas e acqua. Grazie alla possibilità di interfaccia con le tecnologie informatiche e di comunicazione, consente di intervenire sugli impianti regolando lo scambio sia di energia sia di informazioni sul funzionamento dell'impianto, offrendo anche la possibilità di intervenire in caso di problematiche o guasti in modalità immediata, senza dover ricorrere all'intervento sul posto».
  15. Con riferimento a tale concetto, si osservi innanzitutto quanto evidenziato dal Considerando 43 della Direttiva 2019/944/UE del 5 giugno 2019 secondo cui «grazie alle tecnologie dell'energia distribuita e alla responsabilizzazione dei consumatori, le comunità energetiche sono divenute un modo efficace ed economicamente efficiente di rispondere ai bisogni e alle aspettative dei cittadini riguardo alle fonti energetiche, ai servizi e alla partecipazione locale. La comunità energetica è una soluzione alla portata di tutti i consumatori che vogliono partecipare direttamente alla produzione, al consumo o alla condivisione dell'energia. Le iniziative di comunità energetica vertono principalmente sull'approvvigionamento a prezzi accessibili di energia da fonti specifiche, come le

*rinnovabili, per i membri o i soci, piuttosto che privilegiare il fine di lucro come le imprese di energia elettrica tradizionali. Grazie alla partecipazione diretta dei consumatori, le iniziative di comunità energetica dimostrano di possedere il potenziale di favorire la diffusione delle nuove tecnologie e di nuovi modi di consumo, tra cui le reti di distribuzione intelligenti e la gestione della domanda, in maniera integrata. Esse possono inoltre aumentare l'efficienza energetica dei consumatori civili e contribuire a combattere la povertà energetica riducendo i consumi e le tariffe di fornitura. La comunità energetica consente inoltre ad alcuni gruppi di clienti civili di prendere parte al mercato dell'energia elettrica, a cui altrimenti potrebbero non essere in grado di accedere. Nei casi di buona gestione, queste iniziative hanno apportato alla comunità benefici economici, sociali e ambientali che vanno oltre i meri benefici derivanti dall'erogazione dei servizi energetici».*

Nello stesso senso, per un'analisi attenta del concetto di "democratizzazione" dell'energia, si veda C. Morris, A. Jungjohann, *Energy democracy. Germany's Energiewende to renewables*, Basingstoke, Palgrave Macmillan, 2016; G. Pepe, *Il modello della democrazia partecipativa tra aspetti teorici e profili applicativi. Un'analisi comparata*, Cedam, Milano, 2020, pp. 40-ss.; U. Allegretti, *Basi giuridiche della democrazia partecipativa in Italia: alcuni orientamenti*, in *Democrazia e diritto*, 3, 2006, pp. 4-ss.; A. Beltran, *Energia e democrazia politica. Qualche spunto storico*, in *Ricerche di storia politica-Quadrimestrale dell'Associazione per le ricerche di storia politica*, 1, 2018, pp. 51-62; V. Smil, *Energy and Civilization: A History*, Mit Press, Cambridge, 2017; G. Osti, *Energia democratica: esperienze di partecipazione*, in *Aggiornamenti sociali*, 68, 2017, pp. 113-ss.

16. La Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni COM(2022) 552 *final* del 18 dicembre 2022 recante "*Digitalizzare il sistema energetico – Piano d'azione dell'UE*" (reperibile qui) ha messo in luce come «*I sistemi energetici collettivi che coinvolgono un'intera comunità, un villaggio o una città possono consentire ai consumatori di connettersi e amplificare la loro interazione potenziale con il sistema elettrico. Tali sistemi potrebbero ad esempio consentire a una comunità di: i) monitorare meglio le prestazioni della comunità in termini di consumo energetico, o ii) condividere i pannelli solari o impegnarsi altrimenti nella condivisione dell'energia o negli scambi tra pari di energia elettrica prodotta da progetti di investimento comuni che possono ridurre la dipendenza della comunità dagli elevati prezzi dell'energia elettrica fissati sul mercato all'ingrosso. La Commissione cercherà di sfruttare al meglio gli strumenti digitali per sostenere le comunità e i regimi di consumo locale di energia elettrica prodotta in loco. La Commissione cercherà inoltre di promuovere la condivisione delle conoscenze sugli strumenti digitali esistenti, utilizzando programmi elaborati tenendo conto delle esigenze dei diversi gruppi demografici*».

Al fine di conseguire tali obiettivi, il Piano ha elaborato due direttrici da cui muovere, ed in particolare (i) «*nel contesto del progetto relativo all'archivio delle comunità energetiche, individuare e stilare un elenco ristretto di strumenti digitali ed elaborare orientamenti sulla condivisione dell'energia e sugli accordi di scambio tra pari. Tali strumenti e orientamenti miglioreranno la comprensione e le competenze dei responsabili politici, delle autorità di*

regolazione e delle comunità locali, in modo che possano sviluppare e sostenere modelli imprenditoriali basati sulle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni (TIC) e sui dati», e (ii) «sviluppare una piattaforma di sperimentazione pionieristica per testare e simulare le comunità energetiche in combinazione con attività innovative quali lo scambio di energia basato sulle blockchain. La piattaforma potrebbe anche aiutare a capire meglio i comportamenti assunti in risposta ai segnali di prezzo per ottimizzare i benefici per le comunità e individuare potenziali ostacoli giuridici, normativi, fiscali o tecnici».

17. È doveroso – stante anche le difficoltà correlate all'utilizzo di tale tecnologia – fornire preliminarmente alcune coordinate. Mi pare interessante menzionare innanzitutto lo studio effettuato dal Digital Chamber che efficacemente ha spiegato come «*In the most basic terms, a smart contract is computer code that programmatically executes transactions in accordance with pre-defined terms. The term "smart contract" was first used by Nick Szabo in 1994 who proposed embedding computer code "in all sorts of property that is valuable and controlled by digital means" to automate the execution of predetermined actions based on pre-programmed parameters. However, it wasn't until the rise of Distributed Ledger Technology ("DLT") and blockchain technology, that smart contracts could operate in an environment that also afforded transparent and independently auditable and verifiable records of their activity*», così Chamber of Digital Commerce, «*Smart Contracts" Legal Primer. Why Smart Contracts Are Valid Under Existing Law and Do Not Require Additional Authorization to Be Enforceable*, gennaio 2018 (consultabile qui).

In questo senso, si veda la descrizione di queste tecnologie operata da G. Remotti, *Blockchain smart contract. Un primo inquadramento*, in *Osservatorio del diritto civile e commerciale*, 2, 2020, pp. 189-228. L'Autore commenta efficacemente il d.l. 14 dicembre 2018, n. 135, conv. in l. 11 febbraio 2019, n. 12, che ha dettato – in maniera del tutto innovativa – sia una definizione di DLT che di *smart contract*.

A norma, infatti, dell'art. 8-ter, co. 1, della citata disposizione, (i) le cd. «tecnologie basate su registri distribuiti» sono «*tecnologie e i protocolli informatici che usano un registro condiviso, distribuito, replicabile, accessibile simultaneamente, architetturealmente decentralizzato su basi crittografiche, tali da consentire la registrazione, la convalida, l'aggiornamento e l'archiviazione di dati sia in chiaro che ulteriormente protetti da crittografia verificabili da ciascun partecipante, non alterabili e non modificabili*», mentre (ii) gli *smart contract* sono identificati invece come «*un programma per elaboratore che opera su tecnologie basate su registri distribuiti e la cui esecuzione vincola automaticamente due o più parti sulla base di effetti predefiniti dalle stesse. Gli smart contract soddisfano il requisito della forma scritta previa identificazione informatica delle parti interessate, attraverso un processo avente i requisiti fissati dall'Agenzia per l'Italia digitale con linee guida da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto*».

Con riferimento ai profili critici connaturati alle disposizioni normative testé richiamate, si veda E. Labella, *Gli smart contract: riflessioni sulle prestazioni "autoesecutive" nel sistema di*

*blockchain*, in *Media Laws – Rivista di Diritto dei Media*, 3, 2020, pp. 32-ss. (consultabile qui).

Infine, allo scopo del presente scritto, si tenga altresì presente che la «*DLT consente la disintermediazione*»; in altre parole, «*Le parti entrano direttamente in contatto fra loro e non c'è un soggetto terzo che possa bloccare l'esecuzione. Operazione (quella dell'inadempimento) che è preclusa anche alle stesse parti. (...) Affidando alla DLT la conclusione dell'accordo e l'esecuzione dello stesso, si impedisce l'inadempimento perché l'uomo non può più intervenire per bloccare l'esecuzione*», così M. R. Maugeri, *Smart Contracts, Smart Grids e Smart Meters: i nuovi orizzonti nel mercato dell'energia e la tutela del consumatore/prosumer*, in G. D. Comporti, S. Lucattini (a cura di), *cit.*, pp. 20.

18. La nozione di *Smart Contracts*, applicazione per eccellenza della *blockchain*, è definita, per l'appunto, nel comma 2 dell'art. 8-ter del d.l. n. 135/2018, convertito in l. n. 12/2019, così come riportato *supra* (cfr. nota 9).

Sul punto, merita di essere menzionata la Risoluzione del Parlamento europeo del 3 ottobre 2018 sulle «*Tecnologie di registro distribuito e blockchain: creare fiducia attraverso la disintermediazione*» (consultabile qui), in cui viene evidenziato – proprio con riferimento agli *smart contracts* – che «*i contratti intelligenti sono un elemento importante abilitato dalle DLT e possono fungere da fattori chiave delle applicazioni decentralizzate; evidenzia la necessità che la Commissione effettui una valutazione approfondita delle potenzialità e delle implicazioni giuridiche, ad esempio i rischi relativi alla giurisdizione; ritiene che il monitoraggio dei casi d'uso sarà utile nello studio delle potenzialità dei contratti intelligenti*» (p.to 36).

In altre parole, prendendo per un attimo in prestito quanto scriveva Szabo nel suo Manifesto, uno *Smart Contract* non è altro che un protocollo di transazione computerizzato che esegue i termini di un contratto, i cui obiettivi principali consistono nell'esecuzione di clausole contrattuali comuni. Così N. Szabo, *Smart Contracts: formalizing and securing relationships on public networks*, in *First Monday*, 2/9, 1997 (DOI: <https://doi.org/10.5210/fm.v2i9.548>).

Tuttavia, osserva la dottrina in argomento, «*gli Smart Contracts sono invece oggi, in generale, protocolli di transizione, che possono riguardare la fase di conclusione ed esecuzione di un contratto, solo di esecuzione di un contratto o anche esecuzioni di protocolli che nulla hanno a che fare con il contratto*». Così M. R. Maugeri, *cit.*

La letteratura in argomento è dunque molto ampia. In tal senso, si vedano, *inter alia*, R. Battaglini, M. Giordano (a cura di), *Blockchain e smart contract. Funzionamento, profili giuridici e internazionali, applicazioni pratiche*, Milano, 2019, Giuffrè; G. Lofaro, *The evolving regulation of blockchain smart contracts looking at public services resilience for the sustainability of the healthcare and agrifood*, in *CERIDAP*, 2, 2024, pp. 281-ss. (DOI: [10.13130/2723-9195/2024-2-41](https://doi.org/10.13130/2723-9195/2024-2-41), consultabile qui); J.A. Triana Casallas, J.M. Cueva Lovelle, J.I. Rodriguez Molano, *Smart contracts with blockchain in the public sector*, in *International Journal of Interactive Multimedia and Artificial Intelligence*, 6/3, 2020 (DOI: [10.9781/ijimai.2020.07.005](https://doi.org/10.9781/ijimai.2020.07.005)); G. Gallone, *Public administration and the challenge*

of contractual automation. Notes on smart contracts, in *European Review of Digital Administration and Law*, 1/1-2, 2020, pp. 179-196 (DOI: 10.4399/978882553896016); C. Robustella, C. E. Papadimitriou, *Spunti ricostruttivi in tema di “smart contracts”, tra innovazione tecnologica e regola giuridica*, in *P.A. Persona e Amministrazione*, 1, 2022, pp. 963-995 (consultabile qui);

F.C. Iaione, F. Da Silva Ranchordas, S. Hina, *Smart public law. Automation and decentralisation of public power: smart contracts and the blockchain as stepping stones for a digital and polycentric good administration?*, in *Italian Journal of Public Law*, 2, 2021, pp. 1-32 (consultabile qui); F. Di Ciommo, “Blockchain, smart contract”, *intelligenza artificiale (AI) e “trading” algoritmico: ovvero, del regno del non diritto*, in *Rivista degli infortuni e delle malattie professionali*, 1, 2019, pp. 1-36 (consultabile qui).

19. Con riferimento alle intersezioni tra *blockchain* e fornitura di energia, si veda tra tutti V. Cappelli, *Blockchain e fornitura di energia. Riflessioni in materia di responsabilità tra decentralizzazione e tutela dei consumatori*, in *Osservatorio del diritto civile e commerciale*, 2, 2019, pp. 335-364 (DOI: 10.4478/95650).

Come è stato già rilevato in precedenza, le *smart grids* rappresentano – come affermato altresì dall’Autrice – quella particolare «architettura tecnologica» che permette una larga diffusione, nonché il coordinamento, delle fonti di energia rinnovabile. Appare dunque possibile delineare una decentralizzazione omnicomprensiva anche con riferimento ai rapporti tra gli operatori del mercato. Pertanto, la gestione delle transizioni energetiche tramite *blockchain* può avere un ruolo fondamentale.

A tal proposito – con specifico riferimento al mercato dell’energia – l’A. spiega efficacemente che «Sebbene non esista una precisa definizione di blockchain, a causa delle numerose tipologie diffuse nella prassi, si può affermare che con questo termine si indica una piattaforma che non si avvale dell’uso di intermediari per la gestione e la conclusione di rapporti di scambio che si svolgono in ambiente digitale. L’utilizzo di questa tecnologia rende possibili le transazioni all’interno di un network composto da soggetti che non si conoscono e tra i quali non si è instaurato alcun tipo di rapporto fiduciario. Diversamente da quanto accade in un registro centralizzato, affidato alla gestione e al controllo di un singolo amministratore, in un sistema di registri decentralizzati i dati sono archiviati presso ogni nodo della rete».

Sul punto, si veda D.A. Zetzsche, R.P. Buckley, D.W. Arner, *The Distributed Liability of Distributed Ledgers: Legal Risks of Blockchain*, in *University of Illinois Law Review*, 2018, pp. 1361-1371 (consultabile qui).

Da ultimo, con riguardo all’utilizzo della *blockchain* e degli *Smart Contracts* nel settore energetico, si rimanda alla relativa letteratura di settore, tra cui merita menzione, *inter alia*, K. Biswas, V. Muthukumarasamy, *Securing Smart Cities Using Blockchain Technology*, in *2016 IEEE 18th International Conference on High Performance Computing and Communications; IEEE 14th International Conference on Smart City; IEEE 2nd International Conference on Data Science and Systems (HPCC/SmartCity/DSS)*, 2016, pp. 1392-1393, (DOI: 10.1109/HPCC-SmartCity-DSS.2016.0198, consultabile qui); E.

- Mengelkamp, B. Notheisen, C. Beer, *et al.*, *A blockchain-based smart grid: towards sustainable local energy markets*, in *Comput Sci Res Dev*, 33, 2018, pp. 207-214 (DOI: <https://doi.org/10.1007/s00450-017-0360-9>, consultabile qui); C. Pop, T. Cioara, M. Antal, I. Anghel, I. Salomie, M. Bertoncini, *Blockchain Based Decentralized Management of Demand Response Programs in Smart Energy Grids*, in *Sensors(Basel)*, 2018 (consultabile qui); A. Kumari, U. Chintukumar Sukharamwala, S. Tanwar, MS. Raboaca, *et al.*, *Blockchain-Based Peer-to-Peer Transactive Energy Management Scheme for Smart Grid System*, in *Sensors(Basel)*, 2022 (consultabile qui); C. Amenta, E. Riva Sanseverino, C. Stagnaro, *Regulating blockchain for sustainability? The critical relationship between digital innovation, regulation, and electricity governance*, in *Energy Research & Social Science*, 76, 2021 (<https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102060>).
20. In materia, la Delibera ARERA n. 300/2017/R/EEL del 5 maggio 2017, recante “*Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo*”, costituisce il primo atto dell’Autorità in cui si permetteva – si fa per dire – l’apertura del mercato ai cd. servizi di dispacciamento anche ai soggetti non abilitati a operare sulle ordinarie sezioni del mercato elettrico nazionale.
- Efficacemente, D. Cimmino, *Le potenzialità delle distributed ledger e degli smart contracts applicati ai local energy markets per lo scambio dei flussi energetici*, in G. D. Comporti, S. Lucattini (a cura di), *cit.*, p. 48, mette in luce come le unità di produzione e di consumo cd. “non rilevanti” possano in realtà essere abilitate alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento su base aggregata, «*nel rispetto di opportuni criteri di localizzazione geografica, concorrendo a formare dei punti di dispacciamento per unità virtuale abilitate (UVA), distinti per unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), unità abilitate miste (UVAM) e unità virtuali nodali (UVAN)*».
- Appare dunque evidente – come d’altronde sottolineato anche dall’A. – che un approccio centralizzato utilizzato nei sistemi di alimentazione tradizionali non è percorribile, dal momento che il *prosumer* e gli utenti attivi intendono prendere parte alle transazioni energetiche e, dunque, l’unico approccio utile all’uopo è proprio quello decentralizzato basato su sistemi transattivi (TES) e transazioni energetiche *peer-to-peer*.
- In tale siffatto contesto, come evidenziato in precedenza, proprio la tecnologia DLT – basata su *blockchain* – rappresenta l’unica soluzione percorribile volta a favorire l’utilizzo degli *Smart Contracts* tra *prosumer* e utenti attivi.
21. L’intento del legislatore eurounitario e nazionale è stato quello di promuovere ed implementare il ruolo del consumatore energetico da cittadino passivo a cittadino attivo produttore di energia. Il termine *prosumer* si riferisce, infatti, all’utente che non si limita soltanto ad assolvere al ruolo passivo di consumatore (*consumer*), bensì partecipa (attivamente) alle diverse fasi del processo produttivo (*producer*): il *prosumer* – energetico, naturalmente – è colui che possiede, ad esempio, un proprio impianto di produzione di

energia, della quale però ne consuma solo una quota parte; la rimanente può essere immessa in rete e scambiata con consumatori fisicamente (o meno) prossimi al *prosumer* medesimo.

Sulla figura del consumatore energetico (e sulla relativa evoluzione), si vedano, *inter alia*, a L. Ruggeri, *La protezione del consumatore energetico nel quadro regolatorio italo-europeo*, cit.; C. Acosta, M. Ortega, T. Bunsen, B. Koirala, A. Ghorbani, *Facilitating energy transition through energy commons: an application of socio-ecological systems framework for integrated community energy systems*, in *Sustainability*, 10/2, 2018, pp. 366-ss. (<https://doi.org/10.3390/su10020366>, consultabile qui); A. Aquili, *Comunità Energetiche: l'evoluzione del quadro regolatorio europeo e italiano*, in *Diritto e Società*, 4, 2022, pp. 799-ss. (in particolare, § 2.2. *Il prosumer: nuovo protagonista del sistema energetico*).

Inoltre, per un'analisi attenta della figura del *prosumer* nel contesto delle Comunità Energetiche, si veda diffusamente G. Argirò, *L'evoluzione del quadro normativo europeo e italiano sulle comunità energetiche rinnovabili*, cit. (in particolare, § 2.4. *I soggetti attivi e la forma giuridica delle comunità energetiche*).

Da ultimo – ancora su siffatta figura analizzata però da una prospettiva pubblicistica – si veda quanto affermato da R. Miccù, M. Bernardi, *Premesse ad uno studio sulle Energy communities: tra governance dell'efficienza energetica e sussidiarietà orizzontale*, cit., secondo cui i *prosumer* «sono strumentali all'obiettivo pubblicistico di integrazione del mercato energetico, promuovendo rapporti non (più) trilaterali, ma orizzontali, stante la possibilità di scambiare l'elettricità autoprodotta direttamente tra privati, favorendo l'incontro tra domanda e offerta e la riduzione delle asimmetrie informative».

22. Appare opportuno soffermarsi brevemente sul funzionamento di questi strumenti digitali. La loro diffusione è strettamente correlata alle tecnologie DLT utilizzate nel settore della finanza strutturata.

In argomento, v. R. Fava, *La nuova forma di "incorporazione" digitale degli strumenti finanziari*, in *Banca Borsa Titolo di Credito*, 1, 2024, pp. 118-ss. spiega efficacemente che «Con il termine *token* si intende una scritturazione informatica in grado di conferire diritti o assets digitali e più precisamente "a piece resembling a coin issued for use (as for fare on a bus) by a particular group on specified terms"».

Sussistono svariate tipologie di *token* – prosegue l'A. – «classificabili in funzione dell'uso che di essi può essere fatto e al tipo di diritto nei medesimi incorporato».

In questo scritto, con il termine *token* ci si riferirà allo strumento digitale rappresentante i dati (i.e., quota dell'energia prodotta in eccesso) che il partecipante alla CER può vantare in virtù della sussistenza di una relazione di esclusività con riguardo ad un determinato bene (quota parte dell'energia, per l'appunto), ovvero esigere una prestazione determinata nei confronti di un altro soggetto determinato (immaginiamo l'utente che necessita di acquistare energia).

Da un punto di vista squisitamente tecnico, il *token* – afferma l'A. – «va quindi tenuto distinto dal "bene" o dalle

*utilità che esso rappresenta (i c.d. metadata)», mentre dal punto di vista giuridico, «il token altro non è che un documento digitale “crittografico”, inteso come la rappresentazione digitale incorporante una posizione giuridica su un bene o una pretesa nei confronti dell'emittente».*

In argomento, circa la corretta identificazione della nozione di *token*, si vedano a C. Sandei, *Initial Coin Offering e appello al pubblico risparmio*, in M. Cian, C. Sandei (a cura di), *Diritto del Fintech*, CEDAM WKI, Padova, 2020, pp. 280-ss.; G. Gitti, *Emissione e circolazione di criptoattività tra tipicità e atipicità nei nuovi mercati finanziari*, in *Banca Borsa Titoli di Credito*, 1, 2020, pp. 13-40.

Da ultimo, con riferimento alle diverse tipologie di *token* esistenti, la letteratura di settore evidenzia la presenza di tre categorie distinte in base alla funzione collegata allo strumento digitale, ed in particolare (i) *currency token*: strumenti concepiti per assolvere a funzioni di pagamento, (ii) *utility token*: strumenti che attribuiscono al detentore il diritto all'uso di determinati prodotti o servizi o l'accesso a funzioni messe a disposizione direttamente dall'emittente, e infine (iii) *security token*: strumenti che presentano una componente di investimento e conferiscono al loro possessore il diritto di esigere prestazioni patrimoniali e l'esercizio di diritti amministrativi nei confronti dell'emittente.

In questo senso, si veda A. Davola, *Blockchain e Smart Contract as a Service: prospettive di mercato a criticità normative delle prestazioni BaaS e SCaaS alla luce di un'incerta qualificazione giuridica*, in *Diritto Industriale*, 2, 2020, pp. 147-ss.; A. Sestino, G. Guido, A. M. Peluso, *Non-Fungible Tokens (NFTs). Examining the Impact on Consumers and Marketing Strategies*, Springer, 2022.

23. D. Cimmino, *Le potenzialità delle distributed ledger e degli smart contracts applicati ai local energy markets per lo scambio dei flussi energetici*, cit.
24. Per un interessante inquadramento della questione si veda G. Strazza, *Le comunità energetiche come comunità di dati*, in *Diritto e Società*, 4, 2022, pp. 691-ss.

Con riferimento alla gestione dei dati, si veda G. Carullo, *Gestione, fruizione e diffusione dei dati dell'Amministrazione*, Torino, 2017, Giappichelli Editore, oltreché E. Carloni, *La qualità delle informazioni pubbliche. L'esperienza italiana nella prospettiva comparata*, in *Riv. Trim. Dir. Pubbl.*, 1, 2009, pp. 155-ss. e S. D'Ancona, *Trattamento e scambio di dati e documenti tra pubbliche amministrazioni, utilizzo delle nuove tecnologie e tutela della riservatezza tra diritto nazionale e diritto europeo*, in *Riv. Trim. Dir. Pubbl. Communit.*, 3, 2018, pp. 587-ss.

In ultima battuta, non può essere sottaciuta la questione relativa al trattamento dei suddetti dati. Basti riflettere sul fatto che, attraverso l'accumulo di elementi che esprimono le abitudini energetiche degli utenti, ci si imbatte nella riflessione circa la legittimità del relativo trattamento e dei meccanismi di profilazione che ne derivano, incidendo il tal senso la normativa GDPR.

In argomento si veda, fra i tanti, a G. Carullo, *Dati personali e fini pubblici: dubbi di compatibilità europea del Codice Privacy*, in *CERIDAP*, da fascicolare, 2024 (DOI:

- 10.13130/2723-9195/2024-3-3, consultabile qui) e G. Carullo, *Gestione, fruizione e diffusione dei dati dell'Amministrazione*, cit.
25. Il riferimento è alla piattaforma SolarCoin (SolarCoin), piattaforma che permette oggi giorno quanto descritto. Interessanti sono le dichiarazioni d'intenti, ai sensi dei quali «*We distribute SolarCoin as a reward to solar installations. When the value and price of a SolarCoin exceed the production cost of the energy, it becomes effectively free – an event we call the Solarity. As of today, cryptocurrencies are worth over US\$2 trillion. Most of that value was distributed in exchange for carbon-intensive crypto mining. What if it was given out to people who produced energy for free? Our goal and 40-year mission since 2014 is to incentivize solar electricity production by rewarding the generators to reduce the cost of electricity production. Solar energy is now produced at below US\$12/MWh on some parts of the planet, and the cost keeps dropping. SolarCoin builds a foundation for the global energy transition by rewarding solar producers with an energy-referenced currency*».
26. A proposito dell'energia che una CER può vendere (immaginiamo dunque che fornisca un servizio di fornitura di energia, per l'appunto), vi è un ulteriore spunto di ricerca che mi sembra essere dirimente per la materia oggetto d'analisi e che vorrei, dunque, sottoporre qui ad esame e riflessione.
- Risulta infatti interessante domandarsi ove il fenomeno descritto in precedenza possa presentare una qualche incidenza sulla nozione di “servizio di distribuzione dell'energia elettrica” che – come noto – è un “servizio di interesse economico generale” (SIEG), cioè quell'interesse generale erogato o suscettibile di essere erogato dietro corrispettivo economico sul mercato rispetto a quelli di interesse generale (ovvero sia, i SIG).
- I SIEG sono, infatti, quelle attività di produzione di beni e servizi che – in termini generali – non sarebbero svolte dal mercato senza un intervento pubblico, o sarebbero svolte a condizioni differenti in termini, a titolo d'esempio, di accessibilità fisica ed economica, continuità, *et similia*.
- In siffatto contesto, presupponendo che la CER svolga attività qualificabile come SIEG (generazione, distribuzione e fornitura di energia) e attività economiche (commercio, come la vendita), parrebbe possibile trovarsi dinnanzi ad una modifica del concetto stesso di servizio di interesse pubblico in questo ambito.
- In argomento, soprattutto in materia di concorrenza e aiuti di stato, tra gli altri, v. A. Rosanò, *L'influenza dell'acquis communautaire in materia di concorrenza e aiuti di stato nell'ambito della comunità dell'energia: copia conforme all'originale o work in progress?*, in *Diritto del Commercio Internazionale*, 4, 2022, pp. 995-ss.
- Più in generale, si veda, *ex multis*, E. Bruti Liberati, *La regolazione pro-concorrenziale dei servizi pubblici a rete. Il caso dell'energia elettrica e del gas naturale*, Giuffrè, Milano, 2006; F. Giglioni, *L'accesso al mercato nei servizi di interesse generale*, Giuffrè, Milano, 2008; S. Torricelli, *Il mercato dei servizi di pubblica utilità. Un'analisi a partire dal settore dei servizi a rete*, Giuffrè, Milano, 2008.
27. In argomento si veda, tra gli altri, C. Iaione, *Le politiche pubbliche al tempo della sharing economy: nell'età della condivisione il paradigma del cambiamento è la collaborazione*, in

M. Bassoli, E. Polizzi (a cura di) *Le politiche della condivisione. La sharing economy incontra il pubblico*, Giuffrè, Milano, 2016; D. Di Sabato, *Progredire tornando all'antico: gli scambi nella sharing economy*, in D. Di Sabato, A. Lepore (a cura di), *Sharing economy. Profili giuridici*, Edizioni Scientifiche Italiane, Napoli, 2018; V. Hatzopoulos, *The Collaborative Economy under Eu Law*, Bloomsbury Publishing, Oxford, 2018; S.R. Miller, *First Principles for Regulating the Sharing Economy*, in *Harvard Journal on Legislation*, 53, 2016, pp. 51-ss.

28. Il riferimento, nel caso di specie, è all'autoproduzione distribuita su scala locale.
29. Si veda a tal proposito la nota §5 del presente contributo.