

Le comunità energetiche rinnovabili

di Simone Lucattini

1. Il nuovo paradigma della generazione distribuita

La nazionalizzazione dell'industria elettrica, come noto, è stata operata attraverso la legge n. 1643 del 1962, con l'istituzione dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (ENEL). A distanza di un trentennio, con la liberalizzazione, accompagnata dalla creazione di un regolatore indipendente, si assiste alla moltiplicazione dei soggetti operanti lungo la filiera e alla privatizzazione degli *ex* monopolisti, ma la struttura oggettiva del sistema energetico non conosce sostanziali mutamenti. Un cambio di paradigma si realizzerà, soltanto in tempi recenti, 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). Ciò implica la 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. Bisogna, 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*.

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. 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 (c.d. 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 di questo 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.

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 c.d. *prosumer*: crasi che sta a indicare un consumatore che dispone anche di proprie unità di generazione), 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 dirette¹, 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*, 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*. In questo rinnovato scenario, gli enti locali sembrano poter tornare "al centro" rispetto al precedente paradigma del servizio pubblico a rete, tutto a proiezione nazionale. 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, c.d. 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. 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"². 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.

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*».

2. L'evoluzione del quadro regolatorio

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*

¹Cfr. 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*».

²Cfr. L. CUOCOLO, *Il ruolo degli enti locali nella promozione e nella costituzione delle comunità energetiche rinnovabili*, in L. CUOCOLO – P.P. GIAMPELLEGINI – O. GRANATO, *Le comunità energetiche rinnovabili*, Milano, 2023, 48.

*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.

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.

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, 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. 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.

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.

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. 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)³, 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.

3. PPP e CER

La collaborazione tra pubblico e privato tipica del PPP può trovare feconda applicazione nella 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.

³Alle 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.

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 richieda, 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 evidenzii 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»*.

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, rendono, in concreto, complessa 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. 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»*.

Nel partenariato la parte pubblica e quella privata collaborano in maniera flessibile per il raggiungimento di un obiettivo comune. 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»*⁴. In quest’ottica, va

⁴Così la relazione del Consiglio di Stato allo “Schema definitivo di Codice dei contratti pubblici” del 7 dicembre 2022.

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»*⁵.

Se la pubblica amministrazione è, infatti, chiamata a svolgere un ruolo di coordinamento e indirizzo, vigilanza e controllo, 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. 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 dei contratti pubblici del 2023.

(04 febbraio 2025)

⁵Secondo quanto disposto dall'art. 63 del Codice.