

# **Il modello realizzativo delle comunità energetiche rinnovabili “CER pubbliche” in partenariato pubblico privato**

**Prime riflessioni sui modelli e sulla allocazione dei rischi**



**Ragioneria  
Generale  
dello Stato**

*Ispettorato Generale per  
La Contabilità e la Finanza  
Pubblica*



## SOMMARIO

ABSTRACT .....	1
Introduzione generale sulla Comunità Energetica e sui soggetti che la compongono. .....	3
1) Il ruolo dei soggetti che partecipano alla CER, e il suo “carattere aperto”. .....	6
2) L’Autonomia e la Democraticità della CER.....	10
3) Le finalità della CER e le attività che può svolgere. ....	10
4) Riflessioni circa la partecipazione alla CER di soggetti pubblici, e le conseguenze dell’accesso della CER a finanziamenti pubblici.....	15
1. La costituzione della CER attraverso il modello concessorio .....	17
1.0. <i>La Comunità energetica rinnovabile (CER)</i> .....	17
1.1 <i>La CER ad iniziativa pubblica (con asset a tariffazione sulla Pubblica Amministrazione)</i> .....	18
1.2. <i>Il contratto di concessione</i> .....	25
1.3 <i>Il finanziamento dell’investimento</i> .....	28
1.4 <i>Flussi finanziari dell’operazione e sostenibilità del progetto</i> .....	30
1.5 <i>Successiva entrata nella CER di soggetti pubblici e privati</i> .....	32
1.6 <i>Le modifiche del rapporto concessorio</i> .....	33
1.7 <i>Le altre forme di CER ad iniziativa privata</i> .....	35
2. Contributi, incentivi e redditi da vendita dell’energia.....	39
2.0 <i>Premessa</i> .....	39
2.1 <i>Incentivi in c/energia e tariffa incentivante “TIP”</i> .....	40
2.2 <i>Il contributo di valorizzazione per l’energia auto consumata</i> .....	46
2.3 <i>I contributi in conto capitale</i> .....	50
2.3.1 <i>Contributi finanziati dal PNRR</i> .....	50
2.3.2 <i>Altri Contributi in conto capitale</i> .....	52
2.4 <i>I ricavi da mercato</i> .....	53
3. <i>Gli altri incentivi per le CER (Conto Termico e TEE)</i> .....	55
3.0 <i>Il Conto Termico 3.0</i> .....	55

<b>3.1 I titoli energetici .....</b>	<b>67</b>
<b>3.2 Il credito di imposta di cui alla misura Transizione 5.0 .....</b>	<b>69</b>
<b>4. Rischi e profili contabili delle CER in PPP .....</b>	<b>71</b>
<b>4.0 Il rischio di costruzione, disponibilità e domanda .....</b>	<b>71</b>
<b>4.0.1 Il rischio di costruzione e il rischio di finanziamento .....</b>	<b>72</b>
<b>4.0.2 Il rischio di disponibilità .....</b>	<b>73</b>
<b>4.0.3 Il rischio di domanda e il rischio energia .....</b>	<b>74</b>
<b>4.0.4 Rischio di partecipazione alla CER.....</b>	<b>74</b>
<b>4.1 Profili di contabilizzazione on-off balance .....</b>	<b>76</b>
<b>4.2 La matrice dei rischi e l'allocazione dei rischi tra le parti .....</b>	<b>76</b>
<b>5. Conclusioni .....</b>	<b>78</b>
<b>6. Appendice normativa - Il quadro normativo delle CER in generale .....</b>	<b>80</b>
<b>LA NORMATIVA EUROPEA.....</b>	<b>80</b>
<b>LA DISCIPLINA NAZIONALE .....</b>	<b>83</b>
<b>ULTERIORI NORME NAZIONALI .....</b>	<b>85</b>
<b>LE LEGGI REGIONALI.....</b>	<b>89</b>
<b>DECRETI MINISTERIALI .....</b>	<b>89</b>
<b>LA DISCIPLINA ATTUATIVA .....</b>	<b>92</b>
<b>TABELLE RIASSUNTIVE DEGLI INCENTIVI CER .....</b>	<b>99</b>

## ABSTRACT

Con il presente documento si intende offrire alle Pubbliche Amministrazioni e agli utenti uno strumento di approfondimento e di analisi delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER): un istituto introdotto inizialmente nell'ordinamento europeo con la Direttiva UE n. 2018 del 2001 (c.d. RED II) e recepito in Italia attraverso la disciplina di cui al decreto legislativo dell'8 novembre 2021, n. 199, con l'obiettivo di promuovere il consumo (e in particolare l'autoconsumo) di energia da fonti rinnovabili e raggiungere i *target* di decarbonizzazione entro gli anni 2030 e 2050.

Le CER rappresentano un modello organizzativo innovativo di partecipazione attiva dei cittadini, enti pubblici e privati nella produzione, condivisione e autoconsumo di energia da fonti rinnovabili, perseguendo altresì finalità ambientali, sociali e di redistribuzione economica, senza perseguire profitti finanziari come scopo primario.

Il tal senso, il documento esplora innanzitutto i tratti fondamentali delle CER, evidenziando il loro carattere aperto e democratico, l'autonomia giuridica che le caratterizza e la potenzialità di coinvolgimento di una pluralità di soggetti (persone fisiche, PMI, enti pubblici anche territoriali, associazioni, ecc.).

Vengono quindi analizzati i diversi ruoli di “*consumer*” e “*prosumer*” all'interno della CER, i meccanismi di *governance* e le attività economiche realizzabili dalla Comunità stessa, come – oltre alla produzione di energia rinnovabile – gli ulteriori interventi di efficienza energetica, i servizi di ricarica per veicoli elettrici, attività commerciali energia-correlate, purché sempre in coerenza con le finalità mutualistiche e sociali che costituiscono i presupposti della CER stessa.

Il principale *focus* del documento è quindi dedicato alla costituzione e alle modalità di funzionamento delle CER recanti la partecipazione di Pubbliche Amministrazioni, specie enti pubblici territoriali, attraverso l'utilizzo di strumenti della contrattualistica pubblica per la costituzione e gestione delle CER a mezzo di rapporti di Partenariato Pubblico - Privato (PPP) e secondo il modello concessorio. Pertanto, si esaminano le implicazioni normative, economiche e contabili dell'utilizzo del PPP e della Concessione, anche alla luce del Codice dei Contratti Pubblici (decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36, da ultimo modificato con il decreto legislativo del 31 dicembre 2024, n. 209, c.d. correttivo al Codice), e al Testo Unico delle Società Pubbliche di cui al decreto legislativo del 19 agosto 2016, n. 175, sottolineando l'importanza di un'adeguata allocazione dei rischi e di una motivazione analitica delle scelte della PA per garantire la sostenibilità finanziaria e la coerenza con i principi di efficienza, efficacia, economicità e trasparenza dell'azione pubblica.

Proponendo soluzioni dirette a ottimizzare la costituzione e gestione delle CER in PPP si approfondisce l'analisi dei rischi operativi (costruzione, disponibilità, domanda) e dei profili di contabilizzazione “*on-off balance*” per le Pubbliche Amministrazioni concedenti, specie laddove intenzionate a partecipare e aderire alla configurazione della CER medesima.



Inoltre, il documento approfondisce il sistema incentivante disciplinato dalla legislazione previsto nell'ambito delle CER e della realizzazione di interventi correlati all'efficientamento energetico e alla produzione energetica da fonti rinnovabili, includendo riferimenti alla Tariffa Premio (TIP), al contributo di valorizzazione per l'energia autoconsumata ed a ulteriori contributi in conto capitale, come quelli finanziati dal PNRR per i Comuni con meno di 50.000 abitanti.

Infine, un'ampia appendice normativa offre un quadro dettagliato della disciplina europea e nazionale in materia di Comunità Energetiche Rinnovabili, avendo altresì cura di focalizzare l'attenzione sul raffronto tra normativa nazionale e regionale, nonché sulla normativa di attuazione, demandata nello specifico alle regole operative del GSE e di ARERA.

Nel complesso il documento si propone come uno strumento di orientamento per le Amministrazioni Pubbliche, gli operatori privati e gli studiosi, allo scopo di stimolare riflessioni e buone pratiche in merito alle strategie per implementare con successo le CER, valorizzando le opportunità di cooperazione pubblico-privata in PPP e contribuendo al perseguimento della transizione energetica sostenibile.



## Introduzione generale sulla Comunità Energetica e sui soggetti che la compongono.

La “Comunità Energetica” (fin dall’inizio con l’appellativo di “Rinnovabile” – CER) è un istituto introdotto nell’ordinamento europeo con la Direttiva UE del 21 dicembre 2018, n. 2001 (c.d. Direttiva RED II) nell’ambito delle misure previste per la promozione delle forme di energia da fonti rinnovabili, e per il conseguimento dei *targets* di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra assunti in occasione dell’Accordo di Parigi del 2015: il *target* europeo è infatti concentrato sulla decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e sulla successiva completa decarbonizzazione al 2050.

Affermata la rilevanza dei consumatori nel processo di transizione energetica, l’obiettivo eurounitario è quello di sostenere la partecipazione attiva dei cittadini, e più in generale dei clienti finali, introducendo “modelli di partecipazione a complessità crescente”, nonché definendo e disciplinando normativamente l’autoconsumo singolo, collettivo e in forma di Comunità Energetica.

Proprio con riguardo alla Comunità Energetica la predetta disciplina sovranazionale è stata successivamente affiancata dalla Direttiva UE del 14 giugno 2019, n. 944 relativa alla normazione del mercato interno dell’energia elettrica (quindi in termini generali, e senza una diretta connessione alla condivisione di energia da fonti rinnovabili) e che introduce il ruolo di “cliente attivo” anche per la “Comunità Energetica dei Cittadini” – CEC.

Le predette direttive, nell’ordinamento interno, risultano da ultimo recepite e attuate rispettivamente a mezzo del decreto legislativo dell’8 novembre 2021, n. 199 (*“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 del decreto legislativo n. 210, anch’esso dell’8 novembre 2021 (*“Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l’adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell’energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE”*).

Pertanto, in sede applicativa e nonostante le differenti finalità delle normative in questione, riguardando i richiamati decreti sia le Comunità Energetiche in senso lato (CEC) sia le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), i due testi vanno coordinati in un’ottica unitaria: ad es. entrambe le norme fanno riferimento al “cliente finale”<sup>1</sup> (definito nella Direttiva UE n. 944 del 2019 quale “il cliente che acquista energia elettrica per uso

---

<sup>1</sup> La definizione di “cliente finale energetico” si ricava dall’articolo 2, comma 5, del decreto legislativo n. 79 del 1999, decreto a mezzo del quale si liberalizzò il mercato elettrico italiano, e ove si legge: “il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio”.





*proprio*”), ma sotto il diverso profilo del cliente finale che diviene “cliente attivo” sul mercato dell’energia (decreto legislativo n. 201 del 2021), anche in forma di CEC, e del cliente finale che diviene anche “autoconsumatore di energia rinnovabile” e che può organizzarsi in forma di CER (decreto legislativo n. 199 del 2021).

Volendo individuare i tratti fondamentali della Comunità Energetica Rinnovabile, nell’ambito del Capo I “*Configurazioni di Autoconsumo e Comunità Energetiche Rinnovabili*”, del Titolo IV, del decreto legislativo n. 199 del 2021, all’articolo 31 si legge che: “1. *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;*

*b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l’esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente 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 amministrazioni locali contenute nell’elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall’Istituto Nazionale di Statistica (di seguito: ISTAT) secondo quanto previsto all’articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a);*

*c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l’attività commerciale e industriale principale;*

*d) 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)”.*

Si segnala che, da ultimo, in forza dell’articolo 1-Bis, del decreto-legge 28 febbraio 2025, n. 19, convertito con modificazioni nella legge 24 aprile 2025, n. 60 (recante “*Misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza*”), sono state modificate le lettere b) e d), dell’articolo 31, comma 1, del richiamato decreto legislativo n. 199 del 2021.

Il testo riformato dispone quindi che: “*b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo i cui soci o membri possono essere persone fisiche, PMI, anche partecipate da enti territoriali, associazioni, aziende territoriali per l’edilizia residenziale, istituzioni pubbliche di assistenza e beneficenza, aziende pubbliche di servizi alla persona, consorzi di bonifica, enti e organismi di ricerca e formazione, enti religiosi, enti del Terzo settore e associazioni di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali individuate*





*nell'elenco delle amministrazioni pubbliche predisposto dall'Istituto nazionale di statistica (ISTAT) ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196" e "d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta e volontaria, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo fa capo ai soggetti di cui alla lettera b) che sono situati nel territorio in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a)".*

Analogo tenore definitorio lo si ricava, con riferimento alla c.d. Comunità Energetica dei Cittadini, all'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 210 del 2021, specie per quanto riguarda i soggetti, pubblici o privati che possono costituirne i membri o soci.

Si osservi che entrambe le normative nazionali si concentrano sull'elencazione dei soggetti che esercitano i poteri di controllo su CER e CEC, ma entrambe le Direttive UE recepite sono chiare nel precisare che detto controllo è esercitato da soggetti che sono membri o soci della comunità stessa, sicché si ricava, per induzione, la tipologia dei soggetti che possono riunirsi a far parte della Comunità Energetica Rinnovabile in esame:

- a) persone fisiche;
- b) PMI: ossia microimprese, piccole imprese o medie imprese quali definite all'articolo 2, dell'Allegato della Raccomandazione 2003/361/CE della Commissione europea. Peraltro, stante l'ultima modifica legislativa, rientrano anche le PMI partecipate da enti territoriali;
- c) associazioni con personalità giuridica di diritto privato;
- d) aziende territoriali per l'edilizia residenziale;
- e) istituzioni pubbliche di assistenza e beneficenza;
- f) aziende pubbliche di servizi alla persona;
- g) consorzi di bonifica;
- h) enti e organismi di ricerca e formazione;
- i) enti religiosi;
- j) enti del Terzo settore;
- k) associazioni di protezione ambientale;
- l) nonché le amministrazioni locali individuate nell'elenco delle amministrazioni pubbliche di cui alla c.d. Lista S13 redatta da ISTAT.

Tutti soggetti che controllano la CER devono essere situati negli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione dell'energia da fonti rinnovabili (di cui al comma 2, lettera a).

Sempre dall'articolo 31, del decreto legislativo n. 199 del 2021 si ricavano indicazioni operative della CER, chiarendosi che (comma 2): *"ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità"* (e ciò *"fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità energetica può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità*



*di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1").*

Infatti, *“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'eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione”* (e sotto tale ultimo profilo, al momento dell'eventuale vendita dell'energia tramite la rete, la CER acquista la veste di “cliente attivo” sul mercato nelle forme della CEC di cui al decreto legislativo n. 210 del 2021).

Deve certamente tenersi in considerazione che la natura giuridica che la CER può assumere è una tematica estremamente tecnica e complessa, nonché ampia, e che presuppone – a monte – pure una limitazione dell'indagine a uno specifico insieme di CER in ragione della loro centralità e del prioritario interesse da queste rappresentato, ossia le CER dotate di una struttura tale da poter accedere agli incentivi attualmente stanziati a livello nazionale.

Il requisito fondamentale è che ciascuna CER deve avere una propria soggettività giuridica, distinta da ciascuno dei propri membri (articolo 31, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021), e ciò anche quale elemento di differenziazione dal diverso sistema di autoconsumo collettivo di cui all'articolo 30, comma 2, del decreto legislativo n. 199 del 2021, laddove vi siano almeno due autoconsumatori all'interno del medesimo edificio o condominio e che possono accedere ai contributi GSE senza dover costituire un nuovo soggetto giuridico.

Inoltre, si consideri che una CER può risultare di nuova costituzione o come trasformazione di un soggetto giuridico già esistente, attraverso la modificazione dell'atto costitutivo dello stesso in applicazione degli articoli 42-*bis* e 2498 del codice civile.

### **1) Il ruolo dei soggetti che partecipano alla CER, e il suo “carattere aperto”.**

La CER deve essere un soggetto giuridico di tipo collettivo, trattandosi di una “configurazione di autoconsumo” in cui sono aggregati una pluralità di “clienti finali”: dovrà trattarsi quindi di ente partecipato, con o senza personalità giuridica, ma con soggettività giuridica, ossia – come chiarito sopra – la capacità di essere titolare di situazioni giuridiche soggettive in modo autonomo rispetto a quello dei membri o componenti, e dev'essere dotato di un'organizzazione (di persone/mezzi, nonché di un patrimonio) e di propri organi; inoltre, come si dirà approfonditamente, quale obiettivo principale non deve avere lo scopo di lucro.

Le CER possono essere partecipate, rispettivamente, solo da soggetti pubblici e/o solo da soggetti privati, oppure essere partecipate sia da soggetti pubblici che privati contemporaneamente.

La partecipazione del soggetto pubblico o privato ad una CER può avvenire secondo due



forme sensibilmente differenti: quale semplice *consumer*, ossia consumatore di energia condivisa da fonti rinnovabili; oppure quale *prosumer*, ossia un termine che è la combinazione delle parole “produttore” (*producer*) e “consumatore” (*consumer*) e utilizzato per descrivere un soggetto che agisce sia come produttore che come consumatore di energia da FER (fonti energetiche rinnovabili).

Se per un verso il partecipante *consumer* è considerato semplicemente come un utente finale dell’energia da fonte rinnovabile condivisa nella CER, il soggetto *prosumer* è titolare di impianti FER e quindi risulta oltre che consumatore pure produttore di energia da fonti rinnovabili, e li mette a disposizione del consumo energetico della CER.

Infatti, dopo che il *prosumer* utilizza l’energia autoprodotta per soddisfare le proprie esigenze energetiche, e se l’energia prodotta supera detto consumo, l’eccesso di energia – tramite l’immissione alla rete elettrica – è destinato al consumo energetico (virtuale) della CER cui il medesimo *prosumer* partecipa.

Ciò che risulta fondamentale, alla luce della distinzione sopra evidenziata e in ragione del richiamo proprio al “cliente finale” che ha “il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili” ai sensi dell’articolo 31, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021, è che il ruolo di consumatore di energia condivisa da fonti rinnovabili è il requisito trasversale tra i membri della CER, accumulati tutti dal fatto di essere appunto *consumers*, e solo eventualmente anche *prosumers* titolari di un impianto di produzione FER che partecipa alla condivisione virtuale dell’energia nella CER in cui rientrano<sup>2</sup>.

Quanto alla partecipazione alla CER si osserva, altresì, che l’articolo 32, del decreto legislativo n. 199 del 2021 (“*Modalità di interazione con il sistema energetico*”) precisa che i rapporti attraverso i quali i “clienti finali” si organizzano nella CER devono essere regolati mediante un contratto di diritto privato che assicuri agli stessi il mantenimento dei loro diritti, tra cui quello di scegliere il proprio venditore (ossia il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato), e quello di poter recedere in qualsiasi momento dalla Comunità, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato

<sup>2</sup> Il “cliente finale” è definito all’articolo 2, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come “il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio” nell’ambito delle “norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”; per contro, l’articolo 30, del decreto legislativo n. 199 del 2021, individua il “cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile” (comma 1), il quale “a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo: ... (e) b) vende l’energia elettrica rinnovabile autoprodotta e può offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore”. Ancora diversamente, l’articolo 31, del medesimo decreto n. 199 del 2021, precisa che “I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili”: si ricava, quindi, indirettamente dalla lettura del comma 1 e del comma 2, della norma richiamata, che la condizione comune a tutti i membri della CER è quella di essere “consumatori di energia”, ma in talune contingenti circostanze possono anche essere produttori della stessa energia consumata. A tal fine si cita riassuntivamente il comma 2, ove dispone che: “Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni: a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all’articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell’energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità; b) 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; c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l’energia prodotta ...”.



per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, e che devono comunque risultare equi e proporzionati.

Si sottolinea che proprio ai sensi dell'articolo 32, comma 1, lettera a), del decreto richiamato, i consumatori energetici membri della CER *“mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore”*.

La CER è altresì caratterizzata, anche a livello organizzativo, da uno spirito e uno scopo mutualistico: è data infatti per presupposta la bilateralità, imperniata su scambi mutualistici e quindi prestazioni, tra la CER e i suoi membri partecipanti, al punto che questi ultimi acquisiscono il diritto a specifici benefici (oggetto di differenziata regolazione per ciascuna CER al momento della sua costituzione) in cambio della condivisione della produzione energetica (da impianti FER messi a disposizione dai membri stessi), ma soprattutto del loro consumo di energia condivisa da fonti rinnovabili.

La CER, come precisato dalla normativa sia europea sia nazionale, è caratterizzata dalla *“partecipazione aperta”*, poiché è considerato un diritto del cliente finale quello di aderire e partecipare alla CER, quanto dalla possibilità di abbandonare la configurazione (c.d. recesso *ad nutum*). Tuttavia, ciò non deve portare a ritenere che la partecipazione *“aperta”* coincida con una partecipazione *“libera”*, intesa come libertà in ingresso e in uscita, senza sottostare ad alcuna regola o condizione.

Infatti, sotto un profilo di puro fatto e di rilievo economico, la stabilità della CER come soggetto giuridico e la sua sostenibilità nell'assumere obbligazioni verso i terzi sarebbero profondamente lese laddove la partecipazione al soggetto collettivo avvenisse *“liberamente, e senza regole”*: la variabilità continua della compagine associativa impedirebbero alla stessa CER di dotarsi un'adeguata struttura organizzativa e di essere in grado di programmare e porre in essere investimenti finanziari.

Peraltro, sotto un profilo più strettamente giuridico, è la stessa Direttiva UE n. 2001 del 2018 a stabilire che la partecipazione può essere soggetta a *“condizioni o procedure”*, purché queste non siano *“ingiustificate o discriminatorie”* (articolo 22, comma 1: *“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”*).

Dunque, l'atto costitutivo della CER può ben prevedere particolari condizioni per l'ingresso o l'uscita dalla comunità, in quanto dirette a garantirne la stabilità quale soggetto giuridico. Il limite è che dette condizioni non devono risultare *“ingiustificate”*, ossia devono risultare ragionevoli e proporzionali, e non devono essere *“discriminatorie”*: è possibile, infatti, prescrivere condizioni differenziate a seconda delle possibili categorie di membri, purché le medesime condizioni si applichino uniformemente a tutti i componenti della medesima categoria, risultando quindi eque e proporzionate.



Pertanto, la CER può prevedere statutariamente la categoria dei membri corrispondenti ai poveri energetici<sup>3</sup> e, qualora in possesso dei requisiti fissati nello Statuto e abbiano adempiuto agli obblighi connessi (es. il versamento di un eventuale conferimento minimo), è tenuta ad ammetterne la partecipazione.

Inoltre, è la stessa richiamata Direttiva UE (cfr. Considerando n. 71) a specificare che “... *La partecipazione ai progetti di energia rinnovabile dovrebbe essere aperta a tutti i potenziali membri locali sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori* ...”: sicché è richiesta la predeterminazione dei criteri in questione negli atti di costituzione della CER e di autoregolazione, così come la loro formulazione in modo tale da risultare obiettivi, ossia riconnessi a presupposti di ordine tecnico, oppure tali da non lasciare un'incontrollata discrezionalità all'organo decisionale della CER circa la valutazione delle richieste di accesso o di recesso dalla medesima.

In ragione di quanto sopra precisato e alla luce dei possibili utenti interessati alla partecipazione alla CER risulterebbe opportuna la regolamentazione da parte della medesima CER, e inserita negli atti costitutivi, anche della ripartizione dei benefici ottenuti dai contributi GSE in base al consumo energetico dei membri secondo criteri prestabiliti.

Ciò che, infatti, risulta precluso alla CER è l'imposizione di requisiti sproporzionati e/o iniqui all'accesso dei potenziali membri (ad es. l'imposizione di eccessivi conferimenti d'ingresso, senza alcuna adeguata valutazione delle diverse tipologie e categorie dei soggetti partecipanti).

Allo stesso modo, può essere sottoposto a condizioni il recesso dei membri dalla CER (ma non statutariamente escluso il relativo diritto): laddove la partecipazione alla CER sia prevista come vincolata per un determinato termine minimo, e sia stata effettuata una compartecipazione agli investimenti realizzati dalla medesima, l'uscita del membro dalla compagine può ben essere subordinata anche al pagamento di un importo equo e proporzionato agli investimenti in parola.

Alla luce di quanto sopra, risulta fondamentale comprendere che gli atti costitutivi della CER – specie in ragione del disposto dell'articolo 31, comma 1, lettera d), del decreto legislativo n. 199 del 2021 – devono consentire l'accesso in qualità di membri a tutte le categorie di soggetti consumatori di energia precedentemente elencati (con rinvio all'articolo 31, comma 1, lettera b), del richiamato decreto): ciò comporta la garanzia della (almeno potenziale) diversità dei membri della CER, senza alcuna possibilità *a priori* di esclusione di talune categorie di consumatori in favore di altre.

<sup>3</sup> La disciplina statutaria menzionata nel testo deve essere concepita in modo promozionale per i poveri energetici, almeno quando partecipino alla CER le amministrazioni locali, così da rendere la CER uno strumento che concorra a realizzare l'uguaglianza sostanziale di cui all'articolo 3, comma 2, della Costituzione; in tal senso, si rammenta l'articolo 31, comma 1, lettera d), del decreto legislativo n. 199 del 2021 e, seppur con riguardo alla sola disciplina delle CEC, anche l'articolo 11, comma 7, del decreto legislativo n. 210 del 2021. A tal riguardo si cita altresì il considerando n. 67 della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili quanto indicato dall'articolo 22 lettera f) ove si statuisce che “la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili”.





Peraltro, le caratteristiche sopra descritte rimangono inalterate anche a fronte della introdotta modifica proprio alle lettere b) e d), del richiamato articolo 31, comma 1, in ragione della novella legislativa di cui all'articolo 1-Bis, del decreto-legge 28 febbraio 2025, n. 19, convertito con modificazioni nella legge 24 aprile 2025, n. 60, recante *“Misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza”*.

## **2) L'Autonomia e la Democraticità della CER.**

Ai sensi dell'articolo 31, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021, la CER *“è un soggetto di diritto autonomo”*: è normativamente stabilita la caratteristica dell'autonomia della CER.

Occorre, tuttavia, fare riferimento alla Direttiva UE n. 2001 del 2018, recepita attraverso tale decreto, per comprenderne gli estremi, e in particolare si richiama il Considerando n. 71: *“per evitare gli abusi e garantire un'ampia partecipazione, le comunità di energia rinnovabile dovrebbero poter mantenere la propria autonomia dai singoli membri e dagli altri attori di mercato tradizionali che partecipano alla comunità in qualità di membri o azionisti o che cooperano con altri mezzi, come gli investimenti”*.

È quindi percepibile che il requisito dell'autonomia sia motivato dall'obiettivo di *“evitare gli abusi e garantire un'ampia partecipazione”*.

Alcune precisazioni in merito al richiamato principio democratico appaiono d'obbligo poiché, all'interno di una CER, in ragione della sua potenziale composizione variegata circa le categorie di membri aderenti, dev'essere tanto garantita la prerogativa di ogni tipologia di membro di partecipare alla *“vita organizzativa”* della CER, tanto considerata la configurazione della singola CER in concreto: e così, dev'essere certamente valorizzata la partecipazione degli enti pubblici all'interno della CER, non solo e non tanto in ragione degli investimenti pubblici dagli stessi effettuabili o della messa a disposizione di impianti FER realizzati attraverso contratti di diritto pubblico, ma soprattutto, per il loro ruolo di tutela e di finalizzazione alla realizzazione di interessi pubblici (laddove trattasi di Enti Territoriali, addirittura quali portatori esponenziali degli interessi generali della collettività stabilita sul territorio). Si ritiene, pertanto, che le prerogative pubblicistiche degli enti, appunto, pubblici debbano essere tutelate all'interno dell'organizzazione statutaria della CER, ad esempio con specifici poteri di veto sulle decisioni e deliberazioni dell'organo di controllo della CER qualora contrari agli interessi pubblici perseguiti o lesivi degli equilibri di bilancio dell'ente medesimo.

## **3) Le finalità della CER e le attività che può svolgere.**

La CER, nel perseguimento delle proprie finalità statutarie e nell'esercizio delle attività



economiche che ha stabilito di intraprendere, è retta dalla condivisione energetica tra i propri membri e dall'autoconsumo energetico.

Non costituisce condizione imprescindibile il fatto che la stessa CER sia titolare di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (impianti FER), poiché la normativa è chiara nello stabilire che ciò che rileva, ai fini della condivisione energetica e appunto l'autoconsumo, sono gli impianti (almeno uno) *“nella disponibilità e sotto il controllo della comunità”* (articolo 31, comma 2, lettera a), del decreto legislativo n. 199 del 2021): ciò comporta che, qualora la CER non sia proprietaria degli impianti FER, deve aver stipulato appositi accordi negoziali con il produttore di energia titolare di impianti, affinché lo stesso gestisca i medesimi *“nel rispetto degli accordi definiti con la comunità per le finalità della comunità energetica rinnovabile e nel rispetto di quanto previsto dalle norme di riferimento”* (cfr. Paragrafo 1.2.2, del *“DECRETO CACER e TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR”*, c.d. *“Regole GSE”*), affinché la CER possa beneficiare dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili, e metterla in condivisione tra i propri membri (auto)consumatori.

Gli scenari possibili che si profilano circa l'autoproduzione energetica vedono quindi le seguenti alternative:

- a) la CER è proprietaria di tutti gli impianti FER;
- b) gli impianti FER sono tutti di proprietà dei singoli membri della CER;
- c) gli impianti FER sono tutti di proprietà di soggetti terzi non membri della CER (le richiamate Regole li individuano come “produttori terzi”, appunto, non membri), e che mettono a disposizione della medesima i propri impianti;
- d) gli impianti FER sono di titolarità mista (della CER, dei membri partecipanti, di soggetti terzi).

Con riguardo proprio ai produttori terzi, si consideri che le grandi imprese non possono essere membri della CER (articolo 31, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021), ma possono essere produttori terzi di energia nella misura in cui mettono a disposizione, e sotto il controllo, della CER gli impianti FER di loro proprietà, e ciò anche qualora trattasi di imprese che esercitano come attività economica o professionale principale, o esclusiva, la produzione e scambio dell'energia elettrica (cfr. Regole GSE, Paragrafo 1.2.2.4).

Come anticipato, tratto fondamentale della CER è la condivisione di energia da fonti rinnovabili tra i propri membri al fine dell'autoconsumo energetico (fisicamente o virtualmente): pertanto, la produzione energetica può anche provenire da soggetti terzi, mentre il consumo energetico dev'essere prerogativa dei membri della CER.

Si consideri, infatti, l'articolo 31, comma 2, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021, ove si stabilisce che: *“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”.*

La definizione di “energia elettrica condivisa” nella CER è rilevabile all’articolo 1.1, lettera t), del TIAD, ove si legge: “è, in ogni ora e per l’insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l’autoconsumo diffuso, il minimo tra l’energia elettrica immessa ai fini della condivisione e l’energia elettrica prelevata ai fini della condivisione ...”; mentre occorre guardare all’“energia elettrica autoconsumata” per conoscere quale energia elettrica condivisa acceda alla tariffa premio di cui ai contributi GSE (di cui si parlerà ampiamente in seguito), ed essa è definita all’articolo 1.1, lettera r), del TIAD come segue: “è, per ogni ora, l’energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria” ed è relativa alla sola energia immessa da impianti di produzione che siano ciascuno di potenza non superiore a 1 MW e la cui potenza complessiva sia per almeno il settanta per cento proveniente da impianti entrati in esercizio dal 16 dicembre 2021<sup>4</sup>.

La ragione dell’introduzione dell’istituto delle CER non si esaurisce però nella loro attività di “autoproduzione”, “condivisione” e “autoconsumo” di energia da fonti rinnovabili, ma si sostanzia nelle finalità sociali e ambientali che possono essere realizzate attraverso la sua potenzialità aggregativa e alla pervasività sul territorio da parte della comunità stessa.

Detto aspetto dev’essere approfonditamente analizzato.

Innanzitutto, quanto sopra precisato permette di comprendere che alla CER è precluso di perseguire uno scopo lucrativo, in via esclusiva o prioritaria (riferimento alla finalizzazione alla realizzazione e ripartizione degli utili, ai sensi dell’articolo 2247 del codice civile).

Anche in coerenza con la Direttiva UE n. 2001 del 2018, il decreto legislativo n. 199 del 2021 che alla stessa dà recepimento e attuazione, stabilisce all’articolo 31, comma 1, lettera a), 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”.*

Una concreta ricaduta giuridica della non lucratività, è che risulta preclusa la costituzione di una CER in forme societarie che, ai sensi del richiamato articolo 2247 c.c., perseguono prevalentemente scopo della produzione e ripartizione tra i soci di un utile.

Come specificato anche da altre fonti risulta, in tal senso, possibile la costituzione di una CER nella forma giuridica di:

- a) società cooperativa a mutualità prevalente (ai sensi dell’articolo 2513, c.c.);

<sup>4</sup> Inoltre, ai sensi del Paragrafo 1.2.1.2, delle Regole GSE, i suddetti impianti devono comunque essere entrati in esercizio dopo la “regolare costituzione della CER” posto “che lo statuto/atto costitutivo della CER rispetti tutte le indicazioni contenute” nelle Regole stesse.

- b) società cooperativa a mutualità non prevalente, ma con clausole statutarie che, nonostante l'articolo 2545-*quinquies* c.c., risultano conformi ai requisiti di cui all'articolo 2514 c.c.;
- c) società con qualifica di impresa sociale<sup>5</sup>, in conformità al decreto legislativo n. 112 del 2017.

Le finalità sociali e ambientali tutelate dal richiamato decreto legislativo n. 199 del 2021 trovano riflesso anche nel contesto della ripartizione dei contributi pubblici GSE, sussistendo il limite imperativo di cui all'articolo 3, comma 2, lettera g), del decreto ministeriale n. 414 del 2023 del MASE: *“le CACER assicurano, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica, ...che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale di cui all'Allegato I, 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; ...”*.

L'importanza della disposizione citata si rinviene nel suo evidenziare la destinazione sociale che deve assumere la ripartizione, in tutto o in parte, della tariffa premio: la CER è chiamata a destinare la parte eccedentaria delle risorse pubbliche ricevute a titolo di contributo (ossia l'importo della tariffa premio che eccede il *“valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale di cui all'Allegato I”*) ai membri consumatori non imprenditori, oppure per la realizzazione di finalità sociali con esternalizzazioni positive sui territori ove sono ubicati gli impianti FER in condivisione, così dandosi contenuto proprio all'obiettivo principale della CER declinato all'articolo 31, comma 1, lettera a), del decreto legislativo n. 199 del 2021, come il fornire benefici ambientali, economici e sociali nelle aree in cui opera la comunità stessa.

Si è già evidenziato, oltretutto, che le predette finalità sociali risultano ancora più sentite e rilevanti laddove la partecipazione alla CER veda membri soggetti pubblici, specie se enti territoriali, in ragione del perseguimento degli interessi pubblici della cittadinanza, anche e soprattutto in termini di uguaglianza sociale, nonché di sostegno ai *“poveri energetici”*.

Alla luce di quanto precisato si sottolinea che non è prescritta *a priori* alcuna ripartizione obbligatoria dei contributi pubblici GSE o di altri benefici economici dalla CER ai propri membri, e trattasi di un aspetto che sarà variamente regolamentato negli atti costitutivi delle comunità.

La CER, nonché tutti o parte dei suoi partecipanti, sono mossi da interessi pubblici (si pensi, nuovamente, alla partecipazione degli enti pubblici), e dunque la CER potrebbe essere organizzata in modo tale da individuare soggetti anche esterni alla comunità come destinatari di vantaggi sociali e ambientali. A titolo esemplificativo, si immagini una CER costituita in forma di associazione con autoproduzione di energia elettrica che disponga

<sup>5</sup> La società è considerata impresa sociale non lucrativa anche qualora disponga la distribuzione ai soci degli utili e degli avanzi di gestione entro i limiti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 112 del 2017.



di destinare quota parte dei propri ricavi, provenienti dai contributi pubblici oppure dalle altre attività esercitate, per il sostegno economico di persone bisognose differenti dai propri associati, o per la realizzazione *pro bono* di attività di interesse generale a favore della comunità locale ove la CER opera.

Al momento della costituzione della CER, e pure al momento della scelta della forma giuridica che detta CER andrà ad assumere, occorre domandarsi quale equilibrio o prevalenza si intende perseguire tra lo scopo mutualistico (condivisione di benefici tra la CER e i propri membri) e lo scopo sociale e non economico innanzi descritto.

Pertanto, avendo chiarito quali siano gli scopi che la CER persegue, è opportuno approfondire la tipologia di attività che essa può esercitare per raggiungere gli obiettivi stabiliti (economici, sociali, ambientali, ecc.).

Rilevanti precisazioni, circa il profilo delle attività esercitabili, si ricavano dal decreto legislativo n. 199 del 2021 che, all'articolo 31, comma 2, lettera f), prescrive: *“nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a) (ossia “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”. Ndr), la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità”*.

Volendo schematizzare, la citata normativa consente alla CER di organizzarsi al fine dell'esercizio delle seguenti attività di rilevanza economica:

- a) produzione di energia da diversificate fonti rinnovabili, da destinare in condivisione al consumo dei propri membri;
- b) promuovere interventi integrati di domotica;
- c) promuovere interventi di efficienza energetica (es. contratti c.d. EPC *Energy Performance Contracts*);
- d) offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri;
- e) assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio (si ritiene sia sottinteso il riferimento al prodotto “energia”);
- f) offrire servizi ancillari e di flessibilità.

Tratto comune a tutte le attività elencate è quello di essere, nella sostanza, “attività energia-correlate”, al punto da potersi ricavare che l'obiettivo della normativa, tanto europea tanto nazionale di recepimento, sia quello di istituire una CER che svolga attività economiche correlate alla produzione e/o scambio di energia (ci si riferisce sempre alla valorizzazione economica dell'energia eccedentaria rispetto a quella condivisa e consumata dai membri all'interno della CER), al fine di perseguire le finalità mutualistiche e/o sociali ambientali, a favore degli stessi membri o di soggetti esterni alla CER.



La CER è quindi ammessa a svolgere anche attività economica e commerciale, ma solo in via secondaria e subordinata alla condivisione-autoconsumo energetico, e sempre per le finalità pattuite in sede costitutiva conformi all'articolo 31, comma 1, lettera a), del richiamato decreto legislativo n. 199 del 2021, affinché non venga svilito lo scopo ultimo del legislatore, né dirottate le risorse pubbliche verso scopi non attinenti a quelli previsti dalla Direttiva Comunitaria.

#### **4) Riflessioni circa la partecipazione alla CER di soggetti pubblici, e le conseguenze dell'accesso della CER a finanziamenti pubblici.**

Si è detto che la CER, ai sensi dell'articolo 31, del decreto legislativo n. 199/2021, può essere composta tanto da persone fisiche e da soggetti di diritto privato (microimprese, piccole imprese o medie imprese, peraltro anche partecipate da enti territoriali; associazioni), quanto da soggetti di diritto pubblico, quali aziende territoriali per l'edilizia residenziale, istituzioni pubbliche di assistenza e beneficenza, aziende pubbliche di servizi alla persona, consorzi di bonifica, enti e organismi di ricerca e formazione, enti religiosi, enti del Terzo settore e associazioni di protezione ambientale, nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche di cui alla c.d. Lista S13 redatta da ISTAT.

È importantissima la funzione aggregatrice e di impulso alla costituzione della CER che può essere svolta da un soggetto pubblico, ma è altrettanto fondamentale considerare che la partecipazione stessa del soggetto pubblico nella CER comporta delle conseguenze, anche sull'attività esercitata dalla medesima.

Fermo quanto detto in ordine all'assenza dello scopo lucrativo, si considerino le ipotesi di fattispecie di costituzione (iniziale) della CER da parte del soggetto pubblico nelle forme della c.d. "società pubblica", oppure di eventuale adesione del soggetto pubblico a una CER già costituita e in forma societaria, nei limiti già indicati (cfr. paragrafo 3): tali concrete situazioni vedrebbero, nello specifico, l'applicazione del decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175 quale Testo Unico in materia di Società a Partecipazione Pubblica (c.d. TUSP). Tale rilievo, come si approfondirà di seguito, non è certo sfuggito alla Corte dei conti.

Il TUSP viene in evidenza dal momento che (articolo 3): *"1. Le amministrazioni pubbliche possono partecipare esclusivamente a società, anche consortili, costituite in forma di società per azioni o di società a responsabilità limitata, anche in forma cooperativa"*; sicché, qualora la CER sia stata costituita, oppure l'ente pubblico stesso intenda costituirla, nelle forme societarie predette, la disciplina da applicarsi, tra l'altro con riferimento alle finalità (articolo 4), agli oneri di motivazione analitica (articolo 5), ai principi di organizzazione e gestione della società e delle partecipazioni, pubbliche e private, nonché in relazione ai poteri e agli organi di controllo, è costituita anche dalle regole dettate dal decreto legislativo richiamato (congiuntamente alla normativa specifica e speciale, nonché a quella generale del codice civile).



Si consideri, ad esempio, che tra le finalità perseguibili mediante l'acquisizione e la gestione di partecipazioni pubbliche, di cui all'articolo 4 del TUSP, è stabilito al comma 7 che: *“Sono altresì ammesse le partecipazioni nelle società aventi per oggetto sociale prevalente la gestione di spazi fieristici e l'organizzazione di eventi fieristici, la realizzazione e la gestione di impianti di trasporto a fune per la mobilità turistico-sportiva eserciti in aree montane, nonché la produzione di energia da fonti rinnovabili”*.

Di particolare rilievo, come precisato dalla Corte dei conti (Corte dei conti, Sez. Reg. Toscana, Deliberazione n. 77 del 2023), sono gli oneri di motivazione analitica e di sottoposizione al parere (obbligatorio, ma non vincolante) della medesima Corte – previa trasmissione dell'atto all'AGCM e alla Corte stessa – dei provvedimenti deliberativi di costituzione o di acquisto, anche indiretto, di partecipazione in società già costituite, ai sensi dell'articolo 5 del TUSP.

La Corte ha infatti evidenziato che l'attività istruttoria amministrativa e, successivamente, la motivazione dell'atto deliberativo del soggetto pubblico devono dare analiticamente conto della necessità della (costituzione o partecipazione nella) società per il perseguimento delle attività istituzionali dell'ente (richiamato articolo 4 TUSP), evidenziando i profili di convenienza economica e di sostenibilità finanziaria (Corte dei conti, Sez. Riunite, Deliberazione n. 16 del 2022; Corte dei conti, Sez. Reg. Friuli Venezia Giulia, Deliberazione n. 52 del 2023; Corte dei conti, Sez. Reg. Lombardia, Deliberazione n. 137 del 2023), così come quelli: di compatibilità della scelta con i principi di efficienza, efficacia ed economicità dell'azione amministrativa; di valutazione comparativa con la gestione diretta o externalizzata del servizio svolto dalla società (ossia che ne costituisce l'oggetto sociale prevalente); di comparazione dell'intervento finanziario con la normativa europea in materia di aiuti di stato alle imprese e di tutela della concorrenza.

Inoltre, la Corte dei conti ribadisce l'onere di sottoposizione dello schema di atto deliberativo di costituzione societaria o di partecipazione ad adeguate e prestabilite forme di consultazione pubblica.

La Corte ha avuto modo di evidenziare anche che la scelta effettuata dal Comune, ossia la costituzione di una società consortile a responsabilità limitata per le finalità di cui all'articolo 31, del decreto legislativo n. 199 del 2021, risulta soddisfacente sotto il solo punto di vista del rispetto del criterio dell'autonomia; difetta, invece, della garanzia di ulteriori criteri, primo fra tutti, la partecipazione libera e volontaria dei membri della comunità<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Secondo la Corte la tipologia societaria prescelta, ossia la società consortile, è disciplinata dall'articolo 2615-Ter c.c.; essa, a differenza dei consorzi, viene definita come vera società commerciale che persegue lo scopo sociale tipico del contratto di consorzio (articolo 2602 c.c.), attraverso le regole civilistiche dettate per il tipo societario prescelto. Nell'ambito di questa cornice, la Corte pone in luce che le società consortili sono strutture societarie c.d. “a capitale fisso”, ossia tipologie societarie ove l'ingresso di nuovi soci può avere luogo attraverso modalità di: i) trasferimento della partecipazione già in circolazione in quanto detenuta da un socio; ii) delibera di aumento di capitale anche mediante offerta di quote di nuova emissione a terzi e sottoscrizione dello stesso (o di una parte) ad opera del nuovo socio, da liberarsi mediante conferimento in denaro o natura, con modifica dell'atto costitutivo. Tale panoramica collide fortemente con il quadro delineato e voluto dal legislatore nazionale ed europeo; la CER



Risulta opportuna, da ultimo, una riflessione in merito al fatto che la CER stessa, una volta costituita e laddove partecipata da soggetti pubblici, potrebbe essere tenuta ad applicare la disciplina del Codice dei Contratti Pubblici di cui al decreto legislativo n. 36 del 2023 nei confronti dei terzi con i quali intrattiene rapporti contrattuali (ad es. la CER esternalizza a un terzo la manutenzione degli impianti FER nella disponibilità della medesima).

Si ritiene che la CER, quale soggetto autonomo di diritto privato, potrebbe essere tenuta ad applicare la normativa sulle procedure a evidenza pubblica laddove risulti qualificabile come “Organismo di Diritto Pubblico”.

## 1. La costituzione della CER attraverso il modello concessorio

### 1.0. La Comunità energetica rinnovabile (CER)

Come chiarito, il modello generale delle CER prevede il coinvolgimento di una serie di soggetti privati e/o pubblici, i quali costituiscono un soggetto giuridico per produrre energia elettrica attraverso fonti rinnovabili come gli impianti fotovoltaici (articolo 31, del decreto legislativo n. 199 del 2021). Quest’ultimi possono essere condivisi, come nel caso di una centrale fotovoltaica o eolica a disposizione della collettività, oppure individuali, come per esempio un sistema fotovoltaico installato sul tetto di una casa, di un’azienda, di una sede di un’Amministrazione Pubblica o di un condominio. In questo modo i consumatori passivi (*consumer*) si trasformano in consumatori attivi e produttori (*prosumer*), in quanto sono dotati di un proprio impianto per la generazione di energia elettrica per l’autoconsumo, cedendo la parte di energia in eccesso ad altri soggetti. In teoria, i membri della CER possono mettere a disposizione impianti di produzione di energia rinnovabile o superfici a beneficio della CER (si tenga presente che l’articolo 31, comma 2, lettera d, del decreto legislativo n. 199 del 2021 prevede il limite del 30% degli impianti già esistenti). La CER è disciplinata da una regolazione piuttosto flessibile che rende astrattamente possibili una molteplicità di modelli.

---

*viene concepita come “entità giuridica autonoma caratterizzata da un alto livello di fluidità in ingresso e uscita dei soci, con una significativa riduzione degli oneri amministrativi” (Corte dei Conti, Sez. Toscana, Delibera n. 77 del 2023). Alternativamente al modello societario potrebbe essere scelto un modello riconducibile all’ambito del c.d. “non profit”. Come già anticipato, vengono in rilievo i modelli offerti dal Testo Unico del Terzo Settore, di cui al decreto legislativo n. 117 del 2017. Ai sensi dell’articolo 4, di detto TU: “Sono enti del Terzo settore le organizzazioni di volontariato, le associazioni di promozione sociale, gli enti filantropici, le imprese sociali, incluse le cooperative sociali, le reti associative, le società di mutuo soccorso, le associazioni, riconosciute o non riconosciute, le fondazioni e gli altri enti di carattere privato diversi dalle società costituiti per il perseguimento, senza scopo di lucro, di finalità civiche, solidaristiche e di utilità sociale mediante lo svolgimento, in via esclusiva o principale, di una o più attività di interesse generale in forma di azione volontaria o di erogazione gratuita di denaro, beni o servizi, o di mutualità o di produzione o scambio di beni o servizi, ed iscritti nel registro unico nazionale del Terzo settore”. In relazione a tali modelli occorre preliminarmente verificare la loro compatibilità con la partecipazione pubblica. Appaiono utilizzabili, ad esempio i modelli dell’impresa sociale di cui al decreto legislativo n. 112 del 2017 e della fondazione in partecipazione.*





La Pubblica Amministrazione<sup>7</sup> può quindi ricoprire diversi ruoli nell'ambito della CER:

- a) può, tramite specifico contratto di partenariato pubblico privato, nella formula della concessione di costruzione e gestione con un operatore privato scelto mediante procedura competitiva, installare e mantenere impianti sulle superfici di propria appartenenza, promuovere la costituzione della CER, rendere disponibili gli impianti e condividere con la stessa l'energia prodotta (*prosumer*);
- b) mettere a disposizione dell'operatore privato, scelto sempre mediante procedura competitiva, le proprie superfici per l'installazione di impianti dietro la corresponsione di un corrispettivo (canone concessorio) stante lo sfruttamento economico dell'*asset* riconosciuto all'operatore privato in via di esclusiva. Il Privato, attraverso un apposito vincolo formulato alla costituzione del diritto di superficie, o tramite altro accordo negoziale, sarà tenuto a mettere gli impianti a disposizione della o delle CER costituite o in via di costituzione<sup>8</sup>. Il concessionario sarà tenuto alla installazione e alla manutenzione degli impianti a proprie spese;
- c) Cedere il diritto di superficie direttamente alla CER<sup>9</sup> sulle aree di proprietà dietro erogazione di un corrispettivo e con partecipazione agli incentivi ove la P.A. partecipi anche in qualità di consumatore: alla CER spetterà il compito di installare e mantenere gli impianti.

### **1.1 La CER ad iniziativa pubblica (con asset a tariffazione sulla Pubblica Amministrazione)**

Qualora la Pubblica Amministrazione decida di promuovere la costituzione della CER attraverso propri impianti e faccia ricorso all'istituto del partenariato pubblico privato per l'affidamento in concessione al privato delle attività di installazione, gestione degli impianti, è necessario fare alcune ipotesi di base:

<sup>7</sup> O più Pubbliche Amministrazioni legate da accordi e/o convenzioni ai sensi dell'articolo 62, comma 9, del decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36.

<sup>8</sup> Si richiama quanto indicato dall'articolo 30, del decreto legislativo n. 199 del 2021, che prevede: "Un cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile:

a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo:

1) realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale. In tal caso, l'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile;...".

Si richiama altresì quanto previsto dall'articolo 31, comma 2, lettera a): "Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità...".

<sup>9</sup> Tramite, ad esempio, una manifestazione di interesse.





- a) Il **fondatore** della CER è il soggetto pubblico che fattivamente e concretamente promuove la realizzazione della CER anche attraverso bandi e/o manifestazioni di interesse. In questa ipotesi è rappresentato da enti locali/Pubbliche Amministrazioni eventualmente insieme a soggetti privati, come previsto dall'articolo 31, comma 1, lettera b)<sup>10</sup>, del decreto legislativo n. 199 del 2021. La partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili. Per quanto riguarda le piccole e medie imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale (articolo 31, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 199 del 2021). L'ente locale/Pubblica Amministrazione concedente può fondare la CER anche in nome e per conto o per espressa delega da parte degli altri enti locali/Pubbliche Amministrazioni. Il socio, od i soci, fondatore procede secondo le regole specifiche della forma associativa prescelta, alla stesura e alla formalizzazione dell'Atto Costitutivo e dello Statuto.
- b) Il **concessionario, scelto tramite procedura competitiva, viene remunerato da un canone di disponibilità ed eventuale contributo in conto investimenti**: il rapporto concessorio viene instaurato tra Pubblica Amministrazione concedente e operatore privato sulla base di una procedura di gara e prevede: l'installazione e manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto fotovoltaico per tutto il periodo concessorio<sup>11</sup>, nonché il supporto tecnico-amministrativo e legale nella costituzione e gestione della CER ad iniziativa pubblica. **Gli impianti vengono quindi resi disponibili al concedente, per la produzione di energia secondo determinati obiettivi di produzione energetica, che eroga un canone di disponibilità.** I rischi di costruzione e di disponibilità sono allocati in capo al concessionario. Per tale motivo il rapporto concessorio riveste la natura di contratto misto di lavori e servizi.

<sup>10</sup> Si segnala la modifica apportata alla lettera b), del richiamato articolo 31, comma 1, in ragione della novella legislativa di cui all'articolo 1-Bis, del decreto-legge 28 febbraio 2025, n. 19, convertito con modificazioni nella legge 24 aprile 2025, n. 60, recante "Misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza". Il testo riformato dispone che: "la comunità è un soggetto di diritto autonomo i cui soci o membri possono essere persone fisiche, PMI, anche partecipate da enti territoriali, associazioni, aziende territoriali per l'edilizia residenziale, istituzioni pubbliche di assistenza e beneficenza, aziende pubbliche di servizi alla persona, consorzi di bonifica, enti e organismi di ricerca e formazione, enti religiosi, enti del Terzo settore e associazioni di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali individuate nell'elenco delle amministrazioni pubbliche predisposto dall'Istituto nazionale di statistica (ISTAT) ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196".

<sup>11</sup> In aderenza a quanto previsto dall'articolo 30, comma 1, lettera a), del decreto legislativo n. 199 del 2021: "1. Un cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile:

a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo:

1) realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale. In tal caso, l'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile".



- c) **Il concessionario non entra nella CER come consumer: non è qualificabile come cliente finale ai sensi dell'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021.** Egli rimane, quindi, esterno alla CER. Dunque, i soci fondatori della CER sono l'ente concedente e gli altri soggetti che partecipano alla costituzione. L'estraneità del concessionario rispetto alla CER come *prosumer* è giustificata, in primo luogo, dalla assicurazione del ritorno dell'investimento tramite l'erogazione di un canone di disponibilità<sup>12</sup> e dal fatto che alla procedura di selezione potrebbero partecipare imprese esterne alla cabina primaria non potendosi limitare territorialmente l'accesso alla procedura di selezione. Anche qualora l'impresa concessionaria fosse interna al perimetro della cabina primaria andrebbe verificato quanto indicato dall'articolo 31, comma 1, lettera c), che vieta la partecipazione di quelle imprese che hanno come propria attività commerciale o industriale principale la partecipazione alle CER. Da ultimo va segnalato che la partecipazione del soggetto concessionario (selezionato attraverso la procedura pubblica) alla CER (eventualmente come *consumer*) comporterebbe che questo sia utilizzatore del bene pubblico costruito – gli impianti FER messi a disposizione della CER –, godendo quindi di ulteriori risorse pubbliche (incentivi connessi alla CER) che andrebbero a sommarsi a quelle erogate dall'ente concedente, così rischiando di realizzare una extrareddittività non giustificata (vi sarebbe una sommatoria tra i canoni pagati dall'ente concedente e altri contributi riconosciuti alla CER, compresa la tariffa TIP che è strettamente legata alla potenza dell'impianto). Anche ove la tariffa incentivante, riconosciuta al concessionario partecipante alla CER, sia sostitutiva in tutto o in parte del canone di disponibilità (e quindi non aggiuntiva) va comunque rimarcato il rischio di mancato rispetto del principio di proporzionalità delle penali, ai sensi dell'articolo 177, comma 4<sup>13</sup>.
- d) Il soggetto pubblico concedente è **produttore di energia e allo stesso tempo è consumatore** (*prosumer*). Il concedente è proprietario del POD (punto di prelievo - *point of delivery*) e gode dei benefici economici della CER in qualità di *prosumer*;
- e) Nell'ambito del rapporto concessorio, i **terreni e le superfici su cui insistono gli impianti sono messi a disposizione** (cessione d'uso) **del concessionario**. Il concessionario realizza gli impianti per la produzione di energia e li gestisce secondo le istruzioni impartite dal concedente, per poi restituirli al concedente alla fine della durata del rapporto concessorio. Il concessionario realizza esclusivamente

<sup>12</sup> L'operatore privato è tenuto a garantire la disponibilità dell'impianto all'Ente concedente.

<sup>13</sup> “4. I contratti remunerati dall'ente concedente senza alcun corrispettivo in denaro a titolo di prezzo si configurano come concessioni se il recupero degli investimenti effettuati e dei costi sostenuti dall'operatore dipende esclusivamente dalla domanda del servizio o del bene, oppure dalla loro fornitura. Nelle operazioni economiche comprendenti un rischio soltanto sul lato dell'offerta il contratto prevede che il corrispettivo venga erogato solo a fronte della disponibilità dell'opera, nonché un sistema di penali che riduca proporzionalmente o annulli il corrispettivo dovuto all'operatore economico nei periodi di ridotta o mancata disponibilità dell'opera, di ridotta o mancata prestazione dei servizi, oppure in caso di mancato raggiungimento dei livelli qualitativi e quantitativi della prestazione assunta dal concessionario. Le variazioni del corrispettivo devono, in ogni caso, essere in grado di incidere significativamente sul valore attuale netto dell'insieme dell'investimento, dei costi e dei ricavi”.



impianti su terreni o superfici del concedente.

- f) Il soggetto pubblico concedente può decidere di erogare un **contributo all'investimento** a favore del concessionario che non superi il 50% del valore complessivo dello stesso. Nell'ambito del piano economico finanziario il concessionario sarà tenuto a identificare con chiarezza tutti i costi e i ricavi ritraibili dal progetto, nonché tutti gli incentivi riconosciuti dalla normativa in vigore (ad es: Conto Termico; TEE - tariffa TIP – contributo PNRR etc.). L'ente concedente sarà tenuto a verificare che non si realizzino situazioni di doppio finanziamento, foriere di danno all'erario.
- g) I **membri della CER sono consumatori** di energia condivisa (*consumer*) e, in questo caso, entrano nella CER per condividere l'incentivo. Essi possono essere anche titolari di propri impianti che insistono sui loro terreni o fabbricati (*prosumer*), ma tali impianti non sono parte del rapporto concessorio.
- h) I **prosumer** (tanto il concedente, quanto i privati) utilizzano in via diretta l'energia che auto-producono. Ove presenti tra i membri della CER, i soggetti consumatori che sono altresì titolari di impianti di produzione energetica mettono in condivisione nella CER l'energia auto-prodotta e non auto-consumata.
- i) Il **produttore "terzo"**: secondo la Deliberazione ARERA 727/2022/R/EEL, i produttori possano anche essere soggetti terzi, purché gli impianti di produzione siano nella medesima cabina della CER; il produttore terzo (soggetto intestatario dell'officina elettrica di produzione, ove prevista dalla normativa vigente, nonché soggetto intestatario delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione) è tenuto quindi a garantire che, **ai fini dell'autoconsumo diffuso**, l'energia elettrica immessa nella rete dai propri impianti rilevi nel computo dell'energia elettrica condivisa nella CER e non sia disponibile per altri soggetti. Tale ulteriore figura prevista dal TIAD (testo Integrato sull'Autoconsumo diffuso) di cui alla citata Deliberazione si differenzia dal concessionario, qui preso in considerazione, ed è estraneo al rapporto concessorio.

### **La proposta di finanza di progetto**

Nell'ambito del partenariato pubblico privato, un operatore economico privato (promotore) può prendere l'iniziativa di presentare ad un ente pubblico una proposta di finanza di progetto ai sensi dell'articolo 193 del Codice dei Contratti Pubblici.

La proposta, ai sensi dell'articolo 193, comma 3, del Codice (come modificato dal decreto legislativo 31 dicembre 2024, n. 209), deve contenere un progetto di fattibilità redatto in coerenza con l'articolo 6-bis dell'allegato I.7, una bozza di convenzione, il piano economico-finanziario asseverato e la specificazione delle caratteristiche del servizio e della gestione, e l'indicazione dei requisiti del promotore: dovrebbe in sostanza presentare tutti i documenti necessari per una valutazione complessiva del progetto data la



peculiarità dell'iniziativa, specie laddove diretta alla costituzione e gestione di una CER<sup>14</sup>.

In ragione dell'intervento modificativo di cui al c.d. Correttivo al Codice (decreto legislativo 31 dicembre 2024, n. 209) intervenuto sulla procedura della Finanza di Progetto, si riassumono di seguito, in estrema sintesi, le fasi del procedimento descritto dall'articolo 193, del Codice dei Contratti Pubblici riformato:

- a) Preliminare manifestazione di interesse ai sensi del comma 2, dell'articolo 193 (fase eventuale): l'operatore economico può presentare all'ente concedente una preliminare manifestazione di interesse, per interventi anche al di fuori della programmazione di cui all'articolo 175, comma 1, corredata dalla richiesta di informazioni e dati necessari per la predisposizione della proposta (es: elenco degli immobili pubblici collegati alla cabina primaria con i relativi dati tecnici e di consumo). In tale ipotesi, l'ente concedente comunica all'operatore economico la sussistenza di un interesse pubblico preliminare all'elaborazione della proposta<sup>15</sup>; i dati e le informazioni richiesti sono trasmessi all'operatore economico e sono resi disponibili a tutti gli interessati tramite pubblicazione nella sezione "Amministrazione trasparente" del proprio sito istituzionale.
- b) L'operatore privato presenta una proposta ai sensi del comma 3, dell'articolo 193<sup>16</sup> contenente un progetto di fattibilità redatto in coerenza con l'articolo 6-bis, dell'Allegato I.7, una bozza di convenzione, il piano economico-finanziario asseverato e la specificazione delle caratteristiche del servizio e della gestione, e l'indicazione dei requisiti del promotore.
- c) L'ente concedente, ai sensi del successivo comma 4, dell'articolo 193, effettua una *“previa verifica dell'interesse pubblico alla proposta e della relativa coerenza con la programmazione del partenariato pubblico-privato di cui all'articolo 175, comma 1”*, quindi *“dà notizia nella sezione “Amministrazione trasparente” del proprio sito istituzionale della presentazione della proposta e provvede, altresì, ad indicare un termine, non inferiore a sessanta giorni, commisurato alla complessità del progetto, per la presentazione da parte di altri operatori economici, in qualità di proponenti,*

<sup>14</sup> Ad esempio: Modello distribuzione dei benefici, Contratto di gestione, regolamento e statuto CER, Indicatori di Performance, Quadro dei flussi in entrata e in uscita della CER, Schede impianti, Computo metrico estimativo.

<sup>15</sup> Quando la PA riceve una manifestazione di interesse, è necessario verificare formalmente la sussistenza del pubblico interesse e fornire i dati necessari per finalizzare la proposta. La manifestazione di interesse dovrà quindi contenere tutti gli elementi per consentire tale valutazione (descrizione del possibile perimetro di intervento - benefici per la PA, in termini economici, di efficacia, di efficienza, ambientali - valore indicativo dell'investimento - principali rischi che si assume l'operatore economico). La pubblicazione dei dati sulla sezione Amministrazione trasparente dovrà avvenire oscurando i dati sensibili. In tale contesto la Pubblica Amministrazione potrebbe manifestare proprie ulteriori preferenze.

<sup>16</sup> La norma richiama una proposta di project financing a iniziativa privata (comma 3), riferita anche a proposte non incluse nella programmazione pubblica del partenariato pubblico privato ai sensi dell'articolo 175, comma 1, del Codice, oppure a iniziativa pubblica (comma 16) da parte dell'ente concedente, per le proposte già incluse nella programmazione di cui al richiamato articolo 175, comma 1. Le proposte presentate ai sensi del primo periodo del comma 3 non sono soggette all'obbligo di preventiva presentazione di una manifestazione di interesse ai sensi del comma 2 e alla preventiva pubblicazione di un avviso ai sensi del comma 16.

*di proposte relative al medesimo intervento, redatte nel rispetto delle disposizioni del comma 3”<sup>17</sup>.*

- d) Entro quarantacinque giorni dalla scadenza del termine di cui sopra, l’ente concedente, ai sensi del comma 5, dell’articolo 193, individua in forma comparativa, sulla base di criteri<sup>18</sup> che tengano conto della fattibilità delle proposte e della corrispondenza dei progetti e dei relativi piani economici e finanziari ai fabbisogni dell’ente medesimo, una o più proposte presentate da sottoporre a procedura di valutazione.
- e) Le proposte individuate secondo la predetta valutazione comparativa<sup>19</sup> sono comunicate ai soggetti interessati da parte dell’ente concedente, oltre che mediante notizia sul sito istituzionale, e, se necessario, il promotore e i proponenti sono invitati ad apportare al progetto di fattibilità, al PEF e allo schema di convenzione eventuali modifiche necessarie alla loro approvazione (se tali modifiche o integrazioni non vengono apportate entro il termine indicato dall’ente, dette proposte sono respinte con provvedimento motivato). L’Amministrazione può altresì indire una conferenza di servizi preliminare (articolo 14, comma 3, della legge n. 241 del 1990)<sup>20</sup>.
- f) Entro sessanta giorni, differibili fino a novanta giorni per comprovate esigenze istruttorie, l’ente concedente conclude, con provvedimento motivato (pubblicato sul sito istituzionale e comunicato agli interessati), la procedura di valutazione, che, in caso di pluralità di proposte ammesse, si svolge in forma comparativa. Il progetto di fattibilità selezionato è integrato, se necessario, in funzione dell’oggetto dell’intervento, con gli ulteriori elaborati richiesti dall’articolo 6, dell’Allegato I.7 anche ai fini della relativa sottoposizione al procedimento di approvazione (articolo 38 del Codice). Il progetto di fattibilità tecnica ed economica una volta approvato è inserito tra gli strumenti di programmazione dell’ente concedente (commi 6 e 7, dell’articolo 193).
- g) All’esito dell’approvazione, il progetto di fattibilità tecnica ed economica, unitamente agli altri elaborati della proposta, inclusa una sintesi del PEF, sono posti a base di gara nei tempi previsti dalla programmazione. Il criterio di aggiudicazione è l’offerta economicamente più vantaggiosa individuata sulla base del miglior

<sup>17</sup> Non è chiaro se, in caso di non accoglimento della proposta vada ugualmente data notizia sul sito istituzionale: ancorché la norma non stabilisca come obbligatorio tale adempimento potrebbe risultare opportuno notificare il mercato in trasparenza circa il non accoglimento delle proposte. In presenza di più promotori l’Amministrazione sceglierà la proposta più aderente all’interesse pubblico perseguito. L’ente è tenuto a notificare il mercato relativamente alla proposta presentata (tutelando la proprietà intellettuale) e agli obiettivi pubblici perseguiti, indicando anche un termine per eventuali sopralluoghi.

<sup>18</sup> Le Pubbliche Amministrazioni possono ritenere utile indicare i profili rilevanti e peculiari che verranno utilizzati nella valutazione (ad es. innovazione, performance, sostenibilità economico finanziaria, benefici sociali).

<sup>19</sup> Si ritiene che la comunicazione agli operatori esclusi vada adeguatamente motivata.

<sup>20</sup> Si ritiene che la documentazione oggetto della conferenza di servizi debba essere circoscritta a quella necessaria per ottenere i nulla osta o le autorizzazioni da parte delle altre amministrazioni coinvolte al fine di integrare il progetto con gli elementi valutativi richiesti dalle stesse.





rapporto tra qualità e prezzo. La configurazione giuridica del promotore ovvero del proponente può essere modificata e integrata sino alla data di scadenza della presentazione delle offerte. Nel bando di gara l'ente concedente dispone che il promotore ovvero il proponente può esercitare il diritto di prelazione, nei termini previsti dal comma 12 (commi 8 e 9).

- h) In base al comma 11, dell'articolo 193, l'ente concedente: a) prende in esame le offerte che sono pervenute nei termini indicati nel bando; b) redige una graduatoria e nomina aggiudicatario il soggetto che ha presentato la migliore offerta; c) pone in approvazione il successivo livello progettuale elaborato dall'aggiudicatario.
- i) In base al comma 12, *“Se il promotore ovvero il proponente non risulta aggiudicatario, può esercitare, entro quindici giorni dalla comunicazione dell'aggiudicazione, il diritto di prelazione e divenire aggiudicatario se dichiara di impegnarsi ad adempiere alle obbligazioni contrattuali alle medesime condizioni offerte dall'aggiudicatario. Se il promotore ovvero il proponente non risulta aggiudicatario e non esercita la prelazione ha diritto al pagamento, a carico dell'aggiudicatario, dell'importo delle spese per la predisposizione della proposta, comprensive anche dei diritti sulle opere dell'ingegno. L'importo complessivo delle spese rimborsabili non può superare il 2,5 per cento del valore dell'investimento, come desumibile dal progetto di fattibilità posto a base di gara. Se il promotore ovvero il proponente esercita la prelazione, l'originario aggiudicatario ha diritto al pagamento, a carico del promotore ovvero del proponente, dell'importo delle spese documentate ed effettivamente sostenute per la predisposizione dell'offerta nei limiti di cui al terzo periodo”*<sup>21</sup>.
- j) Si sottolinea, infine, il comma 13, ove si dispone che: *“In relazione alla specifica tipologia di lavoro o servizio, l'ente concedente può prevedere criteri di aggiudicazione premiali, volti a valorizzare l'apporto di ciascuna offerta agli obiettivi di innovazione, sviluppo e digitalizzazione”*.
- k) Ai sensi del comma 16 e del comma 17, dell'articolo 193, l'ente concedente può sollecitare – mediante avviso pubblico – i privati a farsi promotori di iniziative volte a realizzare in concessione, mediante finanza di progetto, interventi inclusi negli strumenti di programmazione del partenariato pubblico-privato, di cui all'articolo 175, comma 1, tramite la presentazione di proposte (comma 3), entro un termine non inferiore a sessanta giorni. Gli operatori economici interessati a rispondere all'avviso possono richiedere all'ente concedente di fornire integrazioni documentali per una migliore formulazione delle proposte; integrazioni che

<sup>21</sup> Si evidenzia che la questione relativa alla compatibilità dell'istituto del diritto di prelazione nell'ambito della finanza di progetto col il diritto europeo è stata da ultimo riproposta dal Consiglio di Stato (ordinanza del 25 novembre 2024, n. 9449, ancorché relativamente alla disciplina di cui al decreto legislativo n. 50 del 2016) innanzi alla Corte Europea di Giustizia, e si è dunque in attesa del pronunciamento di quest'ultima giurisdizione.



vengono trasmesse all'operatore e rese disponibili a tutti gli interessati con la pubblicazione sul sito istituzionale, alla sezione "Amministrazione trasparente". Le proposte presentate vengono, quindi, valutate<sup>22</sup> e messe a gara dall'ente concedente in base a quanto richiamato dalle lettere e) e seguenti<sup>23</sup>.

Ai sensi dell'articolo 175, comma 2, la scelta dell'ente concedente di intraprendere la strada di un contratto di partenariato pubblico privato (compreso il contratto di concessione) deve essere preceduta da una "*valutazione preliminare di convenienza e fattibilità*" da redigersi come indicato dalla medesima norma.

La valutazione della Pubblica Amministrazione deve altresì riguardare l'efficiente allocazione del rischio operativo, la sostenibilità economico finanziaria dell'operazione nonché confrontare la stima dei costi e dei benefici del progetto di partenariato, nell'arco dell'intera durata del rapporto, con quella del ricorso alternativo al contratto di appalto per un arco temporale equivalente.

### **1.2. Il contratto di concessione**

Il contratto di Concessione mista di lavori e servizi nella CER ad iniziativa pubblica ha dunque per oggetto:

- a) la progettazione esecutiva, la realizzazione e la gestione (incluse la manutenzione ordinaria e straordinaria programmata e non programmata) delle Opere (impianti Fonti Energetiche Rinnovabili – FER), la cui capacità produttiva di energia dovrebbe essere commisurata alle esigenze della CER (almeno in termini di stima della capacità di autoconsumo);
- b) il servizio di supporto alla costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) e gestione tecnico-amministrativa e di rendicontazione, atta ad assicurare la condivisione e valorizzazione dell'energia elettrica prodotta;
- c) gli eventuali interventi di efficientamento energetico tesi ad abbassare il consumo energetico degli edifici pubblici;
- d) non possono far parte dell'oggetto contrattuale eventuali impianti commissionati dai privati o da altri enti pubblici (a meno che l'Ente concedente non assuma il ruolo di capo-fila), dovendo questi ultimi procedere a procedura concorsuale nella scelta dell'operatore privato.

<sup>22</sup> Nel caso in cui, in risposta all'avviso pubblico, pervengano più proposte, l'Amministrazione è chiamata a valutarle comparativamente al fine di selezionare quella maggiormente rispondente all'interesse pubblico (ex multis, Sentenza Cons. St., Sez. V, del 31 gennaio 2023, n. 1065; Sentenza Cons. St., Sez. V, del 02 agosto 2018, n. 4777).

<sup>23</sup> Si rammenti che, quando l'Ente concedente e l'operatore economico individuato come aggiudicatario della procedura selettiva procedono alla stipula del contratto di concessione, l'aggiudicatario può essere intenzionato oppure anche è tenuto a costituire una Società di Scopo ai sensi dell'articolo 194, del decreto legislativo n. 36 del 2023 (la costituzione della società di scopo è un obbligo per i contratti di valore superiore alla soglia di cui all'articolo 14, comma 1, lettera a), ossia euro 5.538.000 per le concessioni).





Il valore della Concessione è “*costituito dal fatturato totale del concessionario generato per tutta la durata del contratto, al netto dell’IVA, stimato dall’ente concedente, quale corrispettivo dei lavori e dei servizi oggetto della concessione, nonché per le forniture accessorie a tali lavori e servizi*” (articolo 179, comma 1, del Codice).

La vita del contratto può suddividersi in tre fasi: la fase della progettazione, quella di costruzione e quella di gestione.

Nella **fase di progettazione**, il concessionario deve:

- i. elaborare il progetto esecutivo, circa la realizzazione dell’impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili e la successiva gestione dello stesso;
- ii. elaborare la documentazione necessaria per costituire la CER. In particolare, il contratto di concessione deve prevedere che saranno redatti un atto costitutivo e uno statuto per regolare i rapporti tra membri della CER e l’ingresso/uscita di membri nella CER. Tali documenti devono disciplinare i rapporti interni alla CER, la promozione della CER e la partecipazione/adesione degli ulteriori membri consumatori (o eventuali membri *prosumer*) necessari per l’autoconsumo comunitario.

Nella **fase di esecuzione**, il concessionario deve costruire e mettere in esercizio l’impianto di produzione energia da fonti rinnovabili in base a dei prefissati *standards* prestazionali.

Nella **fase di gestione** (dettagliata nel documento denominato “Specificazione delle caratteristiche del servizio e della gestione”) il concessionario gestisce i seguenti servizi:

- i. **gestione e manutenzione degli impianti fotovoltaici:** il concessionario si impegna ad assicurare l’erogazione dei servizi di conduzione e manutenzione degli impianti, monitoraggio e misurazione della produzione dell’energia prodotta dagli impianti FER, funzionali per assicurare l’avvio effettivo della transizione energetica e fornire concreti benefici ambientali, sociali ed economici ai soci della comunità. Verrà inoltre garantita la manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti secondo prestabiliti *standards* prestazionali volti al raggiungimento di un determinato obiettivo di produzione, da individuare puntualmente nell’ambito dei documenti contrattuali;
- ii. **gestione della Comunità Energetica Rinnovabile:** il concessionario si impegna a supportare l’ente locale/Pubblica Amministrazione nella costituzione della CER, gestire e sviluppare la Comunità Energetica Rinnovabile. Ad esempio, dovrà implementare una piattaforma di gestione *on line* della CER per lo svolgimento di alcune attività gestorie (monitoraggio della CER; rendicontazione dell’andamento della CER; gestione economica della CER; *energy management*). Il concessionario potrà generare il c.d. *bilancio energetico*; potrà installare i misuratori energetici presso i POD dei membri della CER; potrà gestire i rapporti con le Autorità (tramite delega - richieste di incentivi ovvero autorizzazioni per la realizzazione dei nuovi



impianti FER da parte della CER). Negli atti costitutivi della CER risulterà quindi necessario prevedere un collegamento giuridico con le prestazioni di cui il concessionario risulta incaricato, nonché ogni opportuna autorizzazione o delega necessarie a consentire a quest'ultimo l'erogazione dei servizi oggetto del contratto stipulato con l'ente locale/Pubblica Amministrazione.

L'erogazione dei servizi deve avvenire secondo precisi *standards* prestazionali ed obiettivi di produzione, da indicare nel richiamato documento “*Specificazione delle caratteristiche del servizio e della gestione*”. Qualora tali *standards* prestazionali non vengano raggiunti il concedente decurerà il canone di disponibilità, oppure applicherà ogni opportuna penale contrattuale in caso di carente adempimento.

### La costituzione della CER

È necessario costituire legalmente la CER (sotto forma di associazione, ente del terzo settore, società cooperativa, cooperativa *benefit*, consorzio, organizzazione senza scopo di lucro, etc.), ossia dotare la CER di una propria autonomia giuridica attraverso una qualsiasi forma che ne garantisca la conformità con i principali obiettivi costitutivi. Ogni CER è, pertanto, caratterizzata da un atto costitutivo e uno statuto.

Secondo il TIAD<sup>24</sup> di cui alla Deliberazione Arera 727/2022/R/EEL la CER deve prevedere la presenza di almeno due membri/soci facenti parte della configurazione di autoconsumo in qualità di clienti finali **e/o** produttori<sup>25</sup> quali **auto-consumatori** di energia rinnovabile ubicati nella stessa zona di mercato, e di almeno due punti di connessione distinti a cui siano collegati rispettivamente un'utenza di consumo e un impianto di produzione/UP.

La partecipazione alla configurazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale delle imprese private. I clienti finali e i produttori facenti parte della configurazione devono dare mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione.

Infine, l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 199 del 2021, oppure da impianti di produzione entrati in esercizio prima della predetta data purché la loro potenza nominale totale non superi il limite del 30% della potenza complessiva che fa capo alla comunità energetica rinnovabile. A tal fine, gli impianti di produzione ammessi alle configurazioni realizzate ai sensi

<sup>24</sup> Le Regole Operative del Gse sono state redatte in attuazione dell'art. 11 del Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414 (nel seguito Decreto CACER) e dell'art. 11 dell'Allegato A alla delibera 727/2022/R/EEL (nel seguito TIAD o Delibera) dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

<sup>25</sup> Il produttore è l'intestatario dell'officina elettrica di produzione o del codice ditta dell'impianto, ove previsti dalla normativa vigente, nonché delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione, ove previste. Il produttore è anche firmatario del regolamento di esercizio dell'impianto. Nella stessa configurazione possono essere presenti più produttori diversi tra loro.



dell'articolo 42-*bis*, del decreto legge n. 162 del 2019 non concorrono al raggiungimento del suddetto limite del 30%.

La CER deve poi essere proprietaria ovvero avere la disponibilità ed il controllo di tutti gli impianti di produzione/UP facenti parte della configurazione. Quest'ultima condizione può essere soddisfatta con un accordo sottoscritto tra le parti, dal quale si possa evincere che ciascun impianto/UP venga esercito dal produttore nel rispetto degli accordi definiti con la comunità per le finalità della comunità energetica rinnovabile e nel rispetto di quanto previsto dalle norme di riferimento. Si precisa che la messa a disposizione dell'impianto di produzione/UP in relazione all'energia elettrica immessa in rete da parte di un produttore nei confronti di una comunità energetica rinnovabile rileva esclusivamente ai fini della erogazione dei benefici economici connessi alla condivisione dell'energia e, come previsto dal TIAD, non rileva ai fini della valorizzazione economica dell'energia immessa in rete che rimane liberamente definibile dal produttore.

### **Referente della CER e contratto di mandato**

Ai sensi del TIAD, il ruolo di Referente può essere svolto dalla medesima comunità, nella persona fisica che per statuto o atto costitutivo ne ha la rappresentanza legale, oppure da un soggetto delegato dalla comunità stessa con il quale la CER deve aver concluso un contratto di mandato senza rappresentanza, di durata annuale, tacitamente rinnovabile e revocabile in qualsiasi momento, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lettera hh), del TIAD. In alternativa, il ruolo di Referente può essere svolto, sempre su delega della medesima comunità:

- a) da un produttore, membro della CER (*prosumer*);
- b) da un cliente finale, membro della CER (*consumer*);
- c) da un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

### **1.3 Il finanziamento dell'investimento**

L'investimento relativo alla realizzazione dell'impianto FER e delle altre attività previste nel contratto potrà essere, a seconda del modello prescelto:

- i. interamente a carico del concessionario (finanziamento totalmente privato);
- ii. parzialmente finanziato con contributo pubblico, nel rispetto dei limiti alla contribuzione pubblica, per garantire la corretta allocazione dei rischi dell'operazione di concessione.

Ai fini del raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario dell'operazione, è infatti ammesso un intervento pubblico di sostegno. In questo senso, il nuovo Codice dei



Contratti Pubblici (articolo 177, comma 6) prevede che: *“Se l’operazione economica non può da sola conseguire l’equilibrio economico-finanziario, è ammesso un intervento pubblico di sostegno. L’intervento pubblico può consistere in un contributo finanziario, nella prestazione di garanzie o nella cessione in proprietà di beni immobili o di altri diritti. Non si applicano le disposizioni sulla concessione, ma quelle sugli appalti, se l’ente concedente attraverso clausole contrattuali o altri atti di regolazione settoriale sollevi l’operatore economico da qualsiasi perdita potenziale, garantendogli un ricavo minimo pari o superiore agli investimenti effettuati e ai costi che l’operatore economico deve sostenere in relazione all’esecuzione del contratto. La previsione di un indennizzo in caso di cessazione anticipata della concessione per motivi imputabili all’ente concedente, oppure per cause di forza maggiore, non esclude che il contratto si configuri come concessione”*.

Occorre tenere presente che l’articolo 177, comma 7, del Codice precisa che: *“ai soli fini di contabilità pubblica si applicano i contenuti delle Eurostat. In ogni caso, l’eventuale riconoscimento di un contributo pubblico, in misura superiore alla percentuale indicata nelle decisioni Eurostat e calcolato secondo le modalità ivi previste, non ne consente la contabilizzazione fuori bilancio”*.

In virtù di tale disposizione, qualora il finanziamento pubblico ecceda il limite del 50% (Linee Guida EPEC<sup>26</sup>), l’operazione (che da un punto di vista giuridico e delle disposizioni codicistiche applicabili rimane una concessione) non potrà essere contabilizzata *off balance*<sup>27</sup>. Pertanto, l’ente concedente dovrà registrare l’intero investimento e connesso debito nell’ambito del proprio bilancio.

Fermo quanto appena indicato sulla registrazione dell’investimento, è ammissibile un contributo pubblico tenendo presente che: 1) in caso di contribuzione superiore al 40% il decreto MASE del 7 dicembre 2023, n. 414 prevede la perdita della Tariffa incentivante premio; 2) in caso di contribuzione superiore al 50% si applicheranno le regole Eurostat sulla contabilizzazione *On balance*.

A tal ultimo riguardo si segnala quanto indicato dal decreto MASE del 7 dicembre 2023, n. 414, all’articolo 3, comma 2, lettera g) che impone alle CACER di destinare la tariffa premio eccedentaria rispetto ai limiti indicati nell’Allegato 1 (55% nel caso di accesso alla sola tariffa premio, 45% nei casi di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale) ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti.

<sup>26</sup> “A Guide to the statistical treatment of PPPs - September 2016”.

<sup>27</sup> Al fine di allocare correttamente i rischi si richiamano i contenuti della “Guida alle pubbliche amministrazioni per la redazione di un contratto di concessione per la progettazione, costruzione e gestione di opere pubbliche in partenariato pubblico privato” approvata con Delibera dell’Autorità Nazionale Anticorruzione n. 1116 del 22 dicembre 2020 e con Determina del Ragioniere Generale dello Stato n. 1 del 5 gennaio 2021, nonché quanto indicato dall’articolo 177, del decreto legislativo n. 36 del 2023.



#### **1.4 Flussi finanziari dell'operazione e sostenibilità del progetto**

Ai sensi dell'articolo 177, comma 5, del decreto legislativo n. 36 del 2023: *“L'assetto di interessi dedotto nel contratto di concessione deve garantire la conservazione dell'equilibrio economico-finanziario, intendendosi per tale la contemporanea presenza delle condizioni di convenienza economica e sostenibilità finanziaria. L'equilibrio economico-finanziario sussiste quando i ricavi attesi del progetto sono in grado di coprire i costi operativi e i costi di investimento, di remunerare e rimborsare il capitale di debito e di remunerare il capitale di rischio”*.

Nell'ambito del contratto di concessione di costruzione e gestione, di cui al modello di CER ad iniziativa pubblica, è fondamentale che, alla data della stipula del contratto attraverso l'applicazione di un opportuno tasso di rendimento (TIR di progetto), si stimi che il progetto sia in grado di generare flussi di cassa in entrata in grado di eguagliare i flussi in uscita (comprensivi non solo del costo dell'investimento e dei costi operativi, ma anche della remunerazione del progetto).

Di seguito sono rappresentati i flussi finanziari intercorrenti tra i soggetti coinvolti nell'operazione:

##### **a) Flussi da terzi verso il concedente**

- Ricavi da vendita energia prodotta.<sup>28</sup> Il Ritiro Dedicato (RID) permette ai produttori di energia da fonte rinnovabile di immettere nella rete elettrica nazionale l'energia prodotta in eccesso rispetto a quella autoconsumata e di ricavarne un guadagno. Ove il POD sia del concedente tali flussi si possono produrre direttamente in capo al concedente medesimo, ovvero sulla base degli accordi presi, in capo alla CER.

##### **b) Flussi da terzi verso la CER**

- Incentivi pubblici a favore delle CER: esistono varie tipologie di incentivi (incentivi per condivisione, incentivi per la valorizzazione dell'autoconsumo, fondi PNRR ecc.). I documenti che regolano la CER (atto costitutivo e statuto) dovranno indicare come vengono impiegati e/o ripartiti gli incentivi tra i diversi componenti della CER.

##### **c) Flussi dalla CER al concedente**

- Una parte dei ricavi<sup>29</sup> della CER possono essere retrocessi dalla stessa CER al soggetto pubblico concedente. I regolamenti della CER (atto costitutivo e statuto) possono quindi prevedere che quota dei ricavi sia retrocessa al concedente per remunerare il concessionario, in particolare per l'attività di gestione e organizzazione della CER stessa (rientrante nell'oggetto della concessione pubblica). In assenza di tale retrocessione o qualora tale retrocessione non sia sufficiente, l'ente concedente dovrà assicurarsi la copertura finanziaria necessaria per l'erogazione dei corrispettivi al concessionario

<sup>28</sup> L'ipotesi si riferisce ad un impianto che è già in grado di soddisfare le esigenze energetiche della CER.

<sup>29</sup> I ricavi della CER possono essere rappresentati dalla tariffa incentivante, dagli introiti della vendita dell'energia sul mercato (ove stabilito regolamento) o da attività commerciali gestite dalla CER oltre agli altri benefici pubblici ad essa riconosciuti.



nell'ambito delle proprie risorse di bilancio<sup>30</sup>.

d) Flussi dal concedente al concessionario

- Il concedente eroga al concessionario il contributo in conto capitale e/o riconosce altri diritti reali<sup>31</sup>: ciò in funzione della realizzazione di impianti FER su aree di pertinenza del medesimo ente pubblico.

- Il concedente paga il corrispettivo al concessionario, a fronte dei servizi resi, costituito sia dal canone di disponibilità che andrà a remunerare l'investimento dell'operatore privato e i costi operativi (manutenzione e gestione dell'impianto) sia dal corrispettivo teso a remunerare il supporto del privato nella costituzione e gestione della CER, secondo quanto disposto dal contratto di concessione. L'erogazione dei servizi deve avvenire secondo precisi *standards* prestazionali ed obiettivi di produzione energetica, da indicare nel documento denominato “*Specificazione delle caratteristiche del servizio e della gestione*” e nel Capitolato Prestazionale. Qualora tali *standards* prestazionali non vengano raggiunti il concedente decurterà automaticamente il canone di disponibilità, secondo un principio di proporzionalità in base al mancato raggiungimento dell'obiettivo di produzione energetica, o applicherà le opportune penali contrattuali in ordine alle altre prestazioni previste nel contratto.

Il corrispettivo erogato dall'Amministrazione a favore del concessionario è formato, in questo caso, da due componenti: a) il canone di disponibilità che remunera l'attività di realizzazione e manutenzione degli impianti; b) il canone di servizi per l'attività di gestione della CER.

L'equilibrio del PEF tiene conto del fatto che il concessionario ha finanziato – in tutto o in parte – gli interventi per la realizzazione degli impianti, e che la conduzione e manutenzione degli impianti realizzati è a carico del concessionario medesimo, il quale sarà tenuto a garantire una produzione di energia costante, che verrà in parte autoconsumata dal concedente e per la restante parte condivisa nella CER.

In presenza di CER ad iniziativa pubblica l'equilibrio verrà raggiunto garantendo al concessionario, il corrispettivo per i servizi e il canone di disponibilità solo a partire dalla data di messa in esercizio degli impianti. L'ente concedente può anche riconoscere, come anticipato, un contributo in conto investimenti.

<sup>30</sup> Si nota che il concedente gode dell'abbattimento dei costi relativi alle utenze che potrebbe rappresentare altresì una forma di copertura delle spese correnti e sotto determinate condizioni anche della spesa per investimenti.

<sup>31</sup> Dispone l'art. 177, comma 6, del decreto legislativo n. 36 del 2023 che: “Se l'operazione economica non può da sola conseguire l'equilibrio economico-finanziario, è ammesso un intervento pubblico di sostegno. L'intervento pubblico può consistere in un contributo finanziario, nella prestazione di garanzie o nella cessione in proprietà di beni immobili o di altri diritti. Non si applicano le disposizioni sulla concessione, ma quelle sugli appalti, se l'ente concedente attraverso clausole contrattuali o altri atti di regolazione settoriale sollevi l'operatore economico da qualsiasi perdita potenziale, garantendogli un ricavo minimo pari o superiore agli investimenti effettuati e ai costi che l'operatore economico deve sostenere in relazione all'esecuzione del contratto. La previsione di un indennizzo in caso di cessazione anticipata della concessione per motivi imputabili all'ente concedente, oppure per cause di forza maggiore, non esclude che il contratto si configuri come concessione”.





### 1.5 Successiva entrata nella CER di soggetti pubblici e privati

Una CER è di regola aperta in uscita (articolo 32, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021) e in entrata.

Successivamente alla sua costituzione, possono entrare nella CER come **membri** anche altri soggetti pubblici del territorio, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale, nonché altre amministrazioni locali.

Per tali accadimenti occorrerà tenere conto ed applicare le disposizioni che regolano il modello scelto per costituire la CER (ossia la forma giuridica data alla stessa). Limitazioni e prescrizioni sull'entrata e sull'uscita dalla CER potranno essere contenute anche nei documenti costitutivi della CER (atto costitutivo e statuto).

Per quanto riguarda il rapporto concessorio, il bando di gara (per la scelta del concessionario) e, successivamente, il contratto di concessione dovranno escludere la possibilità di novazione parziale soggettiva del contratto lato pubblico qualora gli altri soggetti pubblici intendano partecipare come *prosumer* dopo la costituzione della CER: posto infatti l'interesse dell'ente concedente a entrare nella CER mettendo a disposizione gli impianti FER realizzati per mezzo della concessione, estendere *de plano* il contratto in questione ad altri enti pubblici – anch'essi partecipanti alla CER, ma in un momento successivo – potrebbe comportare, per essi, una diretta violazione delle regole concorrenziali sull'evidenza pubblica.

In particolare:

- a) I **soggetti pubblici** che entrano nella CER già costituita possono quindi limitarsi ad essere solo consumatori (*consumer*), ma possono anche essere produttori di energia elettrica (*prosumer*) prodotti da impianti installati con contratti diversi da quello stipulato dell'ente concedente. Se sono proprietari di impianti preinstallati (o di nuova costituzione) possono partecipare quali membri *prosumer* alla CER a condizione che condividano l'energia non auto-consumata nella CER. L'eccesso di energia non auto-consumata può essere rivenduta sul mercato dal soggetto titolare del POD, ovvero secondo altre modalità stabilite nel regolamento della CER..

Ove anche altri soggetti pubblici, oltre l'Ente concedente, risultino quindi interessati a conferire propri immobili e aree pubbliche affinché sugli stessi vengano realizzati degli impianti FER da mettere a disposizione della CER è opportuno che i soggetti pubblici si avvalgano degli strumenti richiamati all'articolo 62, comma 9, del decreto legislativo del 31 marzo 2023, n. 36 prima che l'Ente concedente proceda alla selezione dell'operatore privato.

- b) I **soggetti privati** possono entrare nella CER come semplici consumatori (*consumer*) e, in questo caso, entrano nella CER per consentire l'accesso all'incentivo pubblico e beneficiarne *pro quota*. Essi possono essere anche titolari di propri impianti che insistono sui loro fabbricati-terreni (*prosumer*), ma essi non sono parte del rapporto concessorio (che lega ente pubblico concedente e operatore





privato concessionario). In questo caso, essi auto-consumano e mettono l'eccesso di energia prodotta in condivisione con la CER affinché sia incentivata.

### **1.6 Le modifiche del rapporto concessorio**

Ai sensi dell'articolo 189, commi 1 e 2, del Codice dei Contratti Pubblici:

*“1. Le concessioni possono essere modificate senza una nuova procedura di aggiudicazione della concessione nei casi seguenti:*

- a) se le modifiche, a prescindere dal loro valore monetario, sono state previste nei documenti di gara iniziali in clausole chiare, precise e inequivocabili, che possono comprendere clausole di revisione dei prezzi purché riferite agli indici sintetici di cui all'articolo 60, comma 3; tali clausole fissano la portata e la natura di eventuali modifiche, nonché le condizioni alle quali possono essere impiegate; esse non apportano modifiche che altererebbero la natura generale della concessione;*
- b) per lavori o servizi supplementari da parte del concessionario originario che si sono resi necessari e non erano inclusi nella concessione iniziale, quando un cambiamento di concessionario:*
  - 1) risulti impraticabile per motivi economici o tecnici, quali il rispetto dei requisiti di intercambiabilità o interoperatività tra apparecchiature, servizi o impianti esistenti forniti nell'ambito della concessione iniziale;*
  - 2) comporti per l'ente concedente notevoli inconvenienti o una sostanziale duplicazione dei costi;*
- c) negli ulteriori casi in cui siano soddisfatte tutte le seguenti condizioni:*
  - 1) la necessità di modifica è determinata da circostanze che un ente concedente diligente non ha potuto prevedere;*
  - 2) la modifica non altera la natura generale della concessione;*
  - 3) nel caso di concessioni aggiudicate dall'ente concedente allo scopo di svolgere un'attività diversa da quelle di cui all'allegato II alla direttiva 2014/23/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, l'eventuale aumento di valore non deve eccedere il 50 per cento del valore della concessione iniziale. In caso di più modifiche successive, tale limitazione si applica al valore di ciascuna modifica. Tali modifiche successive non sono intese ad aggirare le disposizioni della presente Parte;*
- d) se un nuovo concessionario sostituisce quello a cui l'ente concedente aveva inizialmente aggiudicato la concessione a causa di una delle seguenti circostanze:*
  - 1) la presenza di una clausola od opzione di revisione inequivocabile in conformità della lettera a);*
  - 2) al concessionario iniziale succeda, in via universale o parziale, a seguito di*



*ristrutturazioni societarie, comprese rilevazioni, fusioni, acquisizione o insolvenza, un altro operatore economico che soddisfi i criteri di selezione qualitativa stabiliti inizialmente, purché ciò non implichi altre modifiche sostanziali al contratto e non sia finalizzato ad eludere l'applicazione della direttiva 2014/23/UE;*

*3) nel caso in cui l'ente concedente si assuma gli obblighi del concessionario principale nei confronti dei suoi subappaltatori, ove tale possibilità sia prevista dalla legislazione nazionale;*

*e) se le modifiche, a prescindere dal loro valore, non sono sostanziali.*

*2. Le concessioni possono parimenti essere modificate senza necessità di una nuova procedura di aggiudicazione se il valore della modifica è inferiore a entrambi i valori seguenti:*

*a) la soglia di cui all'articolo 8 della direttiva 2014/23/UE;*

*b) il 10 per cento del valore della concessione iniziale”.*

Alla luce del disposto normativo l'ente concedente, **nell'ambito della CER ad iniziativa pubblica**, può pertanto procedere alla modifica della concessione nell'ipotesi di ulteriori investimenti che si rendessero necessari durante la vita della CER purché su immobili allo stesso appartenenti o su superfici private di cui l'ente stesso gode in virtù di un contratto di locazione (con un vincolo di non modificabilità del bene), o previa acquisizione di un diritto di superficie sulla proprietà privata (lastrico solare), oppure addirittura valutando – se competente – l'esercizio di poteri espropriativi ai fini del raggiungimento dell'interesse pubblico attraverso la realizzazione di impianti FER.

In tale ultimo caso sarà cura dell'ente pubblico regolamentare convenzionalmente assieme al soggetto privato, proprietario delle superfici locate, i diritti e gli obblighi reciproci sia durante la vita del contratto di locazione che alla sua estinzione o regolamentare gli obblighi derivanti dall'esaurimento del diritto di superficie (ad esempio previo eventuale riscatto dell'impianto da parte del privato).

La stipulazione di contratti di locazione passiva (con l'ente pubblico quale conduttore), o l'assunzione di un diritto di superficie su aree di proprietà privata da parte della medesima Amministrazione Pubblica, non soggiacciono all'applicazione del Codice dei Contratti Pubblici (bensì solo dei medesimi principi generali, richiamati pure nell'ambito della normativa sul procedimento amministrativo di cui alla legge n. 241 del 1990), ma è certo che, laddove l'ente concedente intenda partecipare alla CER mettendo a disposizione i propri impianti FER realizzati su aree nella titolarità di soggetti privati, si viene a creare un rapporto trilaterale Ente Pubblico – soggetto privato – CER, che andrà regolamentato contrattualmente, anche con ogni incidenza, ed eventuale modifica, agli accordi inizialmente assunti tra Amministrazione Pubblica concedente e il concessionario.



### 1.7 Le altre forme di CER ad iniziativa privata

Come accennato al precedente Paragrafo 1.0 l'Amministrazione (o più Amministrazioni tramite un Accordo quadro) può decidere di mettere a disposizione dell'operatore privato, scelto tramite procedura competitiva per l'installazione di impianti FER da mettere specificatamente a disposizione delle comunità energetiche, le proprie superfici ovvero conferirle direttamente alla CER. Anche in tali casistiche occorre fare delle ipotesi di base.

Nel primo caso (cessione della superficie agli operatori privati) il concessionario potrebbe assumere diverse qualificazioni:

- 1) come grande impresa e quindi non potrebbe entrare nella CER, ma solo rendere disponibili gli impianti tramite specifici atti negoziali con la/le CER;
- 2) come piccola e media impresa qualificabile come “produttore terzo”: non potrebbe entrare nella CER né farne parte come *prosumer* ove non qualificabile come cliente finale/autoconsumatore di energia ai sensi dell'articolo 30, comma 1, lettera a), del decreto legislativo n. 199 del 2021. Cita a tal riguardo l'articolo 31, comma 2, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021: “*l'energia autoprodotta (dalla CER) è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità*”. Egli dovrebbe, quindi, essere esterno alla CER, ma potrebbe mettere a disposizione della CER dietro pagamento di un corrispettivo (contratto di locazione) gli impianti installati sulle superfici messe a disposizione dalla Pubblica Amministrazione ai sensi di quanto previsto dall'articolo 31, comma 2, lettera a), del decreto legislativo n. 199 del 2021 che statuisce che “... *ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultino nella disponibilità e sotto il controllo della Comunità*”<sup>32</sup>; ovvero conferire mandato al Referente perché l'energia elettrica immessa dai loro impianti rilevi nel computo dell'energia elettrica condivisa;
- 3) come piccola e media impresa che si configura come “cliente finale” (*consumer*) purché la partecipazione alla CER non costituisca la sua attività commerciale e industriale principale.

Sovvengono, in tal ultimo caso, alcune considerazioni circa la necessità di assicurare

<sup>32</sup> Il D.Lgs. n. 199/2021 alle definizioni di cui all'articolo 2, la lettera q) “energia condivisa” prevede che: in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato.

Articolo 31, comma 2

2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità.

b) 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”.

la natura mutualistica delle CER e soprattutto i suoi scopi economico – sociali: ove il concessionario pretenda il recupero e la remunerazione dell’investimento attraverso il conferimento dei propri impianti alla CER in qualità di *consumer* (ammesso che la sua ubicazione rientri nel perimetro della cabina primaria, e che risulti consumatore dell’energia condivisa nella CER attraverso sue sedi d’impresa e impianti energivori) andrebbe verificato se le condizioni di sostenibilità economico finanziaria dell’investimento prevedano un assorbimento consistente, se non totale, degli incentivi della CER da parte del soggetto privato. Ciò sarebbe in contrasto con le condizioni di operatività della CER imposte dalla legge: l’assenza dello scopo di lucro e lo scopo mutualistico (benefici ambientali, economici e sociali) a favore dei propri membri sono rafforzati da quanto indicato dal decreto MASE n. 414, del 7 dicembre 2023, all’articolo 3, comma 2, lettera g), ove viene stabilito che l’importo della tariffa premio riconosciuta alla CER sia destinata, secondo percentuali differenziate, a soggetti diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione.

Il soggetto pubblico concedente può decidere di partecipare alla CER come consumatore di energia condivisa (facoltà e non obbligo).

Nell’ambito del rapporto concessorio, i terreni e le superfici su cui verranno ad insistere gli impianti dovrebbero essere messi a disposizione del concessionario dietro pagamento di un canone concessorio, con vincolo al concessionario di rendere disponibili, gli impianti, o alcuni di essi, alla/alle CER una volta installati.<sup>33</sup>

Al fine di risultare coerenti con la disciplina di cui al decreto legislativo n. 199 del 2021, la messa a disposizione degli impianti alla CER da parte del soggetto concessionario privato (che ha realizzato in concessione detti impianti) può avvenire attraverso il riconoscimento di diritti di godimento personali (contratto di locazione, o più precisamente contratto di affitto<sup>34</sup> di bene produttivo/fruttifero, quale è l’impianto FER) ovvero reali (ad es. diritto di usufrutto<sup>35</sup>) tra il concessionario e la CER medesima.<sup>36</sup>

<sup>33</sup> Tale canone è regolato dal contratto di concessione ed è preferibile che non risenta del rischio di domanda.

<sup>34</sup> Recita l’articolo 1615 del codice civile relativamente al contratto di affitto: “Quando la locazione ha per oggetto il godimento di una cosa produttiva, mobile o immobile, l’affittuario deve curarne la gestione in conformità della destinazione economica della cosa e dell’interesse della produzione. A lui spettano i frutti e le altre utilità della cosa”. Infatti, l’articolo 1617 recita: “Il locatore è tenuto a consegnare la cosa, con i suoi accessori e le sue pertinenze, in istato da servire all’uso e alla produzione a cui è destinata”.

<sup>35</sup> Dispone l’articolo 981 del codice civile: “L’usufruttuario ha diritto di godere della cosa, ma deve rispettarne la destinazione economica. Egli può trarre dalla cosa ogni utilità che questa può dare, fermi i limiti stabiliti in questo capo”. Inoltre, l’articolo 997, del medesimo codice, rubricato “Impianti, opifici e macchinari”, dispone che: “Se l’usufrutto comprende impianti, opifici o macchinari che hanno una destinazione produttiva, l’usufruttuario è tenuto a riparare e a sostituire durante l’usufrutto le parti che si logorano, in modo da assicurare il regolare funzionamento delle cose suddette. Se l’usufruttuario ha sopportato spese che eccedono quelle delle ordinarie riparazioni, il proprietario, al termine dell’usufrutto, è tenuto a corrispondergli una congrua indennità”.

<sup>36</sup> Si richiama quanto indicato nel TIAD a pagina 16 “La CER deve poi essere proprietaria ovvero avere la disponibilità ed il controllo di tutti gli impianti di produzione/UP facenti parte della configurazione. Quest’ultima condizione può essere soddisfatta con un accordo sottoscritto tra le Parti dal quale si possa evincere che ciascun/a impianto/UP venga esercito/a dal produttore nel rispetto degli accordi definiti con la comunità per le finalità della comunità energetica rinnovabile e nel rispetto di quanto previsto dalle norme di riferimento.”



Pertanto, il privato, ai fini della sostenibilità economico finanziaria del progetto e del recupero dell'investimento, ritrae dalla messa a disposizione degli impianti alla/alle CER dei canoni di locazione/affitto o un'altra utilità economica che andranno stimati ex ante nell'ambito del piano economico finanziario allegato alla concessione.

La disponibilità degli impianti, nelle forme appena descritte, risulterebbe coerente con i presupposti declinati all'articolo 31, comma 2, lettere a) e b), del richiamato decreto legislativo n. 199 del 2021<sup>37</sup> dai quali sembra trasparire un collegamento tra disponibilità dell'impianto, produzione energetica e autoconsumo: in tal senso, attraverso la disponibilità e il controllo degli impianti, la CER, in quanto titolare di tutta l'energia prodotta dagli stessi, dovrebbe essere il soggetto che ritrae sia i benefici derivanti dalla produzione energetica (in particolare, il Ritiro Dedicato – RID)<sup>38</sup>, sia quelli derivanti dall'autoconsumo di energia da fonte rinnovabile (ad es. la tariffa incentivante – TIP).

In tal senso, un'ipotetica CER che si limiti esclusivamente all'acquisto dell'energia dal concessionario terzo (per la totalità dell'energia destinata al consumo dietro pagamento di un prezzo) non risulterebbe in possesso dei requisiti di cui all'articolo 31, del decreto legislativo n. 199 del 2021, ma si configurerebbe più come un gruppo di acquisto collettivo.

Ove la concessione è quindi finalizzata alla realizzazione di impianti che verranno messi nella disponibilità della o delle CER l'ente concedente può anche riconoscere un contributo pubblico in conto investimenti per la realizzazione degli impianti al concessionario<sup>39</sup>, tenendo presente che in caso di contribuzione superiore al 50% si applicheranno le Regole Eurostat sulla contabilizzazione *On Balance* del contratto di PPP.

Nell'ambito del piano economico finanziario il concessionario è tenuto a identificare con chiarezza i costi e i ricavi del progetto, ma anche tutti i benefici pubblici riconosciuti dalla normativa in vigore (Conto Termico; TEE; tariffa TIP etc.) che si aggiungono al corrispettivo versato dalla/dalle CER (locazione, affitto, usufrutto) per la messa a disposizione degli impianti alla medesima. L'ente concedente sarà tenuto, dal canto suo, a monitorare tutti gli obblighi del concessionario e a verificare che non si concretizzino situazioni di doppio finanziamento, foriere di danno all'erario.

**Analogamente, nell'ipotesi di partecipazione dell'operatore privato quale cliente finale della CER (*consumer*), nella accezione di contribuzione pubblica andranno**

<sup>37</sup> Merita riportare le due disposizioni: “a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità; b) 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”.

<sup>38</sup> Non necessariamente la CER dovrà risultare intestataria del POD, ma i ricavi ritraibili dalla cessione al mercato dell'eccedenza dell'energia prodotta dall'impianto, nella sua disponibilità, su quella autoconsumata, spetteranno alla CER.

<sup>39</sup> Vengono qui in rilievo gli obiettivi socioeconomici e ambientali che l'ente pubblico e la CER perseguono.





**ricompresi anche gli incentivi che il privato dovesse maturare quale membro della CER (tra cui la tariffa TIP - il contributo di valorizzazione dell'autoconsumo e il contributo finanziato dal PNRR ) ai fini del rispetto dell'articolo 177, comma 7, del decreto legislativo n. 36 del 2023, nonché del divieto di doppio finanziamento.**

Qualora il concedente entri come *consumer* nella CER allo stesso andranno retrocessi gli incentivi secondo le regole statutarie della CER stessa.

Nel secondo caso (cessione della superficie alla CER) il soggetto pubblico (o più soggetti pubblici tramite accordi di collaborazione) può cedere direttamente alla CER il diritto di superficie delle aree dietro retrocessione di un corrispettivo (es. con contratto di locazione), o in comodato d'uso ove è rinvenibile la netta prevalenza dell'interesse pubblico perseguito rispetto al risultato meramente economico<sup>40</sup>.

Il soggetto pubblico non è proprietario del POD (punto di prelievo - *point of delivery*). Gli impianti FER saranno nella titolarità della CER e verranno realizzati e mantenuti con costi a carico del bilancio della medesima CER.

Il soggetto pubblico può altresì decidere di partecipare come consumatore di energia condivisa e maturare contestualmente gli incentivi pubblici di cui è beneficiaria la CER.

In questo caso il rapporto contrattuale, finalizzato alla realizzazione e gestione degli impianti, verrà instaurato tra CER e un operatore privato secondo accordi di natura privatistica.

I rapporti tra la CER e la Pubblica Amministrazione sono di carattere partecipativo e non di carattere concessorio: in particolare, gli impianti FER realizzati dal soggetto privato non costituiscono l'esecuzione di una concessione pubblica, a meno che la CER non sia prevalentemente partecipata da Enti pubblici e si qualifichi come organismo di diritto pubblico.

La CER potrà beneficiare sia della vendita dell'energia prodotta e non autoconsumata (RID) sia degli incentivi previsti dalle norme in vigore (tariffa premio secondo le vigenti

<sup>40</sup> *Le concessioni di per sé sono attributive di un vantaggio nei confronti del soggetto beneficiario (anche se lo stesso, come nel caso in esame, si accolla le spese di gestione dell'immobile) e pertanto dovrà trovare necessaria applicazione l'articolo 12, della legge 7 agosto 1990, n. 241 in base al quale: "l'attribuzione di vantaggi economici di qualunque genere a persone ed enti pubblici e privati sono subordinate alla predeterminazione da parte delle amministrazioni procedenti, nelle forme previste dai rispettivi ordinamenti, dei criteri e delle modalità cui le amministrazioni stesse devono attenersi. L'effettiva osservanza dei criteri e delle modalità di cui al comma 1 deve risultare dai singoli provvedimenti relativi agli interventi di cui al medesimo comma 1". Tale predeterminazione dei criteri e delle modalità cui le amministrazioni stesse devono attenersi non può che essere contenuta nel regolamento dell'ente locale relativo alla gestione del proprio patrimonio immobiliare, all'interno del quale vi deve essere l'individuazione (e successiva pubblicazione) dei criteri di individuazione dei beneficiari. La Corte dei conti conferma questo orientamento in una deliberazione che molto efficacemente afferma il principio secondo il quale "la concessione in comodato di beni di proprietà dell'ente locale è da ritenersi ammissibile nei casi in cui sia perseguito un effettivo interesse pubblico equivalente o addirittura superiore rispetto a quello meramente economico ovvero nei casi in cui non sia rinvenibile alcuno scopo di lucro nell'attività concretamente svolta dal soggetto utilizzatore di tali beni"* (Corte dei conti, Sezione regionale di controllo per la Lombardia, deliberazione n. 172 del 2014). Naturalmente la valutazione e ponderazione tra i vari interessi, e la conseguente scelta di quelli prevalenti, nonché la verifica della compatibilità finanziaria e gestionale dell'atto dispositivo, è rimessa esclusivamente alla discrezionalità ed al prudente apprezzamento dell'ente, che si assume la responsabilità della scelta.



regole di cumulabilità): tali ricavi dovranno essere in grado di assicurare il ritorno dell'investimento effettuato.

## 2. Contributi, incentivi e redditi da vendita dell'energia

### 2.0 Premessa

L'attuale impostazione normativa muove nella direzione della promozione delle fonti rinnovabili prevedendo contributi e incentivi pubblici che possono permettere alle Amministrazioni Pubbliche di realizzare la transizione a fonti rinnovabili, sostenendo costi finanziati con i proventi derivanti dal progetto di valorizzazione economica della risorsa energetica.

Sono possibili tre principali forme di contribuzione<sup>41</sup>:

- i. INCENTIVI IN C/ENERGIA;
- ii. IL CONTRIBUTO DI VALORIZZAZIONE PER L'ENERGIA AUTOCONSUMATA
- iii. CONTRIBUTI IN C/CAPITALE EROGATI DALLA PA.

Altre tipologie di proventi riguardano:

- i. RICAVI DA MERCATO (Ritiro Dedicato);
- ii. INCENTIVI IN C/TERMICO PER LE CER;
- iii. TITOLI ENERGETICI;
- iv. IL CREDITO DI IMPOSTA DI CUI ALLA MISURA TRANSIZIONE 5.0.

Gli incentivi in c/energia sono previsti dal decreto MASE del 7 dicembre 2023, n. 414 e costituiti da incentivi erogati, durante la fase di gestione, sotto forma di tariffa incentivante sulla quota energia condivisa per gli impianti FER inseriti in configurazione di autoconsumo per la condivisione dell'energia (cfr. articolo 2, comma 1, lettera h), del decreto in parola). Si prevede, in particolare, che l'incentivo spetti per “*e) sistemi di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza; f) sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili; g) comunità energetiche rinnovabili*”.

I contributi in c/capitale sono erogati dall'Amministrazione Pubblica, oppure da un altro ente pubblico o amministrazione, generalmente a fronte della partecipazione e specifici bandi (es. bando “Comunità Energetica” del Commissario Straordinario dell'area ricostruzione sisma 2016; il richiamato decreto MASE; altri bandi o iniziative pubbliche) e permettono di contribuire in parte alla realizzazione degli investimenti. Come si vedrà meglio a seguire, i contributi potranno essere impiegati dall'Amministrazione Pubblica

<sup>41</sup> Particolare riguardo si dà al decreto MASE del 7 dicembre 2023, n. 414, pur non costituendo questo l'unica forma di contribuzione pubblica.

in operazioni di PPP.

Per una visione d'insieme delle misure nel prosieguo dettagliate si rinvia alla tabella riassuntiva in appendice al presente documento.

## **2.1 Incentivi in c/energia e tariffa incentivante “TIP”**

### **Presupposti**

La concessione degli incentivi in conto energia, sotto forma di tariffa incentivante sulla quota di energia condivisa per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile (previsti dall'articolo 1, comma 2, del decreto MASE n. 414 del 2023), si applica 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<sup>42</sup>. Il contributo viene erogato per un periodo massimo di 20 anni (articolo 4, comma 3, del richiamato decreto).

I soggetti beneficiari degli incentivi in parola sono le Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (o CACER).

Gli incentivi in argomento si applicano a impianti da fonti rinnovabili a condizione che:

- a) la potenza nominale massima del singolo impianto, o dell'intervento di potenziamento, risulta non superiore a 1 MW;
- b) gli impianti di produzione e i punti di prelievo facenti parte delle CACER sono connessi alla rete di distribuzione tramite punti di connessione rientranti nell'area sottesa alla **medesima cabina primaria**, fermo restando quanto disposto per le isole minori dall'articolo 32, comma 3, lettera e), del decreto legislativo n. 199 del 2021<sup>43</sup>.

Inoltre, le CACER che accedono agli incentivi predetti sono realizzate nel rispetto delle

<sup>42</sup> Titolo I, articolo 1, comma 2, del decreto CACER.

<sup>43</sup> Il decreto legislativo n. 199 del 2021, articolo 32, comma 3, lett. e), dispone che: “adotta (l'ARERA) le disposizioni necessarie affinché per le isole minori non interconnesse non si applichi il limite della cabina primaria ai fini dell'accesso al meccanismo di cui alla lettera a) nonché agli incentivi di cui all'articolo 8”. In pratica per le isole minori gli incentivi vengono riconosciuti anche per la quota autoconsumata e non condivisa di energia prodotta.

condizioni previste dagli articoli 30<sup>44</sup> e 31<sup>45</sup>, del decreto legislativo n. 199 del 2021 e operano,

<sup>44</sup> Articolo 30 (Auto consumatori di energia rinnovabile)

“1. Un cliente finale che diviene auto consumatore di energia rinnovabile:

a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo:

1) realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all’utenza del cliente finale. In tal caso, l’impianto dell’auto consumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all’installazione, all’esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell’auto consumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile;

2) con uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l’autoconsumatore opera, fermo restando che tali edifici o siti devono essere nella disponibilità dell’autoconsumatore stesso. In tal caso:

2.1) l’impianto può essere direttamente interconnesso all’utenza del cliente finale con un collegamento diretto di lunghezza non superiore a 10 chilometri, al quale non possono essere allacciate utenze diverse da quelle dell’unità di produzione e dell’unità di consumo. La linea diretta di collegamento tra l’impianto di produzione e l’unità di consumo, se interrata, è autorizzata con le medesime procedure di autorizzazione dell’impianto di produzione. L’impianto dell’autoconsumatore può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo alle condizioni di cui al numero 1;

2.2) l’autoconsumatore può utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l’energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e consumarla nei punti di prelievo dei quali sia titolare lo stesso autoconsumatore.

b) vende l’energia elettrica rinnovabile autoprodotta e può offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore;

c) nel caso in cui operi con le modalità di cui alla lettera a), numero 2.2), può accedere agli strumenti di incentivazione di cui all’articolo 8 e alle compensazioni di cui all’articolo 32, comma 3, lettera a); nel caso in cui operi con le modalità di cui alla lettera a), numeri 1) e 2.1), può accedere agli strumenti di incentivazione di cui agli articoli 6, 7 e 8.

1-bis. Gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, compresi quelli di cui all’articolo 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, sono applicati alle configurazioni di cui al numero 2.1) della lettera a) del comma 1 del presente articolo nella stessa misura applicata alle configurazioni di cui al numero 2.2) della medesima lettera. In sede di aggiornamento e adeguamento della regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, ai sensi dell’articolo 16, comma 3, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, l’ARERA stabilisce le modalità con le quali quanto previsto dal primo periodo del presente comma è applicato all’energia autoconsumata nelle configurazioni di nuova costruzione di cui al comma 1, lettera a), numero 2.1), del presente articolo.

2) con uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l’auto consumatore opera, fermo restando che tali edifici o siti devono essere nella disponibilità dell’auto consumatore stesso. In tal caso, l’auto consumatore può utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l’energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e consumarla nei punti di prelievo nella titolarità dello stesso autoconsumatore;

b) vende l’energia elettrica rinnovabile autoprodotta e può offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore;

c) nel caso in cui operi con le modalità di cui alla lettera a), può accedere agli strumenti di incentivazione di cui all’articolo 8, e alle compensazioni di cui all’articolo 32, comma 3, lettera a).

2. Nel caso in cui più clienti finali si associno per divenire auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:

a) le auto consumatori devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;

b) ciascun’auto consumatore può produrre e accumulare energia elettrica rinnovabile con le modalità di cui al comma 1, ovvero possono essere realizzati impianti comuni;

c) si utilizza la rete di distribuzione per condividere l’energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini;

d) l’energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per i fabbisogni delle auto consumatori e l’energia eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;

e) la partecipazione al gruppo di auto consumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente non può costituire l’attività commerciale e industriale principale delle imprese private”.

<sup>45</sup> Articolo 31 (Comunità energetiche rinnovabili)

“1. 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;



in interazione con il sistema energetico, secondo le modalità individuate dall'articolo 32, del medesimo decreto legislativo.

Peraltro, secondo l'articolo 3, del richiamato decreto MASE n. 414 del 2023:

- a) le Comunità energetiche rinnovabili risultano già regolarmente costituite alla data di entrata in esercizio degli impianti che accedono al beneficio (e quindi posti nella disponibilità della CER medesima), e prevedono, nel caso di imprese, che la loro partecipazione in qualità di soci o membri sia consentita esclusivamente per le PMI;
- b) gli impianti posseggono i requisiti prestazionali e di tutela ambientale, ivi inclusi i criteri di sostenibilità, necessari anche per rispettare il principio del “*Do No Significant Harm*” (DNSH) e i requisiti costruttivi declinati nelle regole operative di cui all'articolo 11, del predetto decreto MASE;
- c) l'investimento concorre al raggiungimento degli obiettivi climatici di cui all'Allegato VI al Regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 12 febbraio 2021, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza;
- d) le CACER assicurano, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica, o dichiarazione sostitutiva di atto notorio nel caso di autoconsumo individuale, che

*b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo i cui soci o membri possono essere persone fisiche, PMI, anche partecipate da enti territoriali, associazioni, aziende territoriali per l'edilizia residenziale, istituzioni pubbliche di assistenza e beneficenza, aziende pubbliche di servizi alla persona, consorzi di bonifica, enti e organismi di ricerca e formazione, enti religiosi, enti del Terzo settore e associazioni di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali individuate nell'elenco delle amministrazioni pubbliche predisposto dall'Istituto nazionale di statistica (ISTAT) ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196;*

*c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;*

*d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta e volontaria, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo fa capo ai soggetti di cui alla lettera b) che sono situati nel territorio in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a).*

*2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:*

*a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), punto 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;*

*b) 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;*

*c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini. L'energia può essere condivisa nell'ambito della stessa zona di mercato, ferma restando la sussistenza del requisito di connessione alla medesima cabina primaria per l'accesso agli incentivi di cui all'articolo 8, e alle restituzioni di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), secondo le modalità e alle condizioni ivi stabilite;*

*d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;*

*e) i membri delle comunità possono accedere agli incentivi di cui al Titolo II alle condizioni e con le modalità ivi stabilite;*

*f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a), la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità”.*



l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale di cui all'Allegato 1, al decreto MASE, 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. Le CACER assicurano altresì la completa, adeguata e preventiva informativa a tutti i consumatori finali, che siano soci o membri o autoconsumatori che agiscono collettivamente facenti parte delle medesime configurazioni, circa i benefici loro derivanti dall'accesso alla tariffa incentivante di cui all'articolo 4;

- e) gli impianti rispettano i requisiti di cui all'articolo 8, comma 1, lettera a)<sup>46</sup>, del decreto legislativo n. 199 del 2021.

Non è consentito l'accesso agli incentivi:

- a) alle imprese in difficoltà secondo la definizione riportata nella Comunicazione della Commissione Orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea C 249, del 31 luglio 2014<sup>47</sup>;
- b) ai soggetti richiedenti per i quali ricorre una delle cause di esclusione di cui agli articoli da 94 a 98, del decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36<sup>48</sup>;
- c) ai soggetti richiedenti che siano assoggettati alle cause di divieto, decadenza o sospensione di cui all'articolo 67, del decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159<sup>49</sup>; alle imprese nei confronti delle quali pende un ordine di recupero per effetto di una precedente decisione della Commissione Europea che abbia dichiarato gli incentivi percepiti illegali e incompatibili con il mercato interno;
- d) ai progetti relativi all'idrogeno che comportino emissioni di gas a effetto serra superiori a 3t di CO<sub>2</sub>eq/t H<sub>2</sub>.

<sup>46</sup> "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".

<sup>47</sup> Ai fini dei presenti orientamenti, si ritiene che un'impresa sia in difficoltà se, in assenza di un intervento dello Stato, è quasi certamente destinata al collasso economico a breve o a medio termine. Pertanto, un'impresa è considerata in difficoltà se sussiste almeno una delle seguenti circostanze:

a) nel caso di società a responsabilità limitata (25), qualora abbia perso più della metà del capitale sociale sottoscritto (26) a causa di perdite cumulate. Ciò si verifica quando la deduzione delle perdite cumulate dalle riserve (e da tutte le altre voci generalmente considerate come parte dei fondi propri della società) dà luogo a un importo cumulativo negativo superiore alla metà del capitale sociale sottoscritto;

b) nel caso di società in cui almeno alcuni soci abbiano la responsabilità illimitata per i debiti della società (27), qualora abbia perso più della metà dei fondi propri, quali indicati nei conti della società, a causa di perdite cumulate;

c) qualora l'impresa sia oggetto di procedura concorsuale per insolvenza o soddisfi le condizioni previste dal diritto nazionale per l'apertura nei suoi confronti di una tale procedura su richiesta dei suoi creditori;

d) nel caso di un'impresa diversa da una PMI, qualora, negli ultimi due anni:

i) il rapporto debito/patrimonio netto contabile dell'impresa sia stato superiore a 7,5;

ii) il quoziente di copertura degli interessi dell'impresa (EBITDA/interessi) sia stato inferiore a 1,0.

<sup>48</sup> Cfr. articolo 94 (Cause di esclusione automatica), articolo 95 (Cause di esclusione non automatica), articolo 96 (Disciplina dell'esclusione), articolo 97 (Cause di esclusione di partecipanti a raggruppamenti) e articolo 98 (Illecito professionale grave) del decreto legislativo n. 36 del 2023.

<sup>49</sup> Cfr. articolo 67 (Effetti delle misure di prevenzione) del decreto legislativo n. 159 del 2011.



**Valore della Tariffa incentivante riconosciuta dal GSE<sup>50</sup>**

La tariffa incentivante riconosciuta dal GSE, sulla quantità di energia elettrica condivisa da una CER, è costituita da una parte fissa ed una variabile: “Tariffa incentivante = Parte fissa + Parte variabile”.

La parte fissa si distingue secondo la taglia, la potenza dell’impianto nella produzione di energia; la parte variabile in funzione del prezzo di mercato dell’energia ed è soggetta ad un tetto massimo.

Potenza impianto	Tariffa incentivante	Valore massimo della tariffa premio
potenza < 200 kW	$80\text{€MWh} + (0; 180\text{€MWh} - P_z)$	120 €MWh
$200\text{ kW} < \text{potenza} < 600\text{ kW}$	$70\text{€MWh} + (0; 180\text{€MWh} - P_z)$	110 €MWh
potenza > 600 kW	$60\text{€MWh} + (0; 180\text{€MWh} - P_z)$	100 €MWh

La tariffa incentivante si riduce nella parte fissa all’aumentare della potenza degli impianti, mentre la parte variabile oscilla tra 0 e 40 €MWh in funzione del prezzo dell’energia (al diminuire del prezzo di mercato dell’energia la parte variabile aumenta fino ad arrivare al massimo a 40 €MWh).

Inoltre, al fine di tener conto della minor producibilità degli impianti fotovoltaici installati nelle Regioni centro settentrionali rispetto a quelli posizionati nelle Regioni del Sud Italia, sono previste le seguenti maggiorazioni tariffarie:

- i. +4 €MWh, per le regioni del centro Italia (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo);
- ii. +10 €MWh per le regioni del nord Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d’Aosta e Veneto). La tariffa premio non può eccedere il valore di 110 €MWh.

In base all’articolo 6, del decreto MASE, gli incentivi (da tariffa incentivante) sono cumulabili con contributi in conto capitale nella misura massima del 40% dell’investimento.

La Tariffa Incentivante è ridotta nei casi di cui è prevista l’erogazione di un contributo in conto capitale, e in tal caso la tariffa spettante è determinata come segue:

$$\text{Tariffa Incentivante Premio (TIP) conto capitale} = \text{Tip} * (1 - F)$$

dove F è un parametro che, nella generalità dei casi, varia linearmente tra 0, nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale, e un valore pari a 0,50, nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell’investimento.

**Tale fattore di riduzione non trova applicazione in relazione all’energia elettrica**

<sup>50</sup> Cfr. Allegato 1, al decreto MASE n. 414 del 2023.





**condivisa da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale, persone fisiche.**

**Va sottolineato, infine, che in base all'articolo 3, comma 2, lettera g), del decreto MASE, le CACER assicurano che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione di specifici valori soglia di quota di energia condivisa, ovvero il 55% nei casi di accesso alla sola tariffa premio e 45% nei casi di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale, 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.**

In base alle “Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR” emanate dal GSE la tariffa incentivante è cumulabile con:

- a) il contributo PNRR previsto dal decreto CACER. In tal caso la tariffa viene decurtata secondo quanto previsto dalle Regole in ragione dell'entità del contributo ottenuto;
- b) altri contributi in conto capitale, diversi dal punto precedente, di intensità non superiore al 40%. In tal caso la tariffa viene decurtata secondo quanto previsto dal decreto MASE citato in ragione dell'entità del contributo ottenuto;
- c) altre forme di sostegno pubblico che costituiscono un regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale, purché l'equivalente sovvenzione per kW non superi il 40% del costo di investimento di riferimento massimo espresso in €/kW. In tal caso la tariffa viene decurtata in ragione dell'entità del contributo ottenuto;
- d) le detrazioni fiscali con aliquote ordinarie (articolo 16-*bis*, comma 1, lettera h), del testo unico delle imposte sui redditi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917);
- e) i contributi erogati a copertura dei soli costi sostenuti per gli studi di prefattibilità e le spese necessarie per attività preliminari allo sviluppo dei progetti, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni, senza decurtazione;
- f) altre forme di sostegno pubblico diverse dal conto capitale che non costituiscono un regime di aiuto di Stato, senza decurtazione.

La tariffa incentivante non è cumulabile con:

- a) Superbonus (articolo 119, comma 7, del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34 e s.m.i.);
- b) contributi in conto capitale in misura maggiore del 40% dei costi di investimento ammissibili;
- c) altre forme di incentivo in conto esercizio.

Inoltre, i contributi spettanti all'energia elettrica condivisa nell'ambito delle configurazioni ammesse, sono alternativi al meccanismo dello Scambio sul Posto. La tariffa premio non spetta sull'energia elettrica autoconsumata ascrivibile alla quota di



potenza realizzata ai fini del soddisfacimento dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici previsto all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo n. 28 del 2011 (c.d. Potenza d'obbligo).

### **Le ricadute del decreto MASE sulle operazioni di PPP ad iniziativa pubblica**

Si ritiene utile attenzionare alcuni passaggi del decreto MASE che possono avere ricadute sulla progettazione dell'operazione di Partenariato Pubblico Privato.

Il decreto infatti prevede che il soggetto beneficiario della tariffa incentivante sia la Comunità energetica che, all'atto della richiesta di incentivo deve essere già costituita, e avere la disponibilità di impianti già funzionanti. La domanda inoltre è presentata entro 120 giorni successivi alla data di entrata in esercizio degli impianti. È pertanto necessario che il contratto di concessione preveda specifiche responsabilità in capo al concessionario in ordine ai tempi di costituzione e gestione amministrativa della CER ove queste attività rientrino come attività di supporto alla Pubblica Amministrazione concedente nell'ambito dell'accordo negoziale.

Come accennato, l'articolo 3, comma 2, lettera g) prevede che l'importo della tariffa premio eccedentario rispetto ai valori soglia identificati dall'Allegato 1, ossia il 55% in caso di accesso alla sola tariffa premio, o il 45% nel caso di cumulo della tariffa premio con un contributo in conto capitale, sia destinato a soggetti diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione.

La CER quindi dovrebbe, all'interno del proprio bilancio disporre una riserva a favore di tali obiettivi il cui accantonamento rappresenta un costo sul bilancio di esercizio annuale. Nell'ottica degli equilibri di bilancio ne deriva che la CER, al fine di remunerare la disponibilità degli impianti a favore dei produttori (tra cui la Pubblica Amministrazione in presenza di modello concessorio ad iniziativa pubblica) sarà favorita ove il contributo pubblico iniziale previsto dal concedente a favore del concessionario sia consistente e comunque non superiore al 40% dell'investimento complessivo.

## **2.2 Il contributo di valorizzazione per l'energia auto consumata<sup>51</sup>**

Il GSE, oltre all'incentivo sull'energia condivisa "TIP" di cui al paragrafo precedente,

<sup>51</sup> L'energia elettrica autoconsumata è, per ogni ora, l'energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina. L'energia elettrica autoconsumata può essere suddivisa, ove necessario, per impianto di produzione, a partire dalle immissioni degli impianti di produzione entrati prima in esercizio (Deliberazione ARERA 727-22 – ALLEGATO TIAD).



sulla base della quantità di energia elettrica autoconsumata determina un ulteriore corrispettivo di valorizzazione. Tale corrispettivo varia ogni anno in funzione dei corrispettivi determinati da ARERA per l'energia elettrica condivisa ed è pari alla tariffa di trasmissione in bassa tensione<sup>52</sup> (nel 2023, era pari a 8,48 €/MWh; nel 2024 a 10,50 €/MWh<sup>53</sup> e pure per il primo trimestre del 2025).

L'articolo 42-*bis*, del decreto legge n. 162 del 2019 ha introdotto la coincidenza tra i concetti di “energia condivisa”, di “energia elettrica oggetto di autoconsumo” e di “energia elettrica incentivata per l'autoconsumo”. Infatti, in base allo stesso articolo, la condivisione dell'energia elettrica è consentita solo per l'autoconsumo su base oraria all'interno dell'area sottesa alla stessa cabina secondaria e derivante da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili di nuova realizzazione (e, come tali, incentivabili).

In attuazione dell'articolo 42-*bis* del decreto legge n. 162 del 2019, l'Autorità, con la deliberazione 318/2020/R/EEL e con il relativo Allegato A, ha implementato un modello regolatorio virtuale che consente di valorizzare l'autoconsumo, nel caso di edifici o condomini e nel caso di comunità di energia rinnovabile, senza dover richiedere nuove connessioni o realizzare nuovi collegamenti elettrici o installare nuove apparecchiature di misura.

In attuazione del modello regolatorio virtuale, ogni cliente finale e ogni produttore acquista e vende, rispettivamente, la propria energia elettrica prelevata e la propria energia elettrica immessa. In tal caso, dunque:

- i. il GSE riconosce al referente la valorizzazione dell'autoconsumo ai sensi della deliberazione 318/2020/R/EEL;
- ii. il GSE riconosce al referente l'incentivo previsto dal decreto ministeriale 16 settembre 2020.

I benefici derivanti dall'autoconsumo sono essenzialmente riconducibili a:

- a) perdite di rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in aree limitrofe, riducendo i transiti sulle reti, comporta una riduzione delle perdite di rete rispetto al caso in cui l'energia proviene dalla rete di trasmissione a livelli di tensione più elevati. Nella regolazione vigente, la riduzione delle perdite di rete imputabile all'autoconsumo è già riconosciuta tramite la maggiorazione forfetaria della quantità di energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione;
- b) connessione alla rete: l'energia elettrica prodotta e consumata in sito, in alcune situazioni, potrebbe permettere (solo ipoteticamente allo stato attuale) di ottimizzare l'utilizzo delle cabine di consegna e degli stalli per la connessione, riducendo i costi di connessione;
- c) potenziamento o sviluppo di nuove reti: l'energia elettrica prodotta e consumata in

<sup>52</sup> <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/tiad-e-incentivi-dm-cacer>.

<sup>53</sup> GSE “Le Comunità Energetiche in pillole”.



sito potrebbe consentire in prospettiva (solo ipoteticamente allo stato attuale) la riduzione della necessità di potenziamento delle reti esistenti o di realizzazione di nuove reti, nella misura in cui contribuisse a ridurre la potenza massima richiesta sui punti di connessione piuttosto che nella misura in cui contribuisse a ridurre i transiti;

- d) dispacciamento: l'autoconsumo potrebbe in teoria ridurre i costi di dispacciamento, ma non necessariamente. Infatti, Terna S.p.A.<sup>54</sup>, per esercire il sistema elettrico in condizioni di sicurezza, deve comunque tener conto della necessità di approvvigionarsi di capacità di riserva, al fine di soddisfare il fabbisogno di potenza del carico interno al sistema di autoconsumo nelle ore in cui la produzione interna al predetto sistema è nulla, anche per effetto di eventuali avarie degli impianti di produzione. Peraltro, al crescere della “volatilità della fonte” i costi di dispacciamento tendono ad aumentare.

Nel caso di comunità di energia rinnovabile, le componenti tariffarie oggetto di restituzione da parte del GSE al produttore referente sono state individuate con la Delibera Arera n. 318 del 2020.

Con il decreto legislativo n. 199 del 2021 sono state introdotte ulteriori modifiche, tra cui la sussistenza del requisito di connessione alla medesima cabina primaria, mentre il decreto legislativo n. 210 del 2021 ha introdotto la configurazione della Comunità energetica dei cittadini (CEC)<sup>55</sup>.

L'ARERA ha ritenuto quindi necessario predisporre un nuovo testo integrato, con la Delibera n. 727 del 2022, finalizzato alla valorizzazione dell'autoconsumo “esteso”, a partire dalla regolazione transitoria adottata con la Deliberazione 318/2020/R/EEL e con il relativo Allegato A, nel caso delle configurazioni per l'autoconsumo per il tramite della rete pubblica con obbligo di connessione di terzi, per tenere conto delle disposizioni previste dagli articoli 30, 31 e 32 del decreto legislativo n. 199 del 2021 e delle disposizioni previste dall'articolo 14, del decreto legislativo n. 210 del 2021.

Le CER di cui all'articolo 31, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021 e le CEC di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 210 del 2021 rientrano nella più ampia categoria delle “Configurazioni per l'autoconsumo diffuso”.

L'allegato A, alla Delibera n. 727 del 2022 (Punto 3.4) prevede che ai fini dell'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso, nel caso di comunità energetica rinnovabile, fatte salve le diverse disposizioni di cui all'articolo 20, comma 2, del decreto legge n. 17 del 2022, come sostituito dal decreto legge n. 50 del 2022, e dell'articolo 10, comma 2, del

<sup>54</sup> Il gruppo Terna è proprietario della rete di trasmissione italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione. Svolge un ruolo di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale. Opera in un regime di monopolio secondo le regole definite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) e in attuazione degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

<sup>55</sup> La Comunità Energetica dei Cittadini (CEC) gestisce solamente energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e non: non prevede i principi di autonomia, né limitazioni geografiche per produzione e consumo.



decreto legge n. 144 del 2022, devono essere verificate tutte le seguenti condizioni:

- a) i soggetti facenti parte della configurazione sono clienti finali (*consumers*) e/o produttori (*prosumers*) con punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato;
- b) l'esercizio dei poteri di controllo della configurazione fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, 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'ISTAT secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge n. 196 del 2009;
- c) la partecipazione alla configurazione è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
- d) la partecipazione alla configurazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale delle imprese private;
- e) i clienti finali e i *prosumers* facenti parte della configurazione hanno dato mandato al medesimo referente per la costituzione e gestione della configurazione;
- f) l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 199 del 2021 nonché impianti di produzione entrati in esercizio prima della predetta data purché la loro potenza nominale totale non superi il limite del 30% della potenza complessiva che fa capo alla comunità energetica rinnovabile. A tal fine, gli impianti di produzione ammessi alle configurazioni realizzate ai sensi dell'articolo 42-*bis*, del decreto legge n. 162 del 2019 non concorrono al raggiungimento del suddetto limite del 30%;
- g) ai fini del rispetto delle condizioni di cui alla lettera f), valgono anche le seguenti previsioni:
  - i. rientrano anche le sezioni di impianto di produzione oggetto di potenziamento, purché l'energia elettrica prodotta da esse sia oggetto di separata misura ai sensi del TIME;
  - ii. rientrano anche gli impianti di produzione gestiti da produttori terzi, anche diversi dal referente della configurazione, purché in relazione all'energia elettrica immessa in rete i medesimi impianti di produzione risultino nella disponibilità e sotto il controllo della comunità stessa.

Nel caso di comunità energetiche rinnovabili, il GSE calcola su base mensile il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (CACV), espresso in Euro e pari al prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata EACV e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile "CUAfa),m"

$$\text{CACV} = \text{CUAfa),m} * \text{EACV}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile "CUAfa),m" è pari alla parte



unitaria variabile, espressa in €/kWh, della tariffa di trasmissione (TRASE) definita per le utenze in bassa tensione.

La tariffa incentivante e il contributo ARERA sono riconosciuti esclusivamente sull'energia elettrica autoconsumata dalla CER. Tale quantità di energia è pari a quella direttamente autoconsumata dai membri della CER oppure virtualmente consumata, siccome condivisa in ciascuna ora tra i produttori e i consumatori membri della CER ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa Cabina Primaria.

L'energia elettrica autoconsumata è determinata dal GSE, quindi senza nessun onere per i membri della comunità, sulla base delle misure trasmesse automaticamente dai distributori di energia al GSE.

Per ciascuna ora il GSE verificherà a quanto ammonta l'energia prodotta da tutti gli impianti facenti parte di una medesima CER e a quanto ammonta l'energia prelevata da ciascun consumatore della CER (autoconsumo diretto e autoconsumo virtuale). L'energia autoconsumata sarà quindi pari al minor valore tra queste due somme di energia.

### **2.3 I contributi in conto capitale**

#### **2.3.1 Contributi finanziati dal PNRR**

In merito ai contributi in parola, occorre premettere che il decreto MASE già richiamato, risulta recentemente modificato da ulteriore decreto approvato in data 16 maggio 2025, e attualmente rimesso al controllo del MEF e della Corte dei conti.

In ragione di tale riforma, l'incentivo consta di contributi in conto capitale finanziati con le risorse del PNRR fino al 40 per cento dei costi ammissibili per lo sviluppo delle comunità energetiche e delle configurazioni di autoconsumo collettivo, nei comuni con popolazione inferiore ai 50.000 abitanti, attraverso la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, anche abbinati a sistemi di accumulo di energia (cfr. articolo 1, comma 1, lettere a) e c), dell'ultimo schema di decreto).

I beneficiari sono le comunità energetiche rinnovabili e i sistemi di autoconsumo collettivo che alla data di richiesta del contributo devono essere regolarmente costituiti.

Invero, i criteri per il riconoscimento del contributo in c/capitale, di cui al decreto ministeriale del 7 dicembre 2023 (e da ultimo, lo schema di decreto del 16 maggio 2025), fanno seguito alla previsione normativa contenuta nel decreto legislativo n. 199 del 2021 che, all'articolo 14, comma 1, lettera e), in attuazione delle misure di cui alla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 “*Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo*”, stabilisce la concessione di finanziamento a tasso zero fino al 100 per cento dei costi ammissibili, per lo sviluppo della comunità energetiche.

Possono essere ammesse al contributo in conto capitale le spese sostenute per gli impianti





a fonti rinnovabili, inclusi i potenziamenti, inseriti all'interno delle comunità energetiche rinnovabili e ai sistemi di autoconsumo collettivo ubicati nei Comuni con popolazione al di sotto dei 50.000 abitanti al verificarsi delle seguenti condizioni:

- a) sussistenza dei requisiti di cui alle lettere da a) a g) dell'articolo 3, comma 2 del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 7 dicembre 2023;
- b) insussistenza dei casi di cui all'articolo 3, comma 3, del predetto decreto ministeriale;
- c) l'avvio dei lavori sia successivo alla data di presentazione della domanda di contributo da parte del soggetto beneficiario;
- d) possesso del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ove previsto;
- e) possesso del preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva, ove previsto.

A seguito delle modifiche introdotte alle lettere c), d) ed e), dell'articolo 1, dello schema di decreto del 16 maggio 2025, con riferimento agli impianti ammessi al contributo in esame, è necessario che:

- 1) i lavori di realizzazione siano completati entro il 30 giugno 2026;
- 2) gli impianti devono entrare in esercizio entro ventiquattro mesi dalla data di completamento dei lavori e comunque non oltre il 30 dicembre 2027.

Il GSE eroga il contributo spettante o su espressa richiesta con una anticipazione del 30% e successivo saldo del 10% a conclusione del progetto, ovvero sulla base delle spese effettivamente sostenute in relazione allo stato di avanzamento lavori.

Secondo le Regole operative del GSE il soggetto beneficiario del contributo (soggetto attuatore esterno) deve essere il soggetto che sostiene l'investimento per la realizzazione dell'impianto/potenziamento di impianto per il quale viene richiesto il contributo che potrà essere la medesima CER, ovvero un produttore e/o cliente finale socio/membro della CER avente i requisiti rappresentati nel paragrafo 1.2.2.3 Parte II delle regole Operative.

**Le ricadute del decreto MASE sulle operazioni di PPP  
nei Comuni al di sotto dei 50.000 abitanti**

La previsione secondo la quale i beneficiari delle risorse del PNRR sono direttamente le CER comporta che la CER sia preventivamente costituita all'atto della prenotazione delle risorse, che si rammenta sono preordinate alla realizzazione degli impianti FER nella misura massima del 40% del costo.

Nell'Avviso Pubblico per la presentazione di domande a sportello per la concessione



di contributi da finanziare nell'ambito della Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 del PNRR pubblicato dal MASE si prevede che: *“Prima dell’invio della richiesta di accesso al contributo PNRR le CER e i Gruppi di autoconsumatori nelle cui configurazioni verranno inseriti, una volta realizzati, gli impianti o potenziamenti per i quali si richiede l’accesso al contributo, dovranno essere già stati costituiti e rispettare i requisiti previsti nelle Regole Operative”*.

Da quanto espresso dall'articolo 12, del medesimo Avviso, si ravvisano precisi obblighi in capo al beneficiario delle risorse in termini di rendicontazione. A seguito della rendicontazione delle spese sostenute, il contributo verrà erogato per quelle ritenute ammissibili.

Al fine di poter usufruire del contributo, erogato a rimborso delle spese sostenute, la CER dovrà quindi anticipare risorse finanziarie pari al 100% del valore dell'investimento, che sarà a carico dei membri della CER stessa, a meno che i beneficiari della misura non richiedano una anticipazione del 30%. A tal fine, anche per un eventuale ricorso al finanziamento esterno, la CER può esercitare autonomi poteri negoziali, con oneri finanziari a proprio carico, ferma restando la possibilità della singola Pubblica Amministrazione di partecipare al capitale della CER con le proprie risorse (o attraverso la costituzione del diritto in superficie in capo alla CER), anche senza l'attribuzione di poteri di controllo.

### **2.3.2 Altri Contributi in conto capitale**

A parte i contributi finanziati con le risorse del PNRR, nulla impedisce all'ente concedente, in un contratto di PPP finalizzato alla realizzazione di impianti FER per la produzione di energia elettrica da condividere in una CER, di prevedere forme di contribuzione in conto capitale se ciò si rende necessario per conseguire l'equilibrio economico-finanziario dell'operazione<sup>56</sup>. La norma prevede, in linea generale, che la presenza di una contribuzione pubblica fino alla soglia del 40% del costo di investimento produce automaticamente una riduzione degli incentivi della Tariffa Incentivante Premio (TIP)<sup>57</sup>. In tal caso occorrerà valutare l'impatto della riduzione degli incentivi sull'equilibrio economico complessivo della CER. **A ben vedere, però, la riduzione non trova applicazione in relazione all'energia elettrica condivisa da punti di prelievo nella titolarità della Pubblica Amministrazione concedente<sup>58</sup> e nel modello pubblico di CER costituita mediante un contratto di PPP ad iniziativa pubblica, il POD può essere intestato al Comune invece che al concessionario.**

Ulteriore esempio di contribuzione pubblica, è rappresentata dal *“Bando per la*

<sup>56</sup> Articolo 177, comma 6, del decreto legislativo n. 36 del 2023.

<sup>57</sup> Articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale del 7 dicembre 2023.

<sup>58</sup> Allegato 1, al decreto ministeriale del 7 dicembre 2023.



*presentazione di progetti, da parte di enti pubblici ed amministrazioni, anche in partenariato con le imprese, ai fini della realizzazione di sistemi centralizzati di produzione e distribuzione intelligente di energia e/o calore da fonti rinnovabili, anche attraverso comunità energetiche per la condivisione”, sub-misure A2.3e A2.4 del Fondo Nazionale Complementare al PNRR”, di cui all’Ordinanza del 23 novembre 2023, n. 66, adottata ai sensi dell’articolo 14-bis, del decreto legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito in legge 28 luglio 2021, n. 108, del Commissario Straordinario del Governo per la riparazione, la ricostruzione, l’assistenza alla popolazione e la ripresa economica dei territori delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria interessati dagli eventi sismici verificatisi a far data dal 24 agosto 2016<sup>59</sup>.*

Infine, il contributo pubblico può essere riconosciuto sotto forma anche di prestazione di garanzie o nella cessione in proprietà di beni immobili o di altri diritti<sup>60</sup>: in tal caso occorrerà valorizzare economicamente tali forme di contribuzione, che dovranno trovare la corretta imputazione nel Piano Economico Finanziario del concessionario.

## **2.4 I ricavi da mercato**

Una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) ricava benefici economici oltre che dai meccanismi di incentivazione previsti dalla legge per promuovere le comunità energetiche rinnovabili anche dall’eventuale vendita di energia in *surplus* rispetto a quella autoconsumata al prezzo di mercato per tutta l’energia immessa in rete (secondo le rilevazioni del Gestore dei mercati energetici).

Anche i ricavi da mercato sono cumulabili con gli altri incentivi e l’intero processo viene gestito dal Gestore dei servizi energetici (GSE).

Una volta realizzato e messo in funzione l’impianto, la CER, che ne ha la disponibilità e il controllo, può fare istanza al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per ottenere la remunerazione della vendita di energia.

Tale energia può anche venire immagazzinata in sistemi di accumulo, per essere poi utilizzata quando le fonti rinnovabili non sono disponibili (per esempio di notte nel caso dei pannelli solari) o quando se ne verifichi la necessità (per esempio per far fronte a picchi di domanda).

Ciascuna comunità stabilisce come ripartire fra i membri i ricavi derivanti dall’energia prodotta. Ad esempio, si può decidere di ripartire i guadagni della vendita dell’energia in eccesso in modo uguale fra tutti i soci, una volta coperti i costi di gestione della CER.

Da un punto di vista pratico, ogni membro della comunità continuerà a pagare per intero

<sup>59</sup> Cfr. Allegato 3, all’Ordinanza n. 66 del 2023 “Linee Guida per la selezione di proposte private di PPP per la realizzazione e gestione di impianti FER da gestire tramite CER”: il documento rappresenta linee guida operative destinate agli enti territoriali che vogliono sviluppare impianti da FER per la realizzazione e gestione di CER, nel caso in cui non dispongano di risorse finanziarie proprie sufficienti a coprire integralmente o anche solo parzialmente gli investimenti necessari, avvalendosi del Partenariato Pubblico-Privato (PPP).

<sup>60</sup> Articolo 177, comma 6, del decreto legislativo n. 36 del 2023.



la bolletta al proprio fornitore di energia elettrica, ma riceverà periodicamente un importo derivante dalla condivisione dei benefici garantiti alla comunità.

### **Ritiro dedicato<sup>61</sup>**

Su tutta l'energia prodotta in eccesso dagli impianti fotovoltaici ed immessa nella rete di distribuzione nazionale, il produttore di energia può beneficiare del ritiro dedicato GSE. In quest'ultimo caso, il prezzo applicato sarà quello corrispondente allo zonale orario<sup>62</sup>: il prezzo zonale orario è il prezzo sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto. In questo caso il gestore di rete trasmette le misure al GSE, che poi paga il corrispettivo di vendita in base al prezzo zonale orario

Il Ritiro Dedicato è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, attiva dall'01 gennaio 2008. Consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, secondo principi di semplicità procedurale e applicando condizioni economiche di mercato.

La CER che ha la disponibilità degli impianti (in quanto direttamente realizzati o locati) può ritrarre ricavi dalla vendita al mercato, tramite il RID, dell'energia prodotta e non autoconsumata; i membri *prosumers*, e tra essi pure l'ente pubblico concedente, che mettono gli impianti nella disponibilità della CER medesima (mantenendo però l'autoconsumo istantaneo sull'energia prodotta, secondo il loro fabbisogno), hanno la possibilità – in conformità agli accordi interni di partecipazione alla CER – di vendere al mercato l'eventuale eccedenza energetica dai propri impianti, una volta esaurito il fabbisogno di autoconsumo energetico della CER stessa.

I ricavi derivanti ai produttori dalla vendita al GSE dell'energia elettrica si sommano quindi a quelli conseguiti dagli eventuali meccanismi di incentivazione.

Si può richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili che rispondano alle seguenti condizioni<sup>63</sup>:

- a) potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, compresa la produzione imputabile delle centrali ibride;
- b) potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mare-motrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);

<sup>61</sup> Il Ritiro dedicato consiste nel ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387 del 2003, e dell'energia elettrica di cui al comma 41, della legge n. 239 del 2004, da parte del gestore di rete a cui l'impianto è connesso e per la cui regolazione economica agisce il GSE sulla base di modalità e di condizioni predefinite.

<sup>62</sup> Per la determinazione del prezzo applicato occorre fare riferimento alla Delibera ARERA n. 111 del 2006, e il relativo Allegato A: il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica in ciascuna zona è pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona.

<sup>63</sup> Cfr. l'articolo 13, del decreto legislativo n. 387 del 2003.



- c) potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti non rinnovabili, compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride;
- d) potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili (diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica) limitatamente, per quest'ultima, agli impianti ad acqua fluente purché nella titolarità di un auto-produttore.

### **Ritiro dedicato un esempio di risparmio**

Si ipotizza una Amministrazione Comunale che al tempo stesso è aderente e/o promotrice di una CER e titolare, in qualità di ente concedente, di un contratto di PPP per la realizzazione di impianti fotovoltaici collocati presso i propri immobili e che corrisponda un c.d. “canone di disponibilità” al concessionario per la produzione energetica.

Gli impianti, data una determinata capacità produttiva, producono una quantità di energia tale che si registra periodicamente un *surplus* di produzione rispetto a quella condivisa. In tale circostanza possono verificarsi due distinte ipotesi<sup>64</sup>:

- a) l'energia in eccesso viene venduta direttamente dal concedente sul mercato (Ritiro Dedicato) incamerando i relativi corrispettivi;
- b) l'energia in eccesso viene prodotta all'interno della CER (anche grazie all'energia condivisa messa a disposizione dalla PA) e i ricavi dalla vendita (Ritiro Dedicato) vengono acquisiti dalla CER che deciderà come destinare questa ulteriore fonte di ricavi.

Nell'ipotesi a), sommando tutti i benefici previsti dalla normativa, l'Amministrazione Comunale può arrivare ad avere fino ad uno sconto di 0,15 € per KW\*. Ipotizzando un *surplus* medio di 1.000 Kw a bimestre questa cifra si traduce in un risparmio sulla bolletta di quasi 150€a bimestre (con un impianto di produzione > 600 Kw)<sup>65</sup>.

### **3. Gli altri incentivi per le CER (Conto Termico e TEE)**

#### **3.0 Il Conto Termico 3.0**

#### **Cos'è il Conto Termico**

Il “Conto Termico” è una misura introdotta dal decreto MASE del 28 dicembre 2012, e consiste in un incentivo agli interventi per l'**incremento dell'efficienza energetica** e la **produzione di energia termica** da fonti rinnovabili per impianti di piccole dimensioni.

<sup>64</sup> La modalità di valorizzazione dell'energia in eccesso, tramite Ritiro Dedicato, dovrà in ogni caso trovare una puntuale regolamentazione all'interno della CER.

<sup>65</sup> Cfr. il decreto MASE del 7 dicembre 2023: la tariffa premio di 0,1 €/KWh + Tabella ARERA 2023 bonus per il ritiro dedicato: 0,04 €/KWh + restituzione dei costi di trasmissione e degli oneri non goduti, indicativamente di 0,01 €/kWh.



Il Conto Termico consente di riqualificare i propri edifici per migliorarne le prestazioni energetiche, riducendo in tal modo i costi dei consumi e recuperando in tempi brevi parte della spesa sostenuta.

Il Conto Termico si presenta quindi come un'alternativa alle detrazioni fiscali e ai certificati bianchi a disposizione dei soggetti beneficiari per realizzare interventi di riqualificazione energetica di immobili, che permette di vedersi restituire, per tramite della GSE (Gestore Servizi Energetici) un **bonifico**, erogato in **una o più soluzioni**, a parziale rimborso dei costi sostenuti per la realizzazione degli interventi ammessi nel decreto ministeriale richiamato ed i successivi aggiornamenti.

La disciplina è stata infatti oggetto di aggiornamento e revisione nel 2016, con decreto emanato dal MISE il 16 febbraio dello stesso anno, dal quale sono derivati un ampliamento delle modalità di accesso dei soggetti ammessi al beneficio e degli interventi di efficienza energetica. È stata inoltre rivista al rialzo la dimensione degli impianti ammissibili.

Da ultimo, all'esito della fase di consultazione pubblica sullo schema di decreto (20 febbraio 2025), è stato pubblicato **in G.U. del 26 settembre 2025, il Decreto MASE del 07 agosto 2025**, recante la disciplina del **c.d. Conto Termico 3.0**, recante *“Incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili”*. Il nuovo Decreto “Conto Termico 3.0” entrerà quindi **in vigore a far data dal 25 dicembre 2025**. Successivamente, il GSE avrà 60 giorni per aggiornare il portale telematico e le regole applicative: la piena operatività del Conto Termico 3.0 è quindi attesa per febbraio 2026.

### Chi sono i soggetti beneficiari

L'incentivo, destinato sia alle **amministrazioni pubbliche** che a **soggetti privati**, è erogato dal GSE. I soggetti beneficiari possono, ai fini dell'ottenimento dell'incentivo, avvalersi di una **Esco** stipulando con quest'ultima un **contratto di efficientamento energetico (EPC)**.

Più precisamente, il Decreto MASE pubblicato, oltre alle disposizioni comuni di cui al Titolo IV, si compone di due parti separate relative agli *“interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica negli edifici”* (**Titolo II**) e agli *“interventi di piccole dimensioni per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili”* (**Titolo III**).

La principale differenza tra i due sopra richiamati Titoli si ha proprio nei soggetti ammessi ai benefici (rispettivamente **articolo 4** e **articolo 7**) in quanto sia le Amministrazioni Pubbliche per entrambi gli interventi (si veda la definizione di cui all'**articolo 2, comma 1, lettera c**), dello schema di decreto, laddove si precisa che le PA in questione ricomprendono anche le Società *In House* di cui al decreto legislativo n. 175 del 2016; le Società Cooperative Sociali di cui alla legge n. 381 del 1991; e pure *“i concessionari che gestiscano servizi pubblici utilizzando immobili di Enti territoriali o locali”*), sia i soggetti privati, possono realizzare:





- Interventi diretti all’*“incremento dell’efficienza energetica negli edifici”* (EPC) solo su edifici appartenenti all’ambito terziario (cfr. la definizione di cui all’articolo 2, con richiamo alle categorie catastali rientranti);
- Interventi diretti alla *“produzione di energia termica da fonti rinnovabili”* (Energia Termica) su edifici sia appartenenti all’ambito terziari sia appartenenti all’ambito residenziale (cfr. le definizioni, ed i richiami alle categorie catastali).

Tra le disposizioni comuni rileva l’**articolo 10, comma 1**, ove si legge che: *“Ai fini dell’accesso agli incentivi di cui al presente decreto, i soggetti ammessi devono avere la disponibilità dell’edificio o unità immobiliare ove l’intervento viene realizzato, in quanto proprietari o titolari di altro diritto reale o personale di godimento”*.

Importante anche il successivo **comma 3**, siccome riferito a interventi su impianti esistenti in più edifici e in più unità immobiliari: *“Gli interventi di cui agli articoli 5 e 8, in caso di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti di più edifici o più unità immobiliari, con impianti centralizzati di climatizzazione invernale, sono incentivabili nel rispetto delle seguenti condizioni:*

*a) il dimensionamento della potenza nominale del nuovo generatore, asseverato da un tecnico abilitato, deve essere basato sul calcolo dei reali fabbisogni termici dell’insieme di edifici;*

*b) gli edifici e le unità immobiliari devono essere nella disponibilità di un unico soggetto ammesso e l’intervento deve essere nella disponibilità di un unico soggetto responsabile;*

*c) nel caso di più edifici, gli stessi devono essere dotati di impianti climatizzazione invernale e ciascun generatore preesistente deve essere compatibile con le condizioni previste all’allegato I al presente decreto.*

*Il nuovo impianto di climatizzazione invernale può essere adibito anche alla produzione centralizzata di acqua calda sanitaria”*.

Inoltre, viene introdotto un espresso limite (avente incidenza anche in termini di cumulabilità degli incentivi in parola tra più edifici/immobili) al **comma 7**, ove è stabilito che: *“A seguito dell’ottenimento degli incentivi per la realizzazione di interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza di cui all’articolo 8, non sono incentivabili ulteriori interventi della medesima tipologia, ivi inclusi potenziamenti di impianti, realizzati nel medesimo edificio o nella medesima unità immobiliare e relative pertinenze, nel medesimo fabbricato rurale o nella medesima serra e relative pertinenze per almeno un anno dalla data di stipula del contratto con il GSE relativo al precedente ultimo intervento”*.

Con riguardo alla presentazione dell’istanza di incentivo, precisa l’**articolo 13** (*“Modalità di accesso tramite ESCO ed altri soggetti abilitati”*) – specie ai primi tre commi – che: *“1. Ai fini dell’accesso agli incentivi, **oltre che direttamente, le amministrazioni pubbliche**, possono avvalersi, **in qualità di soggetto responsabile, alternativamente:***

*a) di una **ESCO**, mediante la stipula di un contratto di prestazione energetica;*



*b) di altro soggetto pubblico deputato alla gestione degli immobili oggetto degli interventi o di quelli preposti, ai sensi della normativa vigente, all'attuazione dei medesimi interventi, tra i quali, l'Agenzia del Demanio o i provveditorati alle opere pubbliche, qualora tali soggetti agiscano in qualità di Soggetto Responsabile;*

*c) di un soggetto privato nell'ambito di forme di partenariato pubblico-privato, ad esclusione del partenariato sociale, nei limiti delle spese sostenute dalla amministrazione pubblica nell'ambito del medesimo contratto;*

*d) delle comunità energetiche ovvero delle configurazioni di autoconsumo di cui sono membri.*

*2. Nel caso in cui le amministrazioni pubbliche si avvalgano di una ESCO per l'accesso agli incentivi, a garanzia dell'erogazione degli acconti, è richiesta una formale obbligazione solidale tra le parti.*

*3. Ai fini dell'accesso agli incentivi, oltre che direttamente, i soggetti privati, possono avvalersi di una **ESCO**, mediante la stipula di un contratto di servizio energia o di un contratto di prestazione energetica, fermo restando le specifiche deroghe al rispetto di tutti i requisiti del contratto di servizio energia da definire nell'ambito delle regole applicative di cui all'articolo 19, comma 2, dal GSE. Limitatamente agli interventi realizzati in ambito residenziale che prevedono una sostituzione impiantistica, il contratto di prestazione energetica o di servizio energia deve avere ad oggetto interventi di dimensioni superiori a 70 kW, in caso di interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o superiore a 20 m2, in caso di installazione di impianti solari termici”.*

Stante l'incidenza sulle clausole dei rapporti contrattuali, si richiamano altresì i successivi **commi 6 e 7**, ove si legge che: “6. I contratti di cui ai commi 3 e 4, in aggiunta ai requisiti richiamati per i contratti di prestazione energetica e per i contratti di servizio energia dovranno altresì prevedere:

*a) una durata e delle clausole rescissorie che devono garantire il rispetto delle previsioni di cui all'articolo 10 comma 5;*

*b) un quadro economico finanziario che preveda fra le entrate anche gli incentivi di cui al presente decreto da trasmettere nella documentazione richiesta nella scheda-domanda.*

*7. Qualora gli interventi incentivati siano stati eseguiti su impianti di amministrazioni pubbliche, queste, nel caso di scadenza del contratto di cui al comma 1 nell'arco dei cinque anni successivi all'ottenimento degli incentivi, assicurano il mantenimento dei requisiti mediante l'inserimento di apposite clausole contrattuali relative alle condizioni di assegnazione del nuovo contratto”.*

Infine, si legge al **comma 8** che “8. Ai fini dell'accesso agli incentivi i soggetti privati possono avvalersi anche delle **comunità energetiche** ovvero delle configurazioni di autoconsumo **di cui sono membri**”.



Sempre con riguardo ai soggetti ammessi ai benefici, un'ulteriore indicazione si ricava dal documento pubblicato dal MASE nell'ambito della Consultazione Pubblica sullo Schema di Decreto, ove (a pag. 6) si legge che: *“Per le pubbliche amministrazioni, inoltre, pur permanendo prioritaria la promozione dello strumento dei contratti di prestazione energetica EPC, al fine di sostenere la riqualificazione del parco immobiliare pubblico, è ammissibile il ricorso a forme di cooperazione pubblico-privato e, dunque, alla compartecipazione di soggetti privati alle spese di riqualificazione. Si fa riferimento, in particolare, ai contratti di partenariato pubblico privato (c.d. PPP), con eccezione della concessione esclusiva del bene al privato. In tali casi, le pubbliche amministrazioni possono accedere agli incentivi anche per il tramite di soggetti privati”*.

Si ritiene, ad un primo sommario esame, che sussista una alternatività nell'ambito delle CER in merito all'individuazione del soggetto ammesso a presentare istanza di incentivo al GSE: la CER può essere autorizzata a presentare istanza in luogo dei soggetti privati e/o pubblici membri, circa l'incentivo diretto a interventi su immobili/edifici/impianti di cui la stessa CER abbia la disponibilità, oppure per i medesimi interventi possono procedere con istanza direttamente i soggetti titolari dei medesimi immobili/edifici/impianti e membri della CER (ci stiamo riferendo implicitamente ai membri *prosumers*).

In ogni caso, l'alternatività discende dall'impossibilità di una doppia incentivazione del medesimo intervento, e deve altresì tenere conto di una interoperatività (anche ai fini della quantificazione dell'efficientamento energetico e della sommatoria in un unico incentivo) di interventi su più edifici/impianti interconnessi: laddove essi risultino tutti nella disponibilità della CER, essa potrebbe richiedere un unico incentivo per una pluralità di interventi su una molteplicità di edifici/impianti.

### Come si accede al beneficio

Nel testo del decreto ministeriale (**articolo 14**) sono, inoltre, specificate **due diverse modalità** di accesso all'incentivo:

- a) Accesso **diretto**: a seguito della conclusione degli interventi, il Soggetto Responsabile trasmette al GSE, attraverso l'apposita sezione del portale telematico predisposto dal medesimo GSE, specifica istanza di riconoscimento degli incentivi;
- b) Accesso su **prenotazione**: le PA, e le Esco che operano per conto della PA, ad esclusione delle Cooperative di Abitanti e le Cooperative Sociali, possono presentare al GSE, per la prenotazione dell'incentivo, una **scheda domanda** a preventivo.

La modalità di accesso al beneficio su prenotazione è tuttavia subordinata al verificarsi di **almeno una** delle seguenti condizioni:

- a) presenza di una **diagnosi energetica** e di un provvedimento o altro atto amministrativo attestante l'impegno all'esecuzione di almeno uno degli interventi



ricompresi nella diagnosi energetica. Nel caso in cui si dichiara di avvalersi di un contratto di prestazione energetica, lo schema tipo dello stesso è allegato all'atto amministrativo.

- b) presenza di un **contratto di prestazione energetica (EPC)** stipulato con una ESCO, qualora la ESCO sia qualificata soggetto responsabile;
- c) presenza di un **contratto di prestazione energetica (EPC)** o di un altro contratto di fornitura integrato per la riqualificazione energetica dei sistemi interessati da cui poter desumere le spese ammissibili previste per l'intervento proposto, nel caso in cui l'amministrazione pubblica sia il soggetto responsabile. Alla domanda è allegata copia del contratto firmato da entrambe le parti ed immediatamente esecutivo dalla data del riconoscimento della prenotazione dell'incentivo da parte del GSE;
- d) presenza di un provvedimento o altro atto amministrativo attestante l'avvenuta **assegnazione dei lavori** oggetto della scheda-domanda, unitamente al **verbale di consegna dei lavori** redatto dal direttore dei lavori secondo quanto prescritto dal decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36.

### Quali interventi rientrano nell'incentivo

Il Decreto MASE sul Conto Termico 3.0 specifica le tipologie di interventi incentivabili in due separati gruppi:

- i. l'**articolo 5** individua gli interventi incentivabili nell'ambito del **Titolo II** – *“Interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica negli edifici”*;
- ii. l'**articolo 8** individua gli interventi incentivabili nell'ambito del **Titolo III** – *“interventi di piccole dimensioni per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili”*.

Recita il richiamato articolo 5:

*“1. Sono incentivabili uno o più dei seguenti interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari esistenti dotati di impianto di climatizzazione:*

- a) isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato, anche unitamente all'eventuale installazione di sistemi di ventilazione meccanica;*
- b) sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato;*
- c) installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento e/o sistemi di filtrazione solare esterni per chiusure trasparenti con esposizione da Est-sud-est a Ovest, fissi o mobili, non trasportabili;*
- d) trasformazione degli edifici esistenti in «edifici a energia quasi zero»;*
- e) sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne degli edifici esistenti con sistemi efficienti di illuminazione;*



*f) installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico ( building automation ) degli impianti termici ed elettrici degli edifici, ivi compresa l'installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore, trasmissione ed elaborazione dei dati stessi;*

*g) installazione di elementi infrastrutturali per la ricarica privata di veicoli elettrici, anche aperta al pubblico, presso l'edificio e le relative pertinenze, ovvero presso i parcheggi adiacenti, a condizione che l'intervento sia realizzato congiuntamente alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore elettriche;*

*h) installazione di impianti solari fotovoltaici e relativi sistemi di accumulo e/o opere di allacciamento alla rete, presso l'edificio o nelle relative pertinenze, a condizione che l'intervento sia realizzato congiuntamente alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore elettriche”.*

Recita il richiamato articolo 8:

*“1. Sono incentivabili uno o più dei seguenti interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza in edifici esistenti, in parti di edifici esistenti o unità immobiliari esistenti, dotati di impianto di climatizzazione:*

*a) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale, anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzando energia aerotermica, geotermica o idrotermica, unitamente all'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore per gli impianti con potenza termica utile superiore di 200 kW;*

*b) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi factory made o bivalenti a pompa di calore unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW;*

*c) sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali esistenti o per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, compresi i sistemi ibridi factory made o bivalenti a pompa di calore, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW;*

*d) installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o ad integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar cooling , o per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento. Nel caso di superfici del*





*campo solare superiori a 100 m<sup>2</sup> è richiesta l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore;*

*e) sostituzione di scaldacqua elettrici e a gas con scaldacqua a pompa di calore;*

*f) interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti;*

*g) sostituzione funzionale o sostituzione totale o parziale, di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando unità di microgenerazione alimentate da fonti rinnovabili”.*

### **Condizioni di ammissibilità e controlli di GSE**

Nell'ambito del **Titolo IV** – Disposizioni comuni, del Decreto MASE, l'**articolo 10** specifica le condizioni di ammissibilità della richiesta di incentivo, chiarendo che, ai fini dell'accesso agli incentivi, i soggetti ammessi *“devono avere la disponibilità dell'edificio o unità immobiliare ove l'intervento viene realizzato, in quanto proprietari o titolari di altro diritto reale o personale di godimento”*, e che gli interventi di cui ai predetti articoli 5 e 8, sono ammissibili *“solo se realizzati su edifici o unità immobiliari dotati di impianto di climatizzazione invernale esistenti alla data di entrata in vigore del presente decreto”*.

Pertanto, come chiarito al comma 4, sono ammissibili gli interventi che utilizzano esclusivamente apparecchi e componenti di nuova costruzione o ricondizionati, i quali devono essere correttamente dimensionati, sulla base della normativa tecnica di settore, in funzione dei reali fabbisogni di energia termica asseverati da un tecnico abilitato.

Inoltre, è rilevante quanto indicato al comma 5: *“Gli interventi incentivati devono mantenere i requisiti che hanno consentito l'accesso agli incentivi durante il periodo di incentivazione e nei cinque anni successivi al periodo di erogazione degli incentivi, decorrenti dalla data di corresponsione dell'ultima rata. Rientra tra le cause di decadenza dagli incentivi e recupero delle somme già erogate l'accertamento del mancato rispetto di tali condizioni”*.

A tale fine, come prescritto all'articolo 21 del Decreto, rubricato *“Verifiche, controlli e sanzioni”*, *“GSE effettua le verifiche sugli interventi incentivati mediante sia controlli documentali sia mediante sopralluogo in situ, al fine di accertarne la regolarità di realizzazione, il funzionamento e la sussistenza e la permanenza dei presupposti e dei requisiti, oggettivi e soggettivi, per il riconoscimento o il mantenimento degli incentivi erogati ai sensi del presente decreto, sulla base di un programma annuale, di cui fornisce comunicazione al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Le verifiche sono effettuate a campione, per un totale non inferiore all'1% delle richieste ammesse agli incentivi nell'anno precedente, anche durante la fase di istruttoria tecnico-amministrativa finalizzata al riconoscimento degli incentivi e comunque entro i cinque anni successivi al periodo di erogazione degli incentivi, decorrenti dalla data di corresponsione dell'ultima rata. Per lo svolgimento delle verifiche il GSE può*





*avvalersi, oltre che delle società da esso controllate, anche di altre società o enti di comprovata esperienza”.*

È importante, altresì, quanto disposto al comma 13, del medesimo articolo 21, ove si legge che: *“Al fine di garantire un efficace controllo del divieto di cumulo di cui all’art. 17, per gli interventi di cui agli articoli 5 e 8 del presente decreto, l’ENEA e l’Agenzia delle entrate mettono a disposizione del GSE, su richiesta, informazioni puntuali su specifici nominativi di soggetti ammessi o responsabili di interventi ai sensi del presente decreto. Il GSE, su richiesta di ENEA o dell’Agenzia delle entrate, comunica i nominativi dei beneficiari e i dati relativi all’intervento incentivato”.*

### **Importo dell’incentivo e tempistiche**

Risulta altresì rilevante analizzare a seguire l’**articolo 11**, del Decreto MASE, in quanto diretto a definire e precisare come da rubrica l’*“Erogazione e durata dell’incentivo”*:

*“1. Nel rispetto dei principi di cumulabilità di cui all’articolo 17 del presente decreto, l’ammontare dell’incentivo erogato al Soggetto Responsabile ai sensi del presente decreto non può eccedere il sessantacinque per cento delle spese sostenute.*

*2. In deroga a quanto previsto al comma 1, per gli interventi realizzati su edifici di comuni con popolazione fino 15.000 abitanti e da essi utilizzati, nonché per gli interventi realizzati su edifici pubblici adibiti a uso scolastico e su edifici di strutture ospedaliere e di altre strutture sanitarie pubbliche, incluse quelle residenziali, di assistenza, di cura o di ricovero del sistema sanitario nazionale, l’incentivo spettante è determinato nella misura del cento per cento delle spese ammissibili, fatti salvi i limiti per unità di potenza e unità di superficie stabiliti dal presente decreto e ferma restando l’applicazione dei livelli massimi dell’incentivo spettante.*

*3. Gli interventi di cui agli articoli 5 e 8 del presente decreto sono incentivati in rate annuali costanti, per la durata definita nella Tabella 1, secondo le modalità di cui agli allegati al presente decreto.*

<b>Tipologia di intervento</b>	<b>Durata dell’incentivo (anni)</b>
Isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato.	<b>5</b>
Sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato.	<b>5</b>
Installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento e/o sistemi di filtrazione solare esterni per chiusure trasparenti con esposizione da ESE a O, fissi o mobili, non trasportabili.	<b>5</b>
Trasformazione “edifici a energia quasi zero”.	<b>5</b>
Sostituzione di sistemi per l’illuminazione di interni e delle pertinenze esterne esistenti con sistemi di illuminazione efficienti.	<b>5</b>



Installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico ( <i>building automation</i> ) degli impianti termici ed elettrici ivi compresa l'installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore.	5
Installazione di elementi infrastrutturali per la ricarica privata di veicoli elettrici, congiuntamente alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore elettriche.	Come intervento abbinato
Installazione di impianti solari fotovoltaici e relativi sistemi di accumulo, congiuntamente alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore elettriche.	Come intervento abbinato
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzando energia aerotermica, geotermica o idrotermica con potenza termica utile nominale inferiore o uguale a 35 kW.	2
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzando energia aerotermica, geotermica o idrotermica, con potenza termica utile nominale maggiore di 35 kW e inferiore o uguale a 2.000 kW.	5
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi <i>factory made</i> o bivalenti, o installazione di una pompa di calore "add on", con potenza termica utile nominale inferiore o uguale a 35 kW.	2
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi <i>factory made</i> o bivalenti, o installazione di una pompa di calore "add on", con potenza termica utile superiore a 35 kW e inferiore o uguale a 2.000 kW.	5
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti o per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, compresi i sistemi ibridi a pompa di calore, con potenza termica nominale al focolare inferiore o uguale a 35 kW.	2
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti o per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, compresi i sistemi ibridi a pompa di calore, con potenza termica nominale al focolare maggiore di 35 kW e inferiore o uguale a 2.000 kW.	5
Installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o ad integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar <i>cooling</i> , o per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, con superficie solare lorda inferiore o uguale a 50 metri quadrati.	2



Installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o ad integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar <i>cooling</i> , o per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, con superficie solare lorda superiore a 50 metri quadrati e inferiore o uguale a 2.500 metri quadrati.	5
Sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore.	2
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti.	5
sostituzione funzionale o sostituzione totale o parziale, di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzando unità di microcogenerazione alimentate da fonti rinnovabili.	5

Tabella 1 - Durata dell'incentivo in relazione alla tipologia di intervento

*In caso di multi-intervento, i pagamenti sono uniformati alla durata massima prevista dagli interventi che lo costituiscono.*

4. Per i soggetti privati che accedono all'incentivo anche tramite una ESCO, l'erogazione dell'incentivo viene effettuata in un'unica rata, nel caso in cui l'ammontare totale dell'incentivo sia inferiore o uguale a Euro 15.000.

5. Le amministrazioni pubbliche che optino, anche per il tramite di una ESCO o tramite altri soggetti che sostengono le spese dell'intervento ai sensi di quanto previsto dall'articolo 14, per la procedura di accesso tramite prenotazione, possono richiedere l'erogazione di una rata di acconto al momento della comunicazione dell'avvio dei lavori, di una rata intermedia e di una rata di saldo a valle della realizzazione dell'intervento. La rata di acconto è pari ai due quinti del beneficio complessivamente riconosciuto, se la durata dell'incentivo è di cinque anni, ovvero al cinquanta per cento, nel caso in cui la durata sia di due anni. La restante quota è distribuita uniformemente tra la rata intermedia e la rata a saldo. Le modalità e le tempistiche di richiesta ed erogazione delle rate sono dettagliate nelle regole applicative di cui all'articolo 29.

6. Per le amministrazioni pubbliche che optino per la procedura di accesso diretto, anche per il tramite di una ESCO o di altri soggetti che sostengono le spese dell'intervento ai sensi di quanto previsto dall'articolo 14 del presente decreto, l'erogazione dell'incentivo viene effettuato in un'unica rata.

7. Nel rispetto dei valori massimi dell'incentivo previsti dal presente decreto, nel caso di più interventi eseguiti contestualmente, l'ammontare dell'incentivo è pari alla somma degli incentivi relativi ai singoli interventi”.

Si evidenzia in ogni caso che, qualificandosi l'incentivo riconosciuto dal GSE come un rimborso sulla spesa sostenuta per la realizzazione dell'intervento incentivato, salva apposita delega (vedasi il ruolo del “soggetto delegato” come individuato all'articolo 2, comma 1, lettera qq), dello schema di decreto), la possibilità di formulare richiesta di incentivo e la relativa spettanza finanziaria si configurano in capo al “soggetto responsabile” (articolo 2, comma 1, lettera ss), dello schema di decreto), definito come



segue: “*soggetto che ha sostenuto le spese per l’esecuzione degli interventi di cui al presente decreto e che ha diritto all’incentivo e stipula il contratto con il GSE. Per la compilazione della scheda-domanda e per la gestione dei rapporti contrattuali con il GSE, può operare attraverso un Soggetto Delegato*”.

Pertanto, è possibile individuare nell’ambito delle varie ipotesi organizzative e funzionali di Comunità Energetica Rinnovabile descritte nel presente documento il soggetto beneficiario dell’incentivo dal GSE attraverso il requisito della diretta partecipazione all’investimento, al quale sostenimento del costo è connesso il rimborso di cui alla contribuzione pubblica in parola.

### **Sulla cumulabilità tra incentivi**

La questione della cumulabilità degli incentivi è trattata espressamente all’**articolo 17** del Decreto MASE sul Conto Termico 3.0, ove si legge che:

*“1. Gli incentivi di cui al presente decreto sono riconosciuti esclusivamente agli interventi per la cui realizzazione non siano concessi altri incentivi statali, fatti salvi i fondi di garanzia, i fondi di rotazione e i contributi in conto interesse.*

*2. Limitatamente agli edifici di proprietà della pubblica amministrazione e da essa utilizzati, in deroga a quanto previsto al comma 1, fermo restando quanto previsto all’articolo 11, comma 1 del presente decreto gli incentivi di cui al di cui al presente decreto sono cumulabili con altri incentivi e finanziamenti pubblici comunque denominati nei limiti di un finanziamento a fondo perduto complessivo massimo pari al 100% delle spese ammissibili.*

*3. Con riferimento alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle comunità energetiche rinnovabili, gli incentivi del presente decreto sono cumulabili nel rispetto di quanto previsto dall’articolo 6, del decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414”.*

Si può ritenere che l’articolo disciplini quindi un regime normativo generale (comma 1: sul rapporto tra gli incentivi disposti dal decreto in parola e quelli provenienti da differenti fonti pubbliche) e due regimi normativi speciali (commi 2 e 3) riferiti questi da un lato agli interventi realizzati dalla Pubblica Amministrazione su edifici di proprietà della stessa e dalla medesima utilizzati, e dall’altro con riguardo alle configurazioni di autoconsumo collettivo e in particolare alle Comunità Energetiche Rinnovabili cui soggetti pubblici e soggetti privati possono partecipare.

Infatti, nell’ipotesi in cui l’Amministrazione Pubblica sia a sua volta membro della CER si dovrebbe distinguere – ai fini del riconoscimento dell’incentivo pubblico da parte del GSE – il soggetto avente diritto al contributo pubblico (rimborso dell’investimento) proprio attraverso l’applicazione di un criterio che guarda al sostenimento delle spese finanziarie connesse all’intervento incentivato.

Si considerino esemplificativamente le seguenti ipotesi:



- a) Ipotesi 1: la Pubblica Amministrazione, anche per il tramite di un contratto di PPP, realizza a proprie spese ad es. un impianto fotovoltaico, che mette nella disponibilità di una CER ai fini della condivisione e dell'autoconsumo dell'energia. La PA ha sostenuto direttamente l'investimento e ha diritto al rimborso sulle spese sostenute secondo la disciplina di cui al comma 2, del citato articolo 17, dello schema di decreto. Ove ricorra al contratto di concessione di costruzione e gestione potrà riconoscere il contributo a favore del concessionario purché adeguatamente valorizzato nel piano economico finanziario;
- b) Ipotesi 2: la Pubblica Amministrazione mette a disposizione un'area pubblica a una CER che sulla stessa e con propri investimenti realizza e utilizza per l'autoconsumo energetico un impianto fotovoltaico incentivato. Sarà la CER ad avere diritto al rimborso delle spese sostenute, con i limiti di cui al comma 3, dell'articolo 17, dello schema di decreto;
- c) Ipotesi 3: la Pubblica Amministrazione stipula con un operatore economico privato un contratto di concessione che si remunera attraverso ricavi di mercato. Laddove il privato concessionario sostiene l'investimento per realizzare un impianto fotovoltaico incentivato e ne garantisce il godimento a una CER ai fini dell'autoconsumo energetico, sarebbe comunque detto concessionario privato ad avere diritto al rimborso delle spese sostenute da parte del GSE. Il concessionario opera quindi quale soggetto privato e soggiace ai limiti di cui al comma 1, dell'articolo 17, dello schema di decreto.

In ogni caso, risulta necessario che l'ente pubblico, sia nella qualità di concedente, sia in qualità di eventuale membro della CER, nonché la CER medesima (che è chiamata a dare disciplina della ripartizione tra i propri membri dei benefici pubblici ottenuti attraverso gli atti costitutivi e autoregolatori), verifichino attentamente con le Pubbliche Istituzioni competenti sulla singola misura incentivante il regime di cumulabilità tra la stessa e gli altri finanziamenti e contributi di fonte pubblica.

### **3.1 I titoli energetici**

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), denominati anche “certificati bianchi”, sono stati istituiti dai decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 20 luglio 2004 (decreto 20 luglio 2004 relativo all'elettricità e decreto 20 luglio 2004 relativo al gas) come successivamente modificati e integrati.

I TEE sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) in favore dei soggetti individuati dalla norma di riferimento di cui all'articolo 5 del D.M. 11.01.2017, sulla base dei risparmi conseguiti e comunicati al GME dal Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (GSE). Tra i soggetti che possono accedere ai TEE vi rientrano *“soggetti sia pubblici che privati che, per tutta la durata della vita utile dell'intervento presentato,*



*sono in possesso della certificazione secondo la norma UNI CEI 11352, o hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato secondo la norma UNI CEI 11339, o sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001". Nel caso in cui il soggetto titolare del progetto e il soggetto proponente non coincidano, tale certificazione è richiesta per il solo soggetto proponente.*

I Certificati Bianchi sono riconosciuti dal GSE al soggetto **titolare del progetto** che nel caso di un contratto di PPP è rappresentato dall'Amministrazione Pubblica. Tuttavia, sulla base di una specifica deroga, *"il soggetto titolare può espressamente chiedere il riconoscimento dei Certificati Bianchi direttamente e univocamente in capo al soggetto proponente, in qualità di soggetto delegato e nei limiti della delega"*.

In un contratto PPP, quindi, si può stabilire pattiziamente che i risparmi energetici, sotto forma di Certificati Bianchi, generati dagli investimenti dell'operatore economico, possono essere incassati direttamente da quest'ultimo purché opportunamente valorizzati all'interno del Piano Economico Finanziario (a diminuzione del canone di disponibilità). I risparmi saranno calcolati sulla base dei consumi storici dell'amministrazione stessa.

### Valore dei titoli energetici

I TEE hanno un valore pari ad un TEP<sup>66</sup> e si distinguono, sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale del 11 gennaio 2017, nelle seguenti tipologie:

- a) titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- b) titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- c) titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;
- d) titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.

Tra gli interventi che possono generare dei Titoli di Efficienza Energetica, non sono molti quelli connessi con la produzione dell'energia da FER<sup>67</sup>. Tuttavia, possono essere ricompresi quelli per l'installazione di impianti di produzione di energia termica e gli interventi di installazione di sistemi di *power quality*<sup>68</sup>.

<sup>66</sup> La TEP corrisponde alla "Tonnellata Equivalente di Petrolio", unità di misura energetica usata in tecnica e in economia, pari all'energia termica ottenibile dalla combustione di una tonnellata di petrolio, mediamente assunta pari a 41,86·106 kJ.

<sup>67</sup> Vedi TABELLA 1 "Tipologie degli interventi", del decreto ministeriale del 11 gennaio 2017 emesso di concerto dal MISE e dal MASE.

<sup>68</sup> Power Quality (PQ) indica la qualità dell'energia elettrica erogata, un insieme di diverse caratteristiche che determinano la continuità della potenza fornita. La PQ ha un grande impatto in termini di sicurezza, stabilità ed efficienza dei processi produttivi di imprese di settori e dimensioni differenti. Dal miglioramento della qualità dell'energia elettrica erogata possono derivare importanti benefici per le aziende, sia in termini di risparmio





I certificati bianchi non possono essere cumulati con altri incentivi, comunque denominati, a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e con altri incentivi statali, destinati ai medesimi progetti. Nel rispetto delle rispettive norme operative e nei limiti previsti e consentiti dalla normativa europea, i certificati bianchi sono invece cumulabili con finanziamenti erogati a livello locale, regionale e comunitario (es. i POR FESR, erogati dalle Regioni) e con l'accesso a:

- a) fondi di garanzia e fondi di rotazione;
- b) contributi in conto interesse;
- c) detassazione del reddito d'impresa riguardante l'acquisto di macchinari e attrezzature. In tal caso il numero dei titoli spettanti è ridotto del 50%.

### Come scambiare i TEE

I Titoli di Efficienza Energetica ("TEE") possono essere acquistati e/o venduti dai soggetti interessati attraverso la conclusione di transazioni sul Mercato dei TEE, organizzato e gestito dal GME ovvero, al di fuori di tale mercato, mediante la conclusione di transazioni bilaterali da registrarsi, una volta concluse, nell'ambito del Registro dei TEE organizzato e gestito dal GME<sup>69</sup>.

### **3.2 Il credito di imposta di cui alla misura Transizione 5.0**

L'articolo 38, del decreto-legge 2 marzo 2024, n. 19, convertito con modificazioni dalla legge 29 aprile 2024, n. 56, prevede che alle imprese residenti nel territorio dello Stato che dall'1 gennaio 2024 al 31 dicembre 2025 effettuano nuovi investimenti in strutture produttive ubicate nel territorio dello Stato, nell'ambito di progetti di innovazione da cui consegua una riduzione dei consumi energetici, è riconosciuto un credito d'imposta proporzionale alla spesa sostenuta per gli investimenti effettuati. Il credito d'imposta può essere riconosciuto, in alternativa alle imprese, alle società di servizi energetici (ESCO) certificate da organismo accreditato per i progetti di innovazione effettuati presso l'azienda cliente.

Sono agevolabili, tra l'altro, ai sensi del comma 5, lettera a), anche gli investimenti in beni materiali nuovi strumentali all'esercizio d'impresa finalizzati all'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili destinata all'autoconsumo anche a distanza ai sensi dell'articolo 30, comma 1, lettera a), numero 2), del decreto legislativo 8 novembre

---

*energetico e quindi di costi in bolletta, sia in termini di efficienza della linea di produzione. Il miglioramento della PQ deriva dalla possibilità di stabilizzare la tensione, limitarne i picchi, compensare i buchi di tensione e le microinterruzioni, migliorare il fattore di potenza, bilanciare i carichi, ridurre e ridistribuire le armoniche non funzionali della corrente.*

<sup>69</sup> Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è una società costituita ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ed interamente partecipata dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. (ex Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.), società, quest'ultima, a sua volta interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.



2021, n. 199<sup>70</sup>.

Ai sensi del successivo comma 7, il credito d'imposta è riconosciuto nella misura del 35 per cento del costo, per la quota di investimenti fino a 10 milioni di euro, e nella misura del 5 per cento del costo, per la quota di investimenti oltre i 10 milioni di euro e fino al limite massimo di costi ammissibili pari a 50 milioni di euro per anno per impresa beneficiaria.

Ai sensi del comma 14, infine, se i beni agevolati sono ceduti a terzi, destinati a finalità estranee all'esercizio dell'impresa ovvero destinati a strutture produttive diverse da quelle che hanno dato diritto all'agevolazione anche se appartenenti allo stesso soggetto, nonché in caso di mancato esercizio dell'opzione per il riscatto nelle ipotesi di beni acquisiti in locazione finanziaria, entro il 31 dicembre del quinto anno successivo a quello di completamento degli investimenti, il credito d'imposta è corrispondentemente ridotto escludendo dall'originaria base di calcolo il relativo costo.

Per effetto della disposizione richiamata tale agevolazione spetterebbe quindi all'impresa che si configura come cliente finale, anche laddove partecipi in qualità di membro ad una CER. Il beneficio non risulterebbe ottenuto qualora, rispetto alla CER, l'impresa assuma il ruolo di produttore terzo, cedendo energia o la disponibilità degli impianti alla Comunità medesima.

La Circolare Operativa "Transizione 5.0" del MIMIT, del 16 agosto 2024, ha specificato al paragrafo "3.2. Autoconsumo individuale a distanza" che: *"Per quanto riguarda l'autoconsumo individuale a distanza si richiama quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente per la regolazione dell'autoconsumo diffuso – TIAD. Nello specifico sono ammessi alla misura i soggetti beneficiari che rispondono ai requisiti previsti all'art. 3 commi 6 e 7 del TIAD a condizione che vi sia coincidenza tra produttore e cliente finale (stesso codice fiscale - C.F.). Sono pertanto escluse dalla misura configurazioni per le quali i produttori siano soggetti distinti dal cliente finale beneficiario. Gli impianti di produzione da fonti rinnovabili possono essere ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera, fermo restando che tali edifici o siti devono essere nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. Si specifica, inoltre, che ogni impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili da realizzare in assetto di autoconsumo individuale a distanza deve essere univocamente riconducibile ad una struttura produttiva per la quale sono avviati i progetti di innovazione ammissibili ai benefici".*

<sup>70</sup> La Circolare Operativa "Transizione 5.0" del MIMIT, datata 16 agosto 2024, al paragrafo "Beni materiali finalizzati all'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili destinata all'autoconsumo", precisa che: "sono agevolabili i beni materiali finalizzati all'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili destinata all'autoconsumo localizzati sulle medesime particelle catastali su cui insiste la struttura produttiva, ovvero localizzati su particelle catastali differenti, a condizione che siano connessi alla rete elettrica per il tramite di punti di prelievo (POD) esistenti e riconducibili alla medesima struttura produttiva, ovvero, nei casi di cui all'articolo 30, comma 1, lettera a), numero 2), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, localizzati nella medesima zona di mercato su cui insiste la struttura produttiva".



## 4. Rischi e profili contabili delle CER in PPP

### 4.0 Il rischio di costruzione, disponibilità e domanda

L'Amministrazione Pubblica, che intraprende una operazione di PPP, dovrà valutare l'impatto contabile della stessa sul proprio bilancio<sup>71</sup>. In particolare, l'operazione potrà essere contabilizzata *On Balance*, ossia nel bilancio dell'ente pubblico, come “asset” dell'Amministrazione in contropartita del quale nasce un debito verso il soggetto realizzatore della stessa opera, oppure *Off Balance*, quindi fuori dal bilancio pubblico, quando l'Amministrazione è il mero fruitore di un bene i cui costi di realizzazione e rischi di gestione (rischio di costruzione, rischio di disponibilità, ovvero rischio di domanda) sono in capo ad un soggetto privato. In questo secondo caso l'Amministrazione contabilizza solo l'eventuale contributo pubblico in conto investimenti, e il canone di disponibilità ove presente, connesso all'utilizzo del bene reso disponibile dal privato senza nessun impatto di natura patrimoniale su attività e debiti.

Come già detto, solo se i principali rischi di realizzazione e rischi di gestione o di domanda sono trasferiti al privato si potrà procedere alla contabilizzazione *Off Balance*.

In linea generale, il trasferimento del rischio è l'elemento chiave che determina la distinzione circa la contabilizzazione *On – Off Balance* dell'operazione in conseguenza della distribuzione delle responsabilità tra l'ente pubblico e il partner privato.

Come previsto dalla decisione dell'Ufficio Statistico Europeo (Eurostat) dell'11 febbraio 2004 (*Treatment of public-private partnership*), la possibilità di contabilizzare *Off Balance* l'operazione di PPP dipende dalla capacità dell'operazione di trasferire almeno due di tre principali rischi: 1) costruzione, 2) disponibilità e 3) domanda.

Sul punto, l'articolo 175, comma 9, del decreto legislativo n. 36 del 2023 prevede che “*ai soli fini di contabilità pubblica, si applicano i contenuti delle decisioni Eurostat a cui sono tenute le pubbliche amministrazioni di cui all'articolo 1, commi 2 e 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196*”. Inoltre, l'articolo 177, comma 7, dello stesso Codice dei Contratti Pubblici stabilisce che “*ai soli fini di contabilità pubblica si applicano i contenuti delle decisioni Eurostat. In ogni caso, l'eventuale riconoscimento di un contributo pubblico, in misura superiore alla percentuale indicata nelle decisioni Eurostat e calcolato secondo le modalità ivi previste, non ne consente la contabilizzazione fuori bilancio*”.

<sup>71</sup> Vedi a tal riguardo quanto indicato dall'articolo 175, comma 2, del decreto legislativo n. 36 del 2023: “*Il ricorso al partenariato pubblico-privato è preceduto da una valutazione preliminare di convenienza e fattibilità. La valutazione si incentra sull'idoneità del progetto a essere finanziato con risorse private, sulle condizioni necessarie a ottimizzare il rapporto tra costi e benefici, sulla efficiente allocazione del rischio operativo, sulla capacità di generare soluzioni innovative, nonché sulla capacità di indebitamento dell'ente e sulla disponibilità di risorse sul bilancio pluriennale. A tal fine, la valutazione confronta la stima dei costi e dei benefici del progetto di partenariato, nell'arco dell'intera durata del rapporto, con quella del ricorso alternativo al contratto di appalto per un arco temporale equivalente*”.



I rischi che devono essere attenzionati ai fini della determinazione della corretta contabilizzazione dell'operazione con specifico riferimento alla realizzazione di una CER in PPP sono quindi riassunti e analizzati nei paragrafi seguenti.

#### **4.0.1 Il rischio di costruzione e il rischio di finanziamento**

Il rischio di costruzione è relativo alla realizzazione degli impianti di produzione dell'energia rinnovabile che dovrà avvenire nei tempi, nei costi previsti dal contratto e secondo specifici *standard* prestazionali ed essere soggetto a penali a tutela contro l'inadempimento dell'operatore privato.

Il privato è altresì responsabile di reperire le fonti di finanziamento necessarie per adempiere agli obblighi della concessione.

La Pubblica Amministrazione può partecipare al finanziamento del progetto tramite diverse forme di contribuzione pubblica: ad eccezione del Ritiro dedicato, tutte le forme di incentivazione precedentemente rappresentate nel capitolo 2 rientrano nella accezione di contributo pubblico, in quanto erogate da soggetti pubblici e destinate al finanziamento dell'impianto e alla sua capacità produttiva.

La contribuzione pubblica complessivamente riconosciuta non potrà eccedere il 50% dell'investimento, pena l'automatica contabilizzazione dell'operazione *On Balance* per la P.A.<sup>72</sup>.

Il Manuale EPEC del settembre 2016 (*"Guida al trattamento statistico dei PPP"*) sulla contabilizzazione delle operazioni di PPP chiarisce, però, che anche percentuali di contribuzione inferiori al 50% potrebbero, cumulate ad altri fattori di rischio, avere una elevata importanza nella valutazione del mancato trasferimento del rischio operativo.<sup>73</sup>

Inoltre, nel considerare l'influenza del contributo pubblico sul trattamento statistico si devono rilevare i seguenti profili:

- a) sono esclusi da questa analisi di rilevanza i finanziamenti o i fondi di enti internazionali derivanti da accordi intergovernativi, come i fondi UE (indipendentemente dal fatto che sia il *Partner* o un ente pubblico a essere il beneficiario di tale finanziamento o di tali fondi) eccetto i Fondi del PNRR considerati come *Government financing*;
- b) il finanziamento della BEI è considerato finanziamento del settore privato;
- c) il finanziamento da parte di un ente pubblico classificato al di fuori del settore delle

<sup>72</sup> A tal riguardo si richiama quanto indicato dalla Guida al paragrafo 14.4.

<sup>73</sup> In particolare, la previsione di un contributo pubblico di finanziamento o qualsiasi altro sostegno tra il 50% ed il 33% della spesa di investimento da sostenere per la costruzione dell'asset è una questione importanza MOLTO ELEVATA per il trasferimento del rischio operativo, mentre la previsione di un contributo pubblico di finanziamento o qualsiasi altro sostegno tra il 33% ed il 10% delle spese di investimento da sostenere per la costruzione dell'asset è una questione di ELEVATA importanza. Infine, la previsione di un contributo pubblico di finanziamento o qualsiasi altro sostegno inferiore o uguale al 10% della spesa di investimento da sostenere per la costruzione dell'asset è una questione di MODERATA importanza.



Amministrazioni Pubbliche (ad esempio una banca pubblica nazionale classificata come ente pubblico) è considerato finanziamento pubblico se Eurostat ritiene che l'ente pubblico agisca per conto o su istruzione espressa o implicita dell'Amministrazione Pubblica per la realizzazione del progetto;

- d) la previsione di un contributo di finanziamento totale da parte dell'Amministrazione Pubblica deve essere valutata esaminando in modo complessivo tutte le forme di impegni assunti nel corso del progetto (incluse a titolo esemplificativo garanzie, detrazioni o sgravi d'imposta che altrimenti il *Partner* dovrebbe sostenere);
- e) è necessario apportare un adeguamento all'importo di qualsiasi prestito fornito dall'Amministrazione Pubblica per riflettere il profilo di rischio del prestito.

#### **4.0.2 Il rischio di disponibilità**

Il concessionario è responsabile verso l'ente concedente tanto della disponibilità dell'opera data in utilizzo al soggetto pubblico, quanto del mantenimento della sua efficienza durante tutto il rapporto contrattuale.

Nelle CER ad iniziativa pubblica, il *partner* privato è responsabile, della gestione e della manutenzione degli impianti realizzati per un certo periodo di tempo, ma possono essergli attribuite da contratto anche altre responsabilità di natura amministrativa ed organizzativa. Durante questo periodo, il *partner* privato è tenuto a garantire la disponibilità e l'efficienza degli impianti per l'utilizzo pubblico, l'autoconsumo del concedente e per la condivisione dell'energia prodotta nell'ambito della CER.

Il trasferimento del rischio di disponibilità implica che il *partner* privato si assuma la responsabilità per interruzioni o inefficienze nell'erogazione del servizio energetico, in caso di inefficiente manutenzione degli impianti o di inefficiente gestione della CER qualora tale ultima attività faccia parte dell'oggetto contrattuale.

Tali fattispecie rappresentano il trasferimento del c.d. "rischio operativo" individuato dal nuovo Codice dei Contratti Pubblici (si richiama a tal riguardo quanto indicato dall'articolo 177, del decreto legislativo n. 36 del 2023).

Al fine di rendere effettivo il trasferimento del rischio di disponibilità è di fondamentale importanza prevedere clausole che prevedano la decurtazione automatica del canone di disponibilità proporzionalmente al mancato raggiungimento dei livelli obiettivo di *performance* individuati attraverso la quantificazione di specifici KPI, ossia i *Key Performance Indicators* (cfr. articolo 177, comma 4, del richiamato decreto legislativo n. 36 del 2023).

Le *performance* che possono formare oggetto contrattuale, a cui legare specifici KPI da utilizzare per verificare l'effettivo trasferimento del rischio di disponibilità, potrebbero essere per esempio:

- a) Produzione della potenza contrattualizzata in termini di KW degli impianti



- realizzati (livello obiettivo di KW prodotti);
- b) Corretto funzionamento dei sistemi di accumulo (ove presenti) attraverso indicatori quantitativi;
- c) Effettivo funzionamento del meccanismo di contabilizzazione dell'energia condivisa con la CER per la rendicontazione ad ARERA e della maturazione degli incentivi (condivisione da misurare attraverso indicatori quantitativi).

#### **4.0.3 Il rischio di domanda e il rischio energia**

Il *partner* privato assume il rischio di domanda quando costruisce e manutiene gli impianti su aree acquisite mediante diritto di superficie da parte del soggetto pubblico, li rende disponibili alla CER o a più CER, tramite specifici atti negoziali, ovvero vende l'energia prodotta sul mercato.

Quando il prezzo dell'energia prodotta e venduta risulti inferiore alle previsioni economiche effettuate dal soggetto privato, ne vengono direttamente influenzati i ricavi che si generano in capo al concessionario medesimo.

Il *partner* privato assume quindi il c.d. “rischio energia”, ossia subisce le oscillazioni del prezzo della stessa, tenendone indenne l'Amministrazione.

Tale rischio potrebbe anche ricadere in capo alla CER nel caso sia il soggetto responsabile della produzione e vendita dell'energia in *surplus* rispetto a quella prodotta ed autoconsumata.

Nell'ambito della CER ad iniziativa pubblica, in linea generale il rischio di variazione del prezzo dell'energia resta invece a carico dell'Amministrazione.

#### **4.0.4 Rischio di partecipazione alla CER**

Il “*rischio di partecipazione alla CER*”<sup>74</sup> si sostanzia nella maggiore o minor

<sup>74</sup> Si riporta a tal riguardo quanto indicato dall'articolo 33, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021:

“1. I clienti finali organizzati in una delle configurazioni di cui agli articoli 30 e 31:

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, 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 GSE”.

Si riporta altresì quanto indicato dall'articolo 14, commi 5 e 6, del decreto legislativo n. 210 del 2021: “5. I membri o soci delle comunità energetiche dei cittadini regolano i loro rapporti tramite un contratto di diritto privato, individuando un soggetto responsabile, ivi inclusi la Comunità stessa, un membro o socio di essa o un soggetto terzo.

6. Le comunità energetiche dei cittadini sono costituite nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) la partecipazione è volontaria e aperta a tutti i soggetti interessati, i quali possono altresì recedere dalla configurazione della comunità con le medesime garanzie e con gli stessi diritti previsti dall'articolo 7 del presente decreto;



partecipazione dei cittadini o altri soggetti pubblici e/o privati alla CER, che ne influenza il livello di consumo condiviso incidendo quindi sull'entità dell'incentivo maturato.

È importante notare che il trasferimento di questo rischio non è automatico, ma può variare a seconda delle specifiche clausole contrattuali sottoscritte in base alle negoziazioni tra l'ente pubblico e il *partner* privato, nonché tra il privato e la CER.

In presenza di una consistente uscita di cittadini dalla CER, o di un consumo energetico complessivo inferiore alle previsioni, si verificherebbe un minor introito in termini di incentivo in c/ energia il cui rischio è allocato alla parte pubblica, alla CER o al concessionario in base al modello concessorio prescelto e all'incidenza di tale entrata sui bilanci dei diversi soggetti.

L'incentivo maturato in capo alla CER, ove retrocesso alla Pubblica Amministrazione concedente (**CER ad iniziativa pubblica**) acquisisce la natura di entrata da terzi a parziale copertura del canone di disponibilità: l'ente concedente dovrà quindi valutare anche le ricadute in termini economico finanziari sul proprio bilancio relativi alla costituzione e gestione della CER legati al sopra citato "rischio di partecipazione"; nella valutazione delle coperture l'Amministrazione può anche contare nel completo azzeramento dei costi relativi alle utenze.

Laddove il concessionario/gestore eroghi servizi di manutenzione di impianti in gestione direttamente alla CER, l'incentivo potrà costituire la fonte di copertura per il costo sostenuto dalla CER in ordine alla disponibilità degli impianti. In tal caso il rischio di partecipazione è assunto dalla CER.

In caso di concessione del solo diritto di superficie il concessionario è destinatario delle risorse da parte della CER in virtù di un contratto di locazione (ed eventualmente di servizio qualora gestisca anche il bilancio energetico della CER), ma non sarà coinvolto dal rischio di partecipazione alla CER in quanto non destinatario diretto degli incentivi per le ragioni esposte nei paragrafi che precedono.

Il rischio di partecipazione alla CER si potrebbe riflettere solo secondariamente sulla sua attività.

Al fine di evitare gli effetti di *spillover* di tale rischio (che rimane in ogni caso gestibile solo all'interno della CER) è auspicabile che i singoli partecipanti in qualità di *consumer* siano tenuti a specifici comportamenti tramite, per esempio, l'individuazione di un Codice di Comportamento in grado di garantire la continuità e assiduità dei

---

*b) i membri o soci della comunità mantengono tutti i diritti e gli obblighi legati alla loro qualità di clienti civili ovvero di clienti attivi;*

*c) la comunità può partecipare agli ambiti costituiti dalla generazione, dalla distribuzione, dalla fornitura, dal consumo, dall'aggregazione, o dallo stoccaggio dell'energia elettrica ovvero dalla prestazione di servizi di efficienza energetica, di servizi di ricarica dei veicoli elettrici o di altri servizi energetici;*

*d) la comunità energetica dei cittadini è un soggetto di diritto privato che può assumere qualsiasi forma giuridica, fermo restando che il suo atto costitutivo deve individuare quale scopo principale il perseguimento, a favore dei membri o dei soci o del territorio in cui opera, di benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, non potendo costituire i profitti finanziari lo scopo principale della comunità;*

*e) la comunità è responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa tra i suoi partecipanti".*



comportamenti energetici virtuosi.

Il comportamento dei *consumers* rappresenta un fattore decisivo nella buona riuscita della CER ed è quindi necessario il loro coinvolgimento fin dalle prime attività progettuali e successivamente nella fase gestionale al fine di rendere effettive e realistiche le loro aspettative circa i benefici ottenibili. Una gestione della CER chiara e trasparente costituisce anche il suo fattore di successo.

#### **4.1 Profili di contabilizzazione on-off balance**

Come precedentemente accennato, laddove il contributo pubblico ecceda il 50% del valore complessivo dell'investimento, ovvero i rischi sopra elencati non siano adeguatamente allocati, l'intervento sarà classificato “*On Balance*”, ossia considerato un investimento dell'ente concedente da inserire integralmente nel bilancio dell'ente medesimo, generando debito per l'intero importo delle opere/impianti (ancorché finanziate in quota parte dal privato concessionario).

Si rammenta a tal riguardo quanto previsto dall'articolo 175, comma 7, del decreto legislativo n. 36 del 2023 (da ultimo modificato a mezzo del decreto legislativo n. 209 del 2024, c.d. Correttivo): “7. *Il monitoraggio dei partenariati pubblici privati è affidato alla Presidenza del Consiglio dei ministri - Dipartimento per la programmazione e il coordinamento della politica economica (DIPE) e al Ministero dell'economia e delle finanze - Dipartimento della Ragioneria generale dello Stato, che lo esercitano tramite l'accesso al portale sul monitoraggio dei contratti di partenariato pubblico privato istituito presso la Ragioneria generale dello Stato mediante il quale gli enti concedenti sono tenuti a trasmettere le informazioni sui contratti stipulati che prevedono la realizzazione di opere o lavori, quale condizione di efficacia. Gli enti concedenti sono tenuti altresì a dare evidenza dei contratti di partenariato pubblico privato stipulati mediante apposito allegato al bilancio d'esercizio con l'indicazione del codice unico di progetto (CUP) e del codice identificativo di gara (CIG), del valore complessivo del contratto, della durata, dell'importo del contributo pubblico e dell'importo dell'investimento a carico del privato*”.

I contratti di concessione pertanto andranno registrati sul menzionato Portale una volta sottoscritti, al fine di verificarne l'impatto sui saldi di finanza pubblica<sup>75</sup>.

#### **4.2 La matrice dei rischi e l'allocazione dei rischi tra le parti**

Ai sensi delle Linee Guida n. 9 del 2018 dell'ANAC, revisionate nel 2023, in tema di “*Monitoraggio delle amministrazioni aggiudicatrici sull'attività dell'operatore economico nei contratti di partenariato pubblico privato*”, al contratto di PPP è allegata la “matrice dei rischi” che costituisce una parte integrante del contratto medesimo. Detto

<sup>75</sup> Si richiama a tal riguardo il Manuale utente “Guida all'utilizzo del Portale di Monitoraggio dei contratti di Partenariato Pubblico Privato e alla valutazione sulla corretta allocazione dei rischi secondo le regole Eurostat”.



documento è elaborato dal RUP o da altro soggetto individuato in conformità al regolamento organizzativo dell'amministrazione ed è definito caso per caso sulla base delle caratteristiche specifiche delle prestazioni oggetto del contratto, con l'obiettivo di disciplinare *ex ante* l'allocazione dei rischi.

La matrice dei rischi è anche utilizzata per verificare la convenienza del ricorso al PPP rispetto a un appalto tradizionale e per la corretta indicazione delle fasi procedurali. L'analisi dei rischi conferisce, infatti, alle amministrazioni una maggiore consapevolezza delle criticità che potrebbero emergere nel corso dell'intervento e contribuisce a rafforzare il potere di contrattazione del soggetto pubblico con il *partner* privato.

Come in tutte le operazioni di PPP è possibile fare riferimento alla matrice dei rischi *standard* predisposta dal MEF<sup>76</sup> che fornisce una rappresentazione chiara e sintetica delle informazioni rilevanti in merito alle diverse tipologie e gradi di rischio possibili, nonché agli eventuali effetti per la parte su cui ricadono tali effetti, agli strumenti per la mitigazione dei rispettivi rischi e agli articoli del contratto in cui è presente il riferimento ad ogni rischio individuato. La Matrice sarà inoltre utilizzata nella fase di esecuzione della concessione per accertare che, in tutti i casi in cui le parti concordino una variazione contrattuale accompagnata dalla revisione del PEF, le modifiche apportate non alterino l'allocazione dei rischi così come definita nei documenti contrattuali. Per rischio condiviso tra le Parti deve intendersi che il rischio è trasferito in misura paritetica tra il concedente e il concessionario.

Oltre a rischi di costruzione, disponibilità e domanda, nel caso di CER in PPP sarà necessario regolare anche i rischi di seguito riassunti:

- a) **Il Rischio di partecipazione alla CER (cd. Rischio CER)**. Come stabilito alla lettera b), del comma 1, dell'articolo 32, del decreto legislativo n. 199 del 2021, i partecipanti ad una CER *“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”*. Inoltre, un comportamento di consumo poco efficiente o mal gestito potrebbe comportare un flusso di incentivi inferiori a quello previsto. Il rischio di maturazione degli incentivi verrà normalmente allocato sulla CER per la componente relativa alla partecipazione dei cittadini. Nella matrice dei rischi e nello statuto della CER è opportuno chiarire su chi è allocato tale rischio.
- b) **Il Rischio ottenimento degli incentivi (cd. Rischio monitoraggio e rendicontazione)**. Nel caso il gestore della CER sia il soggetto concessionario questi potrà essere responsabile del rischio di corretta gestione e rendicontazione dei consumi energetici ai fini dell'ottenimento degli incentivi. Nella matrice dei rischi e nel contratto di servizio è opportuno chiarire su chi sia allocato il rischio di monitoraggio e

<sup>76</sup> Cfr. La guida alle pubbliche amministrazioni per la redazione di un contratto di concessione per la progettazione, costruzione e gestione di opere pubbliche in partenariato pubblico privato approvato con Delibera dell'Autorità Nazionale Anticorruzione n. 1116 del 22 dicembre 2020 e con Determina del Ragioniere Generale dello Stato n. 1 del 5 gennaio 2021.



rendicontazione degli incentivi. Il concessionario risponde dell'inefficiente gestione amministrativa della CER attraverso opportune penali.

- c) **Il Rischio di variazione del prezzo dell'energia.** Tale rischio sarà in capo al soggetto responsabile della produzione di energia sulla base dei diversi modelli contrattuali prescelti.

## 5. Conclusioni

Le norme di riferimento delle CER, riportate puntualmente nell'allegata Appendice normativa, non impongono l'applicazione di una determinata forma giuridica, ma sono tutte coerenti nel prescrivere obiettivi e caratteristiche essenziali che indirizzano alla scelta da assumere al momento della costituzione della Comunità medesima.

La CER deve essere un soggetto giuridico di tipo collettivo, trattandosi di comunità: dovrà trattarsi quindi di ente partecipato, con o senza personalità giuridica, ma con soggettività giuridica ossia con la capacità di essere titolare di situazioni giuridiche soggettive in modo autonomo rispetto a quello dei membri o componenti, dotato di un'organizzazione e di propri organi: quale obiettivo principale non deve avere lo scopo di lucro.

Le CER possono essere partecipate, rispettivamente, solo da soggetti pubblici e/o solo da soggetti privati, oppure essere partecipate sia da soggetti pubblici che privati contemporaneamente.

La partecipazione di un soggetto pubblico ad una CER, in ragione della speciale disciplina amministrativa che pervade l'attività delle Pubbliche Amministrazioni e dei soggetti ad esse equiparati, impone di prestare attenzione alle conseguenze che tale partecipazione genera sulle possibili attività della CER.

La partecipazione di un ente pubblico ad una CER può avvenire secondo due forme sensibilmente differenti: l'ente, infatti può partecipare come a) *prosumer*, oppure come b) semplice *consumer*.

Il termine *prosumer* è una combinazione delle parole "produttore" (*producer*) e "consumatore" (*consumer*) ed è utilizzato per descrivere un individuo o un'entità che agisce sia come produttore che come consumatore di energia.

Tradizionalmente, i consumatori di energia sono da sempre considerati semplicemente utenti finali che acquistano e utilizzano l'energia fornita dai fornitori di servizi energetici. Tuttavia, con l'aumento della generazione distribuita e delle tecnologie per la produzione di energia, come i pannelli solari fotovoltaici e le turbine eoliche domestiche, sempre più persone e aziende stanno diventando capaci di produrre la propria energia.

I *prosumer*, quindi, sono individui o entità che non solo consumano energia dalla rete elettrica, ma producono anche energia, solitamente attraverso l'installazione di impianti di generazione distribuita come i pannelli solari o le turbine eoliche. Questa produzione di energia può avvenire a livello domestico, aziendale o comunitario.



L'importanza della partecipazione dell'ente pubblico, in particolare si consideri un Comune, alla CER rileva non tanto per i profili di carattere ambientale, che sarebbero sostanzialmente perseguiti a prescindere, bensì per quelli di carattere sociale.

Una presenza forte dell'ente pubblico all'interno della CER può per esempio consentire di destinare le risorse guadagnate a finalità sociali oppure a sostenere le spese energetiche delle persone maggiormente bisognose, secondo un meccanismo di uguaglianza sostanziale che è radicato nella vocazione solidaristica delle comunità energetiche.

La titolarità degli impianti di produzione (o, almeno, di parte di essi) in capo alla Pubblica Amministrazione consente dunque una sorta di “ri-municipalizzazione” del servizio pubblico dell'energia che porta a realizzare obiettivi sociali propri dei fini istituzionali degli enti locali e coerenti con il principio costituzionale di sussidiarietà (articolo 118 della Costituzione).

Come indicato nei precedenti paragrafi le CER possono essere implementate dall'ente pubblico, sia in qualità di *prosumer* che tramite la concessione delle superfici, attraverso il ricorso al contratto di concessione, anche affidato in finanza di progetto secondo quanto dettato dall'articolo 193, del Codice dei Contratti Pubblici.

A seconda della ripartizione dei rischi e dell'oggetto contrattuale, in base ai modelli descritti nei precedenti paragrafi, la concessione può essere incentrata sul rischio di offerta/disponibilità (*asset* a tariffazione sulla Pubblica Amministrazione con erogazione di un canone di disponibilità) o sul rischio di domanda (*asset* a tariffazione sull'utenza remunerato tramite ricavi da locazione e vendita dell'energia).

In tale ultimo caso, l'affidamento vedrà un soggetto concessionario responsabile della realizzazione e gestione di impianti ed eventualmente titolare/detentore degli stessi in virtù della concessione del diritto di superficie sugli spazi pubblici utilizzati (es. tetti di scuole, palestre, uffici) o di altro negozio giuridico. La realizzazione di impianti su spazi privati (es. terrazzi condominiali, capannoni industriali, ecc.) non è tra gli obiettivi principali dei modelli descritti e potrebbe complicare la gestione e il funzionamento della concessione. Pur non essendo vietata essa potrà avvenire solo previo trasferimento di tali spazi in diritto di superficie alla CER medesima (o alla Pubblica Amministrazione) affinché ne possa disporre<sup>77</sup>.

In ultima analisi è bene ricordare i tratti fondamentali di queste operazioni sui quali l'ente concedente dovrà concentrare la propria attenzione per assicurarne la buona riuscita: la sostenibilità economico finanziaria, la corretta allocazione dei rischi, il monitoraggio costante delle prestazioni, la profonda conoscenza dei bisogni energetici della comunità locale e il coinvolgimento attivo e costante di tutti gli attori della CER, siano essi *consumer* o *prosumer*, affinché adottino comportamenti virtuosi.

<sup>77</sup> Ciò non toglie che i privati che aderiscono alla CER prima come *consumer* non possano poi scegliere di diventare *prosumer*. In tal caso potranno rivolgersi alle imprese in base alle condizioni di mercato e successivamente mettere gli impianti a disposizione della CER.



## 6. Appendice normativa - Il quadro normativo delle CER in generale

### LA NORMATIVA EUROPEA

**La direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. "Direttiva RED II"): considerando 70; articolo 2, numero 16; articoli 21 e 22.**

Le *"comunità di energia rinnovabile"* (conosciute anche come *"comunità energetiche"* o *"CER"*) sono state introdotte nell'ordinamento euro-unitario con la Direttiva 2018/2001/UE (c.d. *"Direttiva RED II"*), nell'ambito delle misure introdotte per la promozione delle forme di energia da fonti rinnovabili per il conseguimento dei *target* di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra assunti nel quadro dell'Accordo di Parigi del 2015.

La direttiva fornisce importanti definizioni, utili ai fini dell'inquadramento della materia (riprese poi dal decreto legislativo n. 199 del 2021):

- a) **l'autoconsumatore di energia rinnovabile** come un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e che può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale (articolo 2.14);
- b) **gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente** come un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile di cui sopra che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio (articolo 2.15);
- c) **comunità di energia rinnovabile come un soggetto giuridico:**
  - i. 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 elettrica da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
  - ii. i cui azionisti o membri sono persone fisiche, Piccole o Medie Imprese ("PMI") o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
  - iii. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari (articolo 2.16).

Con riguardo al modello di regolazione, la Direttiva RED II lascia ampia libertà agli Stati membri di adottare un modello di condivisione dell'energia di tipo *"fisico"* (ossia implementato attraverso l'utilizzo di reti elettriche private di proprietà delle CER) o





“virtuale” (ossia attuato mediante l'utilizzo della rete pubblica di distribuzione e la definizione della quantità di energia “virtualmente” condivisa all'interno della CER in ciascun intervallo temporale di misura) (articolo 15), sancendo che i principi essenziali previsti dal diritto dell'Unione Europea debbano in ogni caso rientrare negli aggiornamenti dei piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri e delle relazioni sullo stato di avanzamento, ai sensi del Regolamento UE 2018/1999 (articolo 22, par. 5).

Gli Stati membri devono, in ogni caso, assicurare che le CER abbiano il diritto di: produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile; scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile; accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio (articolo 22, par. 2).

In quanto alle modalità di partecipazione e accesso alle CER, l'articolo 22, par. 1, della direttiva, si limita a disporre che gli Stati membri sono tenuti ad assicurare ai clienti finali il diritto di partecipare alla comunità, mantenendo al contempo i loro diritti e doveri in qualità di clienti e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione, a condizione che, con riferimento alle imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale.

Tale norma, pertanto, riconosce un diritto formale dei clienti domestici di partecipare alla comunità di energia rinnovabile, al quale corrisponde l'obbligo positivo in capo agli Stati membri di non assoggettare i clienti ad alcun tipo di condizione o barriera legislativa o amministrativa che avrebbe l'effetto concreto di violare il loro diritto di partecipazione. Al contrario, gli Stati sono tenuti alla promozione del modello CER – e, in generale, della produzione e del consumo di energia da fonti rinnovabili – in applicazione del “principio di massima apertura delle CER”. Corollario di tale principio è, peraltro, la previsione che debba essere assicurata una parità di trattamento tra i componenti delle CER e garantita una gestione democratica a prescindere dalla natura, pubblica o privata, degli stessi.

L'articolo 21 della direttiva prevede, in particolare, che gli Stati membri provvedano affinché i consumatori siano autorizzati a divenire autoconsumatori di energia rinnovabile e che questi ultimi, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a:

- a) produrre energia elettrica rinnovabile, anche per il proprio consumo;
- b) immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, cessioni a fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari. In relazione all'energia elettrica proveniente dalla rete che consumano o a quella che vi immettono, gli autoconsumatori di energia rinnovabile non sono soggetti a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e oneri di rete che non tengano conto dei costi, mentre, in relazione all'energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane



nella propria disponibilità, gli autoconsumatori di energia rinnovabile non sono soggetti a procedure discriminatorie o sproporzionate né a oneri o tariffe;

- c) installare e gestire sistemi di accumulo dell'energia elettrica abbinati a impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile a fini dell'autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella propria disponibilità;
- d) mantenere i propri diritti e obblighi in quanto clienti finali;
- e) 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 proprio valore a lungo termine per la rete elettrica, l'ambiente e la società.

L'articolo 21, comma 5, della direttiva prevede che l'impianto di produzione dell'autoconsumatore di energia rinnovabile possa essere di proprietà di un soggetto terzo o gestito da un soggetto terzo in relazione all'installazione, all'esercizio e alla manutenzione, purché il soggetto terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore: tale soggetto terzo non è considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile.

L'articolo 21, comma 6, della direttiva prevede che gli Stati membri istituiscano un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile sulla base di una valutazione delle barriere ingiustificate esistenti per l'autoconsumo di energia rinnovabile, nonché del potenziale di quest'ultimo.

**La direttiva 2019/944/UE, norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica: considerando numeri da 43 a 47; articolo 1, considerando numeri 11 e 16.**

L'articolo 1 e il considerando n. 11 della Direttiva 944/2019/UE affermano che la comunità energetica (CE - dunque, non necessariamente rinnovabile) dei cittadini è un soggetto giuridico che: *“è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese; ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari; e può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci”*.

Alcune disposizioni di dettaglio sono poi dettate dall'articolo 16, della stessa direttiva. Esse devono essere coordinate con le disposizioni di cui alla direttiva RED II dedicate nello specifico alla CER.



## LA DISCIPLINA NAZIONALE

**Decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162 (cd. Decreto “Milleproroghe”)**, convertito con legge 28 febbraio 2020, n. 8, articolo 42-bis, che recepisce in via sperimentale e temporanea gli articoli 21 e 22, della Direttiva UE 2018/2001, nelle more del completo recepimento della medesima.

**Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199**, di recepimento della Direttiva UE 2018/2001.

**Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210**, di *“attuazione della Direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l’adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell’energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell’energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE”*.

**Decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13** convertito con legge 21 aprile 2023, n. 41, c.d. “Semplificazioni ter”.

**Decreto-legge 28 febbraio 2025, n. 19**, convertito con modificazioni nella legge 24 aprile 2025, n. 60, recante *“Misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza”* (c.d. Decreto Bollette).

### **Il Decreto legge Milleproroghe e le prime norme di recepimento della normativa europea.**

Nell’ordinamento giuridico italiano, con l’articolo 42-*bis*, del decreto legge del 30 dicembre 2019, n. 162 (c.d. “**Decreto Milleproroghe**”), poi convertito con la legge n. 8 del 2020, è stato avviato un percorso di recepimento parziale e anticipato della Direttiva RED II, introducendo una prima disciplina di riferimento per le CER, che ha consentito lo sviluppo dei primi progetti sperimentali, in attesa del recepimento completo della direttiva.

L’articolo 42-*bis*, in particolare, oltre a fornire una prima definizione di CER ed a prevedere i requisiti soggettivi dei membri che ne potevano far parte, ha previsto stringenti limiti territoriali e tecnici, potendo far parte delle costituite configurazioni soltanto impianti di nuova realizzazione, alimentati da fonti rinnovabili e di potenza non superiore a 200 kW e potendo considerare, ai fini della contabilizzazione dell’energia condivisa, soltanto i punti di prelievo e i punti di immissione (dei consumatori e dei produttori inseriti nella CER) collegati a reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina secondaria (i.e. cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione).

Con riguardo al modello di regolazione, la Direttiva RED II - come anticipato - lasciava ampia libertà agli Stati membri di adottare un modello di condivisione dell’energia di tipo



“fisico” (ossia implementato attraverso l'utilizzo di reti elettriche private di proprietà delle CER) o “virtuale” (ossia attuato mediante l'utilizzo della rete pubblica di distribuzione e la definizione della quantità di energia “virtualmente” condivisa all'interno della CER in ciascun intervallo temporale di misura).

## **Il decreto legislativo n. 199 del 2021**

La Direttiva RED II è stata recepita, in via definitiva, con il decreto legislativo n. 199 del 2021 che – anche sulla scorta di quanto emerso nel corso delle prime esperienze del periodo transitorio – ha modificato le caratteristiche principali delle CER.

L'articolo 1, del richiamato decreto legislativo n. 199 del 2021 dispone che la finalità cui tende detto decreto è quella di *“accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050”*.

Dal punto di vista definitorio, rinveniamo nel decreto legislativo n. 199 del 2021, in particolare all'articolo 2, alcune definizioni che ricalcano quelle presenti nella direttiva RED II, sopra riportate: “autoconsumatore di energia rinnovabile”, “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”, “comunità di energia rinnovabile” o “comunità energetica rinnovabile”.

In particolare, l'articolo 2, del decreto in esame definisce la CER come un *“soggetto giuridico che opera nel rispetto di quanto stabilito dall'articolo 31 del presente decreto”*.

L'articolo 31, comma 1, del decreto legislativo individua le caratteristiche e i soggetti che possono far parte della CER

Ai sensi dell'articolo 31, comma 2, lettera a), del decreto legislativo 199 del 2021: *“ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità”*.

La disposizione deve essere letta in combinato disposto alla normativa europea cui dà attuazione e, in particolare, all'articolo 2, punto 16, della Direttiva RED II che definisce la CER come un soggetto giuridico *“i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali”*.

La definizione del diritto europeo potrebbe apparire assai più restrittiva rispetto all'elenco dettagliato formulato dal nostro legislatore; tuttavia, sul punto sia agevole sostenere che i concetti di impresa e di autorità locale di derivazione europea sono talmente ampi da poter ragionevolmente ricomprendere tutte quelle tipologie di enti privati e pubblici previsti dalla legge nazionale.

La direttiva è dunque esplicita nell'indicare i soggetti che possono partecipare e non opera alcun generico riferimento ai poteri di controllo, come invece fa la normativa italiana.

L'articolo 30, del decreto richiamato disciplina le condizioni in base alle quali un cliente

finale diviene autoconsumatore di energia rinnovabile: in particolare il fatto esso “a) *produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo*”.

In relazione ai requisiti di accesso agli incentivi, il decreto legislativo n. 199 del 2021 (cfr. articoli 8, 31, e 32) ha previsto in linea generale 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*”.

Ai fini dell’accesso agli incentivi sembrava dunque sufficiente che la data di entrata in esercizio degli impianti fosse successiva a quella di entrata in vigore del decreto (ossia dal 16 dicembre 2021) e che gli impianti risultassero nella disponibilità e sotto il controllo della Comunità Energetica.

Inoltre, l’articolo 32, del decreto, relativamente alle modalità di interazione delle CER con il sistema energetico, precisa che i rapporti debbano essere regolati mediante un contratto di diritto privato che assicuri, ai clienti finali, il mantenimento dei loro diritti, tra cui quello di scegliere il proprio venditore e quello di poter recedere in qualsiasi momento (fatte salve eventuali conseguenze economiche che, in ogni caso, devono essere eque e proporzionate rispetto alla compartecipazione agli investimenti sostenuti).

In particolare, l’articolo 32, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021, stabilisce che 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*”<sup>78</sup>.

Lo stesso articolo, al comma 3, affida poi all’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) il compito di aggiornare la propria regolazione (di cui alla Delibera 318/2020/R/EEL) al nuovo quadro normativo, ed il Ministero della transizione ecologica a (oggi Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica o “MASE”) di aggiornare il regime incentivante di cui al decreto ministeriale del 16 settembre 2020 (cfr. paragrafo 4.5).

## **ULTERIORI NORME NAZIONALI**

**Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210**, “*Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l’adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del*

<sup>78</sup> Cfr. articolo 22, della Direttiva RED II. Come si evince dalla disposizione citata, il membro della CER può recedere in qualunque momento, purché tuttavia si conformi alle condizioni previste dall’atto costitutivo della CER al fine di salvaguardare (nel caso specifico) gli investimenti effettuati. Questo ragionamento, nondimeno, nell’ottica europea può estendersi ad altre condizioni purché queste presentino i caratteri di ragionevolezza, proporzionalità e non discriminazione. Cfr., per un’ampia disamina, Quaderni per la Transizione Energetica: Comunità Energetiche Rinnovabili e Gruppi di Autoconsumatori #2 - Principali modelli giuridici per la costituzione delle Comunità energetiche rinnovabili, redatto dalla Regione Emilia-Romagna con AR – TER.

*regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE".*

In particolare, l'articolo 12, di tale decreto dispone che i clienti sono liberi di stipulare contratti di aggregazione, indipendentemente dal proprio contratto di fornitura di energia, nonché di acquistare e vendere tutti i servizi connessi al mercato dell'energia elettrica diversi dalla fornitura.

Rispetto alla natura delle CER, l'articolo 14, sancisce che queste sono soggetti di diritto privato che possono assumere "qualsiasi forma giuridica".

La normativa lascia ampia libertà nella definizione della forma giuridica delle Comunità Energetiche Rinnovabili e sul punto ha avuto modo di pronunciarsi l'ARERA, la quale, nella Consultazione 390/2022/R/EEL, ha ritenuto *"non opportuno che l'Autorità identifichi elementi caratterizzanti le comunità energetiche ulteriori rispetto a quelli presenti nella normativa primaria, al fine di non comprimerne la flessibilità"*, sancendo che, pertanto, le CER *"possono essere costituite secondo quanto consentito dall'ordinamento giuridico vigente"*. È rimessa ai soci, quindi, la definizione delle vesti giuridiche della comunità, purché nel rispetto, ovviamente, delle finalità imposte dalla normativa, nonché dei principi di partecipazione aperta e volontaria e di condivisione<sup>79</sup>.

**Decreto legge 1 marzo 2022, n. 17** *"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 con modificazioni dalla legge 27 aprile 2022, n. 34 (come modificato dal decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito con modificazioni dalla legge n. 91 del 2022).

In particolare, l'articolo 20, rubricato *"Contributo del Ministero della difesa alla sicurezza energetica nazionale"*, prevede una disciplina speciale per le comunità energetiche costituite dal Ministero della Difesa. Nello specifico, la norma prevede due deroghe speciali: per il Ministero della Difesa e per le Autorità Portuali.

Nel primo caso, si tratta di una deroga rispetto al decreto legislativo n. 199 del 2021 dettata per estendere la possibilità della costituzione di comunità energetiche rinnovabili su base nazionale, accedendo alla tariffa incentivante anche per impianti superiori al Megawatt. Un modello simile è stato dettato in relazione alle Autorità Portuali.

La norma in questione stabilisce, infatti, che il Ministero della Difesa, anche per il tramite di Difesa Servizi S.p.A. (società *in house* del Ministero, quale socio unico), allo scopo di

<sup>79</sup> Il principio di libertà della forma ha portato a una realtà assai diversificata, che comprende associazioni non riconosciute (come la CER di Turano Lodigiano o la CER del Comune di Ferla) e riconosciute, consorzi e società consortili (modello questo, tuttavia, che la Corte dei Conti, di recente, ha ritenuto non adatto alla costituzione delle CER in quanto non sarebbe in grado di garantire il principio della partecipazione aperta e volontaria – cfr. infra nota 32), cooperative energetiche (la forma attualmente più utilizzata in Europa), fondazioni di partecipazione (come la CER Valdarno del Comune di Montevarchi) e, di recente, anche partenariati pubblico-privati (come la CER di Arezzo, la prima ad aver seguito tale modello) cfr. per approfondimenti successiva nota 32.



contribuire alla decarbonizzazione del sistema energetico e per il perseguimento della resilienza energetica nazionale:

- a) (comma 1): possa affidare in concessione o utilizzare direttamente, in tutto o in parte, i beni del demanio militare o a qualunque titolo in uso al medesimo Ministero, ivi inclusi gli immobili individuati quali non più utili ai fini istituzionali e non ancora consegnati all'Agenzia del Demanio o non ancora alienati, per installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, anche ricorrendo, per la copertura degli oneri, alle risorse del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, Missione 2, previo accordo fra il Ministero della Difesa, la struttura dell'autorità politica delegata per il PNRR e il Ministero della Transizione Ecologica, qualora ne ricorrano le condizioni in termini di coerenza con gli obiettivi specifici del PNRR e di conformità ai relativi principi di attuazione. Il Ministero della Difesa comunica le attività svolte ai sensi del presente comma all'Agenzia del Demanio;
- b) (comma 2): per le finalità di cui al comma 1, il Ministero della Difesa ed i terzi concessionari dei beni di cui al comma 1 possono costituire comunità energetiche rinnovabili nazionali anche con altre pubbliche amministrazioni centrali e locali anche per impianti superiori a 1 MW, anche in deroga ai requisiti di cui al comma 2, lettere b) e c), dell'articolo 31 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e con facoltà di accedere ai regimi di sostegno del medesimo decreto legislativo anche per la quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo non connesse sotto la stessa cabina primaria, previo pagamento degli oneri di rete riconosciuti per l'illuminazione pubblica. Medesima previsione è stabilita anche per le Autorità Portuali;
- c) (comma 3): i beni di cui al comma 1 sono di diritto superfici e aree idonee ai sensi dell'articolo 20, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e possono ospitare sistemi di accumulo energetico senza limiti di potenza e sono assoggettati alle procedure autorizzative di cui all'articolo 22, del medesimo decreto legislativo n. 199 del 2021.

I commi 3-bis e 3-ter, dell'articolo 20, del decreto richiamato prevedono poi un procedimento per l'individuazione dei beni di cui al comma 1, per la programmazione degli interventi finalizzati all'installazione degli impianti e per la gestione dei procedimenti autorizzatori, mediante la nomina di un commissario speciale e due vice commissari speciali che convocano una conferenza di servizi per l'acquisizione delle intese, dei consensi, dei nulla osta o degli assensi comunque denominati delle altre amministrazioni interessate per gli scopi di cui al comma 1 che svolge i propri lavori secondo le modalità di cui agli articoli da 14 a 14-quinquies, della legge 7 agosto 1990, n. 241.

Quota parte degli utili della Difesa Servizi S.p.A. derivanti dalle concessioni di cui al comma 1, determinata secondo le indicazioni del Ministro della Difesa in qualità di socio unico, verificata la corrispondenza agli obblighi di legge in materia di accantonamento, confluisce in un fondo istituito nel bilancio della società per il finanziamento di progetti



di ricerca e sviluppo nel settore della filiera connessa alla produzione di energia da fonti rinnovabili, al fine di promuovere l'autonomia e la sicurezza energetica del Ministero della Difesa, anche supportando le attività svolte nello stesso ambito dall'Agenzia Industrie Difesa (comma 3-*quater*).

**Decreto legge 23 settembre 2022, n. 144** “*Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)*”, convertito con modificazioni dalla legge 17 novembre 2022, n. 175.

L'articolo 10, norma speculare all'articolo 20 del decreto legge n. 17 del 2022 di cui sopra, prevede che il Ministero dell'Interno nonché il Ministero della Giustizia e gli uffici giudiziari, utilizzino direttamente o affidino in concessione, in tutto o in parte, i beni demaniali o a qualunque titolo in uso ai medesimi per l'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, analogamente a quanto previsto per il Ministero della Difesa e per le Autorità Portuali.

**Decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13** convertito con legge 21 aprile 2023, n. 41 c.d. “**Semplificazioni ter**”. In particolare, i commi 4 e 5 dell'articolo 47, dispongono che: “4. *Fino al 31 dicembre 2025, in deroga all'articolo 12, comma 2, del decreto legislativo 2 marzo 2011, n.28, gli enti locali nei cui territori sono ubicati gli impianti a fonti rinnovabili finanziati a valere sulle risorse di cui alla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2, del PNRR, possono affidare in concessione, nel rispetto dei principi di concorrenza, trasparenza, proporzionalità, pubblicità, parità di trattamento e non discriminazione, aree ovvero superfici nelle proprie disponibilità per la realizzazione degli impianti volti a soddisfare i fabbisogni energetici delle comunità energetiche rinnovabili.*5. *Per le finalità di cui al comma 4, gli enti locali di cui al medesimo comma, anche sulla base di appositi bandi o avvisi tipo adottati dall'ANAC, provvedono alla pubblicazione di appositi avvisi recanti l'indicazione delle aree e delle superfici suscettibili di essere utilizzate per l'installazione degli impianti, della durata minima e massima della concessione e dell'importo del canone di concessione richiesto, in ogni caso non inferiore al valore di mercato dell'area o della superficie. Qualora più comunità energetiche rinnovabili richiedano la concessione della medesima area o superficie, si tiene conto, ai fini dell'individuazione del concessionario, del numero dei soggetti partecipanti a ciascuna comunità energetica rinnovabile e dell'entità del canone di concessione offerto*”.

L'articolo 47, comma 3, lettera c) aggiunge all'elenco dei soggetti che esercitano poteri di controllo all'articolo 31, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 199 del 2021 le “associazioni con personalità giuridica di diritto privato”.



## **LE LEGGI REGIONALI**

Il quadro normativo di riferimento delle CER vigente nell'ordinamento interno è completato dalla legislazione regionale.

In ragione delle competenze previste dalla Carta Costituzionale, le Regioni italiane hanno la facoltà di legiferare, in attuazione della legge nazionale, in materia di CER tramite provvedimenti specifici che definiscano le norme, le procedure e i criteri da seguire.

Infatti, l'articolo 117 (Titolo V) della Carta Costituzionale stabilisce che *“la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia”* rientrano tra le materie di competenza concorrente tra Stato e Regioni e dispone che queste ultime possano legiferare in tal senso, nei limiti dei principi fondamentali stabiliti dalla legge nazionale ed in accordo con le norme e i vincoli comunitari e internazionali.

Il quadro regionale in materia di CER si presenta variegato e in sostanziale evoluzione. Se è vero che alcuni territori hanno assunto un ruolo proattivo e avviato già da tempo iniziative e percorsi di sperimentazione di comunità energetiche, talvolta ancor prima dell'intervento di norme specifiche, in altre Regioni non risultano a oggi ancora attivate esperienze significative.

## **DECRETI MINISTERIALI**

**Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 16 novembre 2020** (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie Generale del 16 novembre 2020, n. 285), adottato in attuazione dell'articolo 42-*bis*, comma 9, del decreto legge n. 162 del 2019 di cui si è detto sopra.

La Delibera ARERA 318/2020/R/EEL ha posto anche le basi per l'erogazione (tramite una procedura unificata, come previsto dal decreto legge n. 162 del 2019) degli incentivi per il servizio di energia condivisa definiti dal MISE con il decreto ministeriale del 2020 in parola, recante *“Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-*bis*, comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020”*.

Il MISE, con il richiamato decreto, ha individuato la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità di energia rinnovabile, come disciplinate dallo stesso articolo 42-*bis*, del decreto legge n. 162 del 2019, e regolate dall'ARERA con la Delibera 318/2020/R/EEL. Nel Decreto, inoltre, in attuazione dell'articolo 119, comma 7, del decreto Legge n. 34 del 2020 (c.d. “DL Rilancio”) sono individuati i limiti e le modalità relativi all'utilizzo e alla valorizzazione dell'energia elettrica condivisa prodotta da impianti fotovoltaici che accedono alle detrazioni stabilite dal medesimo articolo 119.



Secondo quanto previsto nel decreto, l'energia prodotta e immessa in rete resta nella disponibilità del Referente della configurazione, con facoltà di cessione al GSE con le modalità di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387 del 2003, fermo restando l'obbligo di cessione previsto per chi accede alla detrazione fiscale del 110%.

**Decreto MASE “Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica” del 7 dicembre 2023, n. 414**, pubblicato in data 23 gennaio 2024 ed entrato in vigore il 24 gennaio 2024, con la definitiva disciplina degli incentivi previsti per le CER e l'autoconsumo diffuso.

Insieme al Decreto sono state, inoltre, pubblicate le FAQ del MASE per orientare cittadini, piccole e medie imprese, enti, cooperative e tutti gli altri destinatari del provvedimento.

Come previsto dal provvedimento stesso, entro i successivi 30 giorni dall'entrata in vigore del decreto MASE, sono state approvate dal Ministero, previa verifica da parte dell'ARERA e su proposta del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), le regole operative che dovranno disciplinare le modalità e le tempistiche di riconoscimento degli incentivi. Il GSE, soggetto gestore della misura, ha messo in esercizio i portali attraverso i quali sarà possibile presentare le richieste.

Per tutte le CER sono previsti incentivi sull'energia autoconsumata sotto due diverse forme:

- a) una tariffa incentivante sull'energia prodotta da FER e autoconsumata virtualmente dai membri della CER. Tale tariffa è riconosciuta dal GSE – che si occupa anche del calcolo dell'energia autoconsumata virtualmente – per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio di ciascun impianto FER. La tariffa è compresa tra 60 €/MWh e 120€/MWh, in funzione della taglia dell'impianto e del valore di mercato dell'energia. Per gli impianti fotovoltaici è prevista una ulteriore maggiorazione fino a 10 €/MWh in funzione della localizzazione geografica.
- b) un corrispettivo di valorizzazione per l'energia autoconsumata, definito dall'ARERA. Tale corrispettivo vale circa 8 €/MWh.

La tariffa incentivante ed il contributo ARERA sono riconosciuti esclusivamente sull'energia elettrica autoconsumata dalla CER. Tale quantità di energia è pari a quella virtualmente condivisa, in ciascuna ora, tra i produttori ed i consumatori membri della CER, ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa ad una stessa cabina primaria.

Inoltre, tutta l'energia elettrica rinnovabile prodotta ma non autoconsumata resta nella disponibilità dei produttori ed è valorizzata alle condizioni di mercato. Per tale energia è possibile richiedere al GSE l'accesso alle condizioni economiche del ritiro dedicato.

Infine, per le sole CER i cui impianti di produzione sono ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti (50.000 in base alle recenti modifiche), è previsto un contributo in conto capitale, pari al 40% del costo dell'investimento, a valere sulle risorse del PNRR.

Per quanto concerne il contributo in conto capitale l'articolo 7, comma 1, del decreto



MASE specifica che *“i beneficiari della misura PNRR di cui all’articolo 14, comma 1, lettera e) del decreto legislativo n. 199 del 2021 sono le comunità energetiche rinnovabili e i sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili ubicati in Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti”*.

Le FAQ riportano che *“Il soggetto beneficiario del contributo PNRR è colui che sostiene l’investimento per la realizzazione dell’impianto di produzione a fonte rinnovabile di potenza fino a 1 MW ubicato in Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti e inserito in CER o in configurazioni di autoconsumo collettivo”*.

La tariffa incentivante è cumulabile con il contributo PNRR o altri contributi in conto capitale, nella misura massima del 40%, a fronte di una decurtazione della tariffa incentivante del 50%. Pertanto, le FAQ specificano che, se un produttore ottenesse un contributo in conto capitale di qualunque tipologia superiore al 40% del costo dell’investimento (calcolato sulla base dei massimali indicati dal Decreto), non sarebbe possibile ottenere la tariffa incentivante per l’energia elettrica prodotta dall’impianto in questione.

L’articolo 3, del decreto MASE, tra i requisiti per l’accesso agli incentivi, prevede al comma 2, lettera c), che *“le Comunità energetiche rinnovabili risultano già regolarmente costituite alla data di entrata in esercizio degli impianti che accedono al beneficio, e prevedono, nel caso di imprese, che la loro partecipazione in qualità di soci o membri sia consentita esclusivamente per le PMF”*.

In aggiunta, il punto 9 delle FAQ specifica, con riferimento ai requisiti che devono possedere gli impianti di produzione per accedere alle CER, che *“Tali impianti sono generalmente di nuova costruzione, anche se possono far parte di una CER impianti già realizzati, purché entrati in esercizio successivamente alla data del 16 dicembre 2021 (data di entrata in vigore del Decreto legislativo 199/2021) e comunque successivamente alla regolare costituzione della CER. Inoltre, ai fini dell’accesso ai benefici previsti dal Decreto di incentivazione, gli impianti non devono beneficiare di altri incentivi sulla produzione di energia elettrica”*.

Un altro punto importante chiarito nel decreto e nelle FAQ consiste nella impossibilità per le grandi imprese di fare parte di una CER. In merito era infatti sorto un importante dubbio interpretativo in ragione di una discrasia esistente tra quanto disposto dalla normativa europea e da quella nazionale.

In base all’articolo 31, del decreto legislativo n. 199 del 2021, che ha recepito la direttiva 2018/2001/UE, come detto, l’unica espressa preclusione normativa per le imprese discendeva dal fatto che *“la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l’attività commerciale e industriale principale”*, come confermato anche dal paragrafo 3.4, del TIAD con riferimento ai requisiti per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso.

Tale assetto normativo consentiva dunque di ritenere che la partecipazione alle CER costituisse un diritto di tutti i clienti finali (comprese le grandi imprese) e che solo i



soggetti elencati dalla legge potessero esercitare i poteri di controllo della Comunità.

Ciononostante, alcuni interpreti, dal raffronto tra la normativa italiana e quella europea, avevano notato una possibile incongruenza derivante dal fatto che l'articolo 2, punto 16), della Direttiva Europea 2018/2001/UE definisce la CER come soggetto giuridico *“i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali”*, indicando in maniera esplicita e più restrittiva i soggetti che possono partecipare alla Comunità Energetica e senza operare, al riguardo, nessun riferimento all'esercizio dei poteri di controllo, diversamente dalla normativa italiana.

Seguendo questa interpretazione, fondata sull'integrazione della legislazione nazionale con il diritto europeo, dunque, le grandi imprese non potrebbero partecipare alle CER. in quanto nella direttiva RED II richiamata è fatto esplicito riferimento alle PMI, nozione di diritto europeo che ha una connotazione precisa.

L'articolo 3, comma 2, lettera c) del decreto relativo ai soggetti beneficiari e ai requisiti di accesso agli incentivi, facendo seguito alla decisione della Commissione Europea C8086 del 22 novembre 2023, dispone ora che le Comunità Energetiche Rinnovabili prevedono, nel caso di imprese, che la loro partecipazione in qualità di soci o membri sia consentita esclusivamente per le PMI.

Le FAQ del Ministero dell'Ambiente, al punto 5, chiariscono definitivamente che le grandi imprese non possono essere membri di una CER, ma possono far parte di un gruppo di autoconsumatori rinnovabili, ossia di un insieme di almeno due autoconsumatori che si associano per condividere l'energia elettrica prodotta dall'impianto di produzione da fonte rinnovabile e che si trovano nello stesso edificio.

Si consideri, in ogni caso, che il decreto MASE n. 414 del 2023 in parola risulta da ultimo modificato e aggiornato dallo Schema di decreto MASE del 16 maggio 2025, allo stato sottoposto al controllo della Corte dei conti.

## **LA DISCIPLINA ATTUATIVA**

Nel presente paragrafo sono indicate le principali norme regolatorie applicative della normativa sopra descritta.

### **Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)**

**Deliberazione 4 agosto 2020, n. 318/2020/R/EEL** avente ad oggetto *“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”*.

Detta delibera ha dettato norme attuative dell'articolo 42-bis, del c.d. Decreto Milleproroghe ed è stato il primo provvedimento a fornire esempi espliciti riguardo una possibile forma giuridica della CER: *“ai fini dell'accesso alla valorizzazione incentivazione dell'energia elettrica condivisa, la comunità di energia rinnovabile deve essere un soggetto*





*giuridico, quale a titolo di esempio associazione, ente de terzo settore, cooperativa, cooperativa benefit, consorzio, partenariato<sup>80</sup>, organizzazione senza scopo di lucro, costituito nel rispetto dei requisiti di cui all'articolo 1.lettera c) dell'Allegato A”.*

La Delibera ARERA 318/2020/R/EEL, all'Allegato A, articolo 1, lettera o), con riferimento all'impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili specifica che la comunità può esserne proprietaria ovvero averne *“la piena disponibilità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (quali, a titolo d'esempio, usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso), a condizione che la mera detenzione o disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo diverso dalla proprietà non sia di ostacolo al raggiungimento degli obiettivi della comunità”.*

Con questa delibera ARERA ha deciso di ricorrere al modello regolatorio virtuale, in quanto ritenuto il più idoneo a estendere i benefici derivanti dall'adesione alle CER a un numero maggiore di soggetti, non implicando tale modello la necessità di implementare soluzioni onerose sotto un profilo tecnico e amministrativo, quali la realizzazione di nuove linee elettriche private.

Con il modello virtuale, nonostante l'energia non venga prodotta e fisicamente consumata in sito - a differenza delle configurazioni di autoconsumo quali sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) e sistemi di distribuzione chiusi (SDC) - ma condivisa mediante l'utilizzo della rete pubblica di distribuzione, sono in ogni caso generati benefici tecnici ed economici al sistema elettrico.

In particolare, la delibera (che segue il Documento di Consultazione 112/2020/R/EEL) introduce un modello regolatorio virtuale per le nuove configurazioni di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e CER che consente di riconoscere sul piano economico i benefici, ove presenti, derivanti dal consumo in sito dell'energia elettrica localmente prodotta:

- a) evitando così che per ottenere tali benefici debbano essere implementate soluzioni tecniche o realizzate nuove reti private non necessarie e generalmente costose;
- b) mantenendo separata evidenza dei benefici associati all'autoconsumo (che non dipendono dalla tipologia di fonti o delle reti) e degli incentivi espliciti (che, in quanto tali, possono essere opportunamente calibrati in funzione delle fonti e/o delle tecnologie).

A fronte di tali benefici, il modello introdotto dalla delibera n. 318 del 2020 ha previsto in favore delle CER una valorizzazione dell'energia (virtualmente) condivisa, consistente nella restituzione di alcune componenti variabili delle tariffe di trasmissione e distribuzione in relazione all'energia ora per ora prodotta dagli impianti inseriti nella CER e consumata dai membri della CER stessa.

Oltre a tale meccanismo di valorizzazione, successivamente il decreto ministeriale del 16 settembre 2020 ha introdotto un regime di incentivazione (di tipo *feed-in premium*) con

<sup>80</sup> Da interpretarsi nel significato di “partnership”.



la previsione di una tariffa incentivante pari a 110 €/MWh, da applicarsi all'energia virtualmente condivisa all'interno delle CER.

**Deliberazione 20 dicembre 2022, n. 712/2022/R/EEL** avente ad oggetto: *“Disposizioni in materia di regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti elettriche in altissima e alta tensione”*.

In un primo momento, posto che i meccanismi incentivanti previsti dalla normativa e dagli atti regolatori dell'ARERA trovavano applicazione all'energia condivisa all'interno della medesima cabina secondaria, si era ritenuto che il raggio di azione della CER fosse tecnicamente delimitato proprio dalla configurazione della rete di distribuzione a valle della cabina secondaria. Tale impostazione, in seguito, è mutata in favore dell'allargamento del perimetro entro il quale l'energia condivisa beneficia della tariffa incentivante all'area sottesa ad una medesima cabina primaria.

Cionondimeno, tale limitazione non esclude che possano essere costituite CER di dimensioni superiori, che comprendano, cioè, anche più cabine primarie.

Infatti, la delibera ARERA n. 712 del 2022 chiarisce che i membri di una CER, per poter partecipare alla configurazione, devono essere situati nella medesima zona di mercato, e che solo per il calcolo dell'energia condivisa ai fini dell'erogazione degli incentivi rileva il perimetro della cabina primaria.

La delibera ARERA n. 712 del 2022 consente quindi la costituzione di una comunità di dimensione maggiore a quelle dell'area sottesa alla cabina primaria, purché la comunità al suo interno tenga nettamente suddivisi gli scambi di energia tra i singoli membri per appartenenza alla medesima cabina. In altri termini, è previsto che la Comunità *“caratterizzata da un unico statuto, possa identificare una pluralità di sottoinsiemi, ciascuno afferente a un'area sottesa a una cabina primaria, per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso”*.

Sul sito del GSE è presente la mappa interattiva delle cabine primarie presenti sul territorio nazionale. Attraverso la mappa è possibile:

- a) avere una informazione grafica, basata su geolocalizzazione, dell'area sottesa ad una medesima cabina primaria;
- b) verificare il codice della cabina primaria di una determinata posizione geografica individuata dall'indirizzo e CAP.

È possibile consultare la mappa al seguente link: *“<https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>”*.

**Deliberazione 27 dicembre 2022, n. 727** *“Nuovo testo integrato sull'autoconsumo diffuso di elettricità per edifici, condomini e comunità energetiche”*, con allegato TIAD - Testo integrato autoconsumo diffuso. Con tale atto, ARERA ha aggiornato la regolazione tecnica delle CER (di cui alla predetta Delibera 318/2020/R/EEL), compito affidato dal decreto legislativo n. 199 del 2021 per adeguamento al nuovo quadro normativo.



**Deliberazione 30 gennaio 2024, n.15/2024/R/EEL:** *“Modifiche al testo integrato autoconsumo diffuso e verifica delle regole tecniche per il servizio per l’autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.”.* Definizioni rilevanti di cui all’articolo 1, del TIAD – Testo integrato e modificato da ultimo con la Deliberazione n. 15/2024:

- i. **autoconsumatore di energia rinnovabile** è il soggetto previsto dall’articolo 2, comma 1, lettera n), del decreto legislativo n. 199 del 2021;
- ii. **autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione** è l’autoconsumatore di energia rinnovabile che rispetta i requisiti previsti dall’articolo 30, comma 1, lettera a), numero 2.2), del decreto legislativo n. 199 del 2021;
- iii. **autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta** è l’autoconsumatore di energia rinnovabile che rispetta i requisiti previsti dall’articolo 30, comma 1, lettera a), numero 2.1), del decreto legislativo n. 199 del 2021 che ha richiesto e ottenuto l’accesso al regime regolatorio e incentivante previsto per le forme di autoconsumo diffuso.

**Regole Tecniche del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) del 4 aprile 2022 relative alle disposizioni della Deliberazione ARERA 318/2020/R/EEL e del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 16 settembre 2020**, ai fini dell’accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell’energia elettrica condivisa nell’ambito di configurazioni di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di CER, aggiornate in linea con il quadro normativo e regolatorio di riferimento e con gli esiti della consultazione pubblica del GSE, svolta nel periodo 4 marzo 2021 – 7 aprile 2021, in materia di gruppi di autoconsumatori e di comunità energetiche rinnovabili, e finalizzata a perfezionare alcuni aspetti delle Regole Tecniche.

In particolare, il documento si articola nei seguenti capitoli:

- a) **INQUADRAMENTO GENERALE**, nel quale vengono descritte le configurazioni previste dalla normativa e regolazione, il periodo di applicazione della misura, i contributi previsti e la durata del servizio, e le condizioni di cumulabilità e compatibilità con altri meccanismi o agevolazioni vigenti;
- b) **REQUISITI PER L’ACCESSO AL SERVIZIO**, nel quale vengono definiti i requisiti oggettivi e soggettivi previsti per le configurazioni ai fini dell’ammissione al servizio;
- c) **RICHIESTA DI ATTIVAZIONE DEL SERVIZIO**, nel quale sono esplicitate le modalità per la presentazione della richiesta di attivazione del servizio al GSE da parte del Soggetto Referente della configurazione;
- d) **PROCEDIMENTO DI VALUTAZIONE DELLA RICHIESTA**, nel quale vengono descritti il procedimento con il quale il GSE valuta le richieste di accesso al servizio e le tipologie di comunicazioni conseguenti agli esiti della valutazione;



- e) **CONTRATTO PER IL RICONOSCIMENTO DEL SERVIZIO**, nel quale sono riportati gli elementi regolati nel contratto per l'attivazione del servizio;
- f) **CRITERI PUNTUALI DI CALCOLO E MODALITÀ DI MISURA**, nel quale sono descritte le modalità di calcolo e comunicazione dei corrispettivi spettanti per l'attivazione del servizio nonché di profilazione e utilizzo dei dati di misura utilizzati nei calcoli;
- g) **EROGAZIONE DEI CORRISPETTIVI DA/VERSO IL GSE**, nel quale vengono riportate le modalità e tempistiche di erogazione dei corrispettivi di cui beneficiano le configurazioni con l'attivazione del servizio e da corrispondere al GSE in virtù del servizio svolto;
- h) **MODIFICHE APPORTATE SUCCESSIVAMENTE ALL'INVIO DELLE RICHIESTE**, nel quale sono riportate le principali tipologie di modifiche alle configurazioni che il Soggetto Referente è tenuto a comunicare al GSE;
- i) **CONTROLLI E VERIFICHE**, nel quale sono indicati i principi sulla base dei quali il GSE effettua i controlli previsti dalla normativa e regolazione di riferimento.

Completano il documento una serie di allegati, contenenti le principali definizioni applicabili, gli schemi di configurazione installativa ammissibile in caso di presenza di sistemi di accumulo e di posizionamento dei contatori, lo schema del procedimento di riconoscimento del servizio, i *fac simile* del modello di richiesta del servizio, dei mandati dei produttori, dei mandati o liberatorie dei clienti finali e delle dichiarazioni relative ai componenti rigenerati, e lo schema di contratto per la regolazione delle partite economiche.

Il modello regolatorio virtuale di cui alla Deliberazione ARERA 318/2020/R/EEL prevede che il GSE eroghi il “*servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*” (c.d.: servizio di energia elettrica condivisa) per il tramite del Referente delle configurazioni. Conseguentemente, il GSE è chiamato ad espletare i seguenti adempimenti ai fini della gestione del meccanismo:

- a) predisporre e trasmettere, per verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'ARERA, lo schema di istanza, lo schema di contratto e le Regole tecniche contenenti, tra l'altro, i criteri puntuali di calcolo eventualmente necessari, le modalità di comunicazione al Referente delle configurazioni che beneficiano del servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa e le modalità di profilazione dei dati di misura e le relative modalità di utilizzo;
- b) fornire servizi di assistenza territoriale alle Pubbliche Amministrazioni;
- c) predisporre un apposito portale informatico interoperabile con il sistema GAUDÌ, ai fini dell'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, nonché ai fini della gestione tecnica ed economica del medesimo servizio.

Le tipologie di configurazione ammesse al servizio di valorizzazione e incentivazione



dell'energia elettrica condivisa gestito dal GSE sono due: (i) gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (nel seguito anche, gruppo di autoconsumatori); (ii) comunità di energia rinnovabile "CER".

Di particolare interesse, tra l'altro, è la definizione di CER contenuta nel capitolo 1.2. del documento:

*“La comunità di energia rinnovabile è, invece, un soggetto giuridico che:*

*i. si basa sulla partecipazione aperta e volontaria (a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale) ed è autonomo;*

*ii. i cui azionisti o membri che esercitano potere di controllo sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali ivi incluse, ai sensi dell'articolo 31, comma 1 lettera b) del Decreto legislativo 199/21, le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (di seguito anche: ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, situati nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione detenuti dalla comunità di energia rinnovabile;*

*iii. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari”.*

Rilevante altresì il Capitolo 2 in cui vengono specificati i requisiti che gli elementi costituenti tali configurazioni (punti di prelievo e/o immissione di energia elettrica, impianti di produzione e relativi clienti finali e/o produttori), devono possedere per l'ammissione al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa.

In particolare, i rapporti tra i soggetti appartenenti a una delle due configurazioni descritte al Paragrafo 1.2 sono regolati da un contratto di diritto privato che:

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

La stipula di un contratto che contenga almeno i contenuti sopra elencati ovvero



l'integrazione di tali contenuti nello Statuto e/o nell'atto costitutivo della CER deve avvenire prima della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa;

Si attenzionano, inoltre, il Capitolo 1.4 dove sono indicati i contributi economici spettanti alle configurazioni ammesse e la durata del servizio, e il Capitolo 2.4 in cui vengono previsti i requisiti specifici per le configurazioni di CER.





## TABELLE RIASSUNTIVE DEGLI INCENTIVI CER

Riferimento normativo	Soggetto beneficiario	Oggetto dell'incentivo	Misura dell'incentivo	Cumulabilità dell'incentivo
<b>TARIFFA INCENTIVANTE - TIP</b>				
Decreto MASE n. 414 del 2023 c.d. CACER	Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (o CACER): di cui fanno parte sia le CER sia gli autoconsumatori di energia rinnovabile. La CER deve risultare già costituita alla data di entrata in esercizio dell'impianto oggetto di incentivo e che viene messo nella disponibilità della stessa. L'accesso alla TIP viene richiesto al GSE.	Tariffa incentivante sulla quota di energia condivisa per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo. La potenza nominale massima dell'impianto, o dell'intervento di potenziamento, è 1 MW, e l'impianto di produzione deve risultare connesso alla rete entro l'area della medesima cabina primaria della CACER.	La TIP è composta da una parte fissa commessa alla potenza dell'impianto (si riduce del 40% all'aumento della potenza), e una parte variabile legata al prezzo dell'energia al 40% dell'investimento opera un fattore di riduzione della TIP fino al suo dimezzamento (fattore 0,5). Non opera il fattore di riduzione con riguardo all'energia condivisa da punti di minor produttività degli impianti installati nelle Regioni centro-settentrionali. L'importo della TIP eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione di specifici valori sogli di quota di energia condivisa (55% dell'eccedenza in caso di sola TIP; 45% dell'eccedenza in presenza di cumulo tra TIP e altri contributi in conto capitale), deve essere 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 TIP risulta cumulabile con contributi in conto capitale nella misura massima del 40% dell'investimento. Al crescere del contributo fino al 40% dell'investimento opera un fattore di riduzione della TIP fino al suo dimezzamento (fattore 0,5). Non opera il fattore di riduzione con riguardo all'energia condivisa da punti di minor produttività degli impianti installati nelle Regioni centro-settentrionali. L'importo della TIP eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione di specifici valori sogli di quota di energia condivisa (55% dell'eccedenza in caso di sola TIP; 45% dell'eccedenza in presenza di cumulo tra TIP e altri contributi in conto capitale), deve essere 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.
<b>CONTRIBUTO DI VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA AUTOCONSUMATA</b>				
Art. 42Bis, D.L. n. 162 del 2019, convertito in Legge n. 8 del 2020. Delibera ARERA n. 318 del 2020. Delibera ARERA n. 727 del 2022.	Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (par. 3.2, Allegato A TIAD); Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente (par. 3.3); Comunità Energetica Rinnovabile (par. 3.4); Comunità Energetica dei Cittadini (par. 3.5); Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta (par. 3.6); Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione (par. 3.7); Cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione (par. 3.8). I requisiti elencati vanno coordinati con quelli riportati alla normativa citata all'art. 2, par. 2.1, dell'Allegato A - TIAD.	Per le CER: contributo di valorizzazione della condivisione di energia elettrica finalizzata all'autoconsumo su base oraria all'interno dell'area sottesa alla stessa cabina primaria e derivante dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili di nuova realizzazione.	Per le CER, il GSE calcola su base mensile il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (CACV), espresso in Euro e pari al prodotto tra l'energia elettrica autoconsumata EACV e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile "CUAfa),m", ossia $CACV = CUAfa),m * EACV$ . Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile "CUAfa),m" è pari alla parte unitaria variabile, espressa in €/kWh, della tariffa di trasmissione (TRASER) definita per le utenze in bassa tensione.	



Riferimento normativo	Soggetto beneficiario	Oggetto dell'incentivo	Misura dell'incentivo	Cumulabilità dell'incentivo
<b>CONTRIBUTO IN CONTO CAPITALE - PNRR</b>				
Decreto MASE n. 414 del 2023 c.d. CACER, come modificato dal Decreto MASE n. 127 del 2025.	I beneficiari sono le comunità energetiche rinnovabili e i sistemi di autoconsumo collettivo nei comuni con popolazione inferiore ai 50.000 abitanti, che alla data di richiesta del contributo devono essere regolarmente costituiti. Il soggetto beneficiario (soggetto attuatore esterno) deve essere il soggetto che sostiene l'investimento per la realizzazione dell'impianto oggetto del contributo.	Il contributo in conto capitale a sostegno delle spese sostenute per realizzare impianti a fonti rinnovabili, inclusi i potenziamenti (purché di nuova costruzione o potenziamento, e di potenza nominale non superiore a 1 MW) collocati all'interno della cabina primaria della CER o della configurazione di autoconsumo cui accedono (gli interventi ammessi sono elencati all'Allegato 2, al Decreto MASE n. 414 del 2023). L'avvio dei lavori deve essere successivo alla data di presentazione della domanda di contributo al GSE da parte del soggetto beneficiario. I lavori di realizzazione degli impianti devono essere ultimati entro il 30.06.2026, e gli impianti devono entrare in funzione entro 24 mesi dal completamento, e comunque entro il 31.12.2027. Il contributo può essere richiesto a GSE per l'erogazione anticipata fino al 30% dell'importo, con erogazione del saldo al completamento dell'impianto o delle lavorazioni.	Il costo di investimento massimo di riferimento per l'erogazione del finanziamento è posto pari a 1.500 €/kW, per impianti fino a 20 kW; a 1.200 €/kW, per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW; e 1.050 €/kW, per impianti di potenza superiore a 200 kW e fino a 1.000 kW.	In contributo PNRR è cumulabile con: i) altri contributi in conto capitale, diversi da altri programmi o strumenti UE, di intensità non superiore al 40% del costo di investimento massimo, e nel rispetto del divieto di doppio finanziamento. In tal caso il contributo PNRR richiedibile è al massimo pari alla differenza; ii) i contributi erogati a copertura dei soli costi sostenuti per gli studi di prefattibilità e le spese necessarie per attività preliminari allo sviluppo dei progetti, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni; iii) la tariffa incentivante (con applicazione delle regole di decurtazione di cui all'Appendice B, paragrafo 3, delle Regole Operative GSE). Il contributo PNRR non è cumulabile con: i) incentivi in conto esercizio diversi dalla tariffa incentivante; ii) Superbonus (art. 119, comma 7, del DL n. 34 del 2020); iii) detrazioni fiscali con aliquote ordinarie (art. 16bis, comma 1, lettera h), del DPR n. 917 del 1986); iv) altri contributi in conto capitale da altri programmi o strumenti UE; v) altre forme di sostegno pubbliche che costituiscono un regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale.
<b>RITIRO DEDICATO - RID</b>				
Art. 13, commi 3 e 4, del D.Lgs. n. 387 del 2003 (energia elettrica da fonti rinnovabili); Art. 41, della Legge n. 239 del 2004 (energia elettrica da fonti non rinnovabili).	Il produttore di energia elettrica presenta richiesta al gestore della rete cui l'impianto è collegato, ossia a GSE.	Il RID valorizza il ritiro, su richiesta del produttore, da parte del gestore di rete cui l'impianto è collegato, secondo modalità stabilite da ARERA, con riferimento a condizioni economiche di mercato, dell'energia elettrica prodotta da impianti nuovi, potenziati o rifatti, alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica da acqua fluente.	Per il prezzo applicato occorre fare riferimento all'Allegato A, della Delibera ARERA n. 111 del 2006, relativamente al prezzo zonale orario.	



Riferimento normativo	Soggetto beneficiario	Oggetto dell'incentivo	Misura dell'incentivo	Cumulabilità dell'incentivo
<b>CONTO TERMICO 3.0</b>				
Decreto MASE del 07 agosto 2025, pubblicato in G.U. del 26 settembre 2025, e che entrerà in vigore a far data dal 25 dicembre 2025.	Possono beneficiare del contributo le amministrazioni pubbliche (come definite all'art. 2, lettera c), del DM), nonché gli enti del terzo settore che non svolgono attività di carattere economico e sono assimilati alle stesse, ed i soggetti privati, per interventi eseguiti esclusivamente su edifici appartenenti all'ambito terziario (interventi dell'ambito II) o anche su edifici appartenenti all'ambito residenziale (interventi del Titolo III).	Sono oggetto di incentivo: gli interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari esistenti dotati di impianto di climatizzazione (Titolo II, art. 5, del DM); e gli interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza in edifici esistenti, in parti di edifici esistenti o unità immobiliari esistenti, dotati di impianto di climatizzazione (Titolo III, art. 8, del DM). L'art. 14 del DM disciplina le condizioni ed i requisiti delle due alternative modalità di accesso ai benefici, ossia tramite accesso diretto oppure tramite prenotazione.	L'ammontare dell'incentivo erogato al soggetto responsabile non può eccedere il 65% delle spese sostenute. Ciononostante, in deroga, per gli interventi realizzati su edifici di comuni con popolazione fino 15.000 abitanti e da essi utilizzati, nonché per gli interventi realizzati su edifici pubblici adibiti a uso scolastico e su edifici di strutture ospedaliere e di altre strutture sanitarie pubbliche, comprese quelle residenziali, di assistenza, di cura o di ricovero, del Servizio sanitario nazionale, l'incentivo spettante è determinato nella misura del 100% delle spese ammissibili, fatti salvi i limiti per unità di potenza e unità di superficie stabiliti dal DM e ferma restando l'applicazione dei livelli massimi dell'incentivo spettante.	Il Conto Termico non risulta cumulabile con ulteriori incentivi statali, fatti salvi i fondi di garanzia, i fondi di rotazione e i contributi in conto interesse. Tuttavia, in deroga, limitatamente agli edifici di proprietà della pubblica amministrazione e da essa utilizzati, il contributo in parola è cumulabile con altri incentivi e finanziamenti pubblici comunque denominati nei limiti di un finanziamento a fondo perduto complessivo massimo pari al 100% delle spese ammissibili (ossia fatti salvi i limiti di cui all'articolo 11). Con riferimento alle configurazioni di autoconsumo collettivo e alle CER, il Conto Termico è cumulabile nel rispetto di quanto previsto dall'art. 6, del Decreto MASE n. 414 del 2023 (con particolare riferimento alla TIP e agli ulteriori contributi in conto capitale nella misura massima del 40%).
<b>TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA - TEE</b>				
Decreto MISE e MASE dell'11.01.2027; Decreto MASE del 21.07.2025.	Il DM individua il soggetto titolare del progetto, ossia il soggetto (oppure più soggetti aggregati) che sostiene l'investimento per il progetto, il quale può presentare istanza a GSE di accesso all'incentivo in via diretta oppure tramite delega al soggetto proponente, rientrante nelle seguenti categorie: a) i soggetti obbligati di cui all'art. 3, del DM, anche attraverso società controllanti ovvero separate, partecipate, controllate o operanti in affiliazione commerciale; b) i distributori di energia elettrica e gas naturale diversi dai soggetti obbligati; c) i soggetti pubblici o privati che, per tutta la durata della vita utile del progetto, sono in possesso della certificazione di cui alla norma UNI CEI 11352 o hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato secondo la norma UNI CEI 11339 o sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.	Il titolo di efficienza energetica (TEE), o anche "certificato bianco", è un documento attestante il risparmio energetico riconosciuto. Per l'ammissione al meccanismo dei certificati bianchi è redatto e trasmesso al GSE un progetto ammissibile conforme all'Allegato 1, al Decreto MASE. All'Allegato 2, Tabella 1, del medesimo Decreto MASE è riportato l'elenco non esaustivo dei progetti ammissibili, distinti per tipologia di intervento e forma di energia risparmiata e con l'indicazione dei valori di vita utile.	La dimensione commerciale di ogni certificato bianco è pari a una tonnellata equivalente di petrolio (TEP). I certificati bianchi possono essere oggetto di libera contrattazione tra le parti o di contrattazione nel mercato organizzato dal GME, unificato per tutte le tipologie di titoli, secondo modalità definite dall'ARERA (art. 15, del Decreto MASE).	I certificati bianchi emessi non sono cumulabili con altri incentivi, comunque denominati, a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas e con altri incentivi statali destinati ai medesimi progetti, fatto salvo, nel rispetto delle norme operative e dei limiti derivanti dalla normativa europea, l'accesso a: a) fondi di garanzia e fondi di rotazione; b) contributi in conto interesse; c) detassazione del reddito d'impresa e i crediti di imposta per l'acquisto di macchinari e attrezzature. In tal caso, il numero di certificati bianchi spettanti è ridotto del 50%; d) contributi nell'ambito delle attività connesse all'attuazione dei contratti istituzionali di sviluppo o dei contratti di sviluppo nell'ambito dei progetti applicativi del PNRR o nell'ambito di investimenti agevolati tramite le risorse del Fondo per il sostegno alla transizione industriale, di cui all'art. 1, commi 478 e 479, della legge 30 dicembre 2021, n. 234. In tali casi il numero di certificati bianchi spettanti è ridotto del 50%.



Riferimento normativo	Soggetto beneficiario	Oggetto dell'incentivo	Misura dell'incentivo	Cumulabilità dell'incentivo
<b>CREDITO D'IMPOSTA DI CUI ALLA MISURA TRANSIZIONE 5.0</b>				
Art. 38, del DL n. 19 del 2024, convertito in Legge n. 56 del 2024.	È riconosciuto il credito d'imposta proporzionale alla spesa sostenuta per gli investimenti effettuati alle condizioni e nelle misure stabilite nell'articolo dell'Allegato A e B, del DL n. 19 del 2024, convertito in Legge n. 56 del 2024.	Sono agevolabili gli investimenti in beni materiali e immateriali nuovi, strumentali all'esercizio d'impresa (Allegati A e B, del DL n. 19 del 2024, convertito in Legge n. 56 del 2024), e che sono interconnessi al sistema aziendale di gestione della produzione o alla rete di fornitura, a condizione che, tramite gli stessi, si consegua complessivamente una riduzione dei consumi energetici della struttura produttiva localizzata nel territorio nazionale, di cui si riferisce il progetto di innovazione non inferiore al 3% o, in alternativa, una riduzione dei consumi energetici dei processi interessati all'investimento non inferiore al 5%. Il comma 5, indica ulteriori misure agevolabili nell'ambito dei progetti di innovazione che comportino una riduzione dei consumi energetici come detto sopra, e tra queste rientrano anche (lettera a)) gli investimenti in beni materiali nuovi strumentali all'esercizio d'impresa finalizzati all'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili destinate all'autoconsumo, a eccezione delle biomasse, e al corretto adempimento degli obblighi di versamento dei contributi previdenziali e assistenziali a favore dei lavoratori.	Il credito d'imposta è riconosciuto nella misura del 5% del costo, per la quota di investimenti fino a 2,5 milioni di euro, nella misura del 15% del costo, per la quota di investimenti oltre 2,5 milioni di euro e fino a 10 milioni di euro e nella misura del 5% del costo, per la quota di investimenti oltre i 10 milioni di euro e fino al limite massimo di costi ammissibili pari a 50 milioni di euro per anno per impresa beneficiaria. La misura del credito d'imposta per ciascuna quota di investimento è rispettivamente aumentata: a) al 40%, 20% e 10%, nel caso di riduzione dei consumi energetici della struttura produttiva localizzata nel territorio nazionale superiore al 6% o, in alternativa, di riduzione dei consumi energetici dei processi interessati dall'investimento superiore al 10%, conseguita tramite gli investimenti; b) al 45%, 25% e 15%, nel caso di riduzione dei consumi energetici della struttura produttiva localizzata nel territorio nazionale superiore al 10% o, in alternativa, di riduzione dei consumi energetici dei processi interessati dall'investimento superiore al 15%, conseguita tramite gli investimenti.	Il credito d'imposta di cui al presente articolo non è cumulabile, in relazione ai medesimi costi ammissibili, con il credito d'imposta per investimenti in beni nuovi strumentali di cui all'articolo 1, commi 1051 e seguenti, della Legge n. 178 del 2020, nonché con il credito d'imposta per investimenti nella ZES unica di cui all'articolo 16, del DL n. 124 del 2023, convertito con modificazioni in Legge n. 162 del 2023. Il credito d'imposta è cumulabile con altre agevolazioni che abbiano ad oggetto i medesimi costi, a condizione che tale cumulo, tenuto conto anche della non concorrenza alla formazione del reddito e della base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive di cui al periodo precedente, non porti al superamento del costo sostenuto. Con riferimento alla cumulabilità del credito d'imposta di cui al presente articolo resta fermo quanto previsto dall'articolo 9, del Regolamento UE n. 241 del 2021 del Parlamento europeo e del Consiglio.

*Si ringraziano la Prof.ssa Laura Martiniello, l'Avv. Alessandra Quattrini, il Prof. Avv. Gianfrancesco Fidone e il Dott. Claudio Lucidi, consulenti della Ragioneria Generale dello Stato.*

*Il presente documento è di proprietà della Ragioneria Generale dello Stato e ha scopo divulgativo e informativo. I contenuti sono utilizzabili citando obbligatoriamente la fonte. Non sono consentite la pubblicazione e la vendita anche parziale del contenuto.*

