

Politecnico di Milano
Dipartimento di Architettura e Studi Urbani



MASTER UNIVERSITARIO DI II LIVELLO
“APPALTI E CONTRATTI PUBBLICI (MAC)”
A.A. 2024-2025

EPC e CER, un *match* possibile?

Relatore
Prof. Avv. Michele Rizzo

Correlatore
Dott. Matteo Zulianello

Tesista Master
Silvia Massimi

SOMMARIO

PREMESSA.....	4
PARTE I.....	5
COS'È L'EPC	5
I. DISCIPLINA EUROPEA IN MATERIA DI EPC.....	5
I.1 OBIETTIVI ENERGETICI E STRUMENTI NORMATIVI DELL'UNIONE EUROPEA	5
I.2 LA QUALIFICAZIONE DELL'EPC NEI MODELLI GIURIDICI EUROPEI.....	7
I.3 LE LINEE GUIDA EUROPEE PER L'ATTUAZIONE PRATICA DEGLI EPC.....	13
I.4 GLI STRUMENTI DI SOFT LAW E IL SUPPORTO TECNICO-OPERATIVO.....	15
I.5 LE LINEE GUIDA EUROSTAT E LA CONTABILITÀ PUBBLICA.....	17
I.6 LE ESPERIENZE EUROPEE IN EPC	21
I.7 I PROGETTI EUROPEI DI SUPPORTO AGLI EPC: IL CASO GUARANTEE.....	25
II. LA DISCIPLINA ITALIANA E LA SUA EVOLUZIONE NORMATIVA.....	27
II.1 IL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA E LE PRIME APPLICAZIONI NORMATIVE	27
II.2 L'EPC NELLA DISCIPLINA DEL D.LGS. 50/2016	31
II.3 L'EPC NEL D.LGS. 36/2023.....	33
II.4 LA REGOLAZIONE ANAC: LA DELIBERA N. 349/2024.....	41
III. CONSIDERAZIONI SULL'INQUADRAMENTO GIURIDICO DELL'EPC.....	45
PARTE II	48
IPOTESI E SCENARI APPLICATIVI DEGLI ISTITUTI DELLA CER E DELL'AUTOCONSUMO.....	48
I. INQUADRAMENTO GENERALE DELLA DISCIPLINA DELLE CER E LE DIFFERENZE CON L'AUTOCONSUMO	48
I.1 IL QUADRO EUROPEO: RED II E IEM	48
I.2 IL QUADRO ITALIANO: PRIME IMPLEMENTAZIONI E RECEPIMENTO.....	50
I.3 DIFFERENZE STRUTTURALI TRA CER E AUTOCONSUMO	54
I.4 PRIME APPLICAZIONI PRATICHE E MODELLI EMERGENTI	56
I.5 I MODELLI GIURIDICI RITENUTI PIÙ EFFICACI PER LA REALIZZAZIONE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI	59
I.6 LE PRINCIPALI CRITICITÀ EMERSE NELLA REALIZZAZIONE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI	63

I.7 CONSIDERAZIONI CRITICHE.....	67
II. LE PECULIARITÀ DELLE CER CON PARTECIPAZIONE PUBBLICA.....	67
III. GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI E ALTRI SISTEMI DI ENERGIA RINNOVABILE NEGLI APPALTI PUBBLICI.....	72
III.1. ANALISI DELLE TIPOLOGIE DI IMPIANTI PER L'AUTOCONSUMO: FOTOVOLTAICO, EOLICO, COGENERAZIONE	76
III.2. ASPETTI NORMATIVI CONCERNENTI L'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI E ALTRE SOLUZIONI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE	78
IV. L'IPOTESI DEL CONTRATTO DI EPC ORIENTATO ALLE CER	81
V. IL CONTRATTO EPC APPLICATO ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI.....	83
VI. ANALISI DEL CONTRATTO EPC CONNESSO ALLA REALIZZABILITÀ DI INFRASTRUTTURA DESTINATA AD IPOTESI DI SUCCESSIVO AUTOCONSUMO DELLA PA	87
VII. ANALISI DEL CONTRATTO EPC CONNESSO ALLA REALIZZABILITÀ DI INFRASTRUTTURA DESTINATA ALLA COSTITUZIONE DI UNA CER.....	89
VIII. MODELLI DI CONTRATTO PER L'INSTALLAZIONE E LA GESTIONE DI IMPIANTI RINNOVABILI NEI CONTRATTI EPC	91
IX QUALE MODELLO SCEGLIERE? UNA VALUTAZIONE IN CHIAVE SPERIMENTALE	93
PARTE III	95
IL CONTRATTO EPC IN CHIAVE CER: MODELLI SPERIMENTALI E PROSPETTIVE NORMATIVE	95
I. INTRODUZIONE.....	95
II. LE CONCESSIONI TRA VECCHIO E NUOVO CODICE: DIFFERENZE CON I PPP	96
III. LE CONCESSIONI FREDDE, TIEPIDE E CALDE: UNA CLASSIFICAZIONE FUNZIONALE AGLI EPC-CER.	97
IV. MODELLI APPLICATIVI EPC-CER: DUE IPOTESI SPERIMENTALI	98
IV.1 IL MODELLO “PUBLIC LEAD”: EPC A INIZIATIVA PUBBLICA E CER A DOMINANZA PUBBLICA	101
IV.2 IL MODELLO “GOVERNANCE MISTA”: EPC CON CER URBANA PARTECIPATA	102
IV.3 CONDIZIONI CONTRATTUALI, RUOLI ISTITUZIONALI E IMPLICAZIONI CONTABILI NEI MODELLI EPC-CER	102
CONCLUSIONI.....	106

BIBLIOGRAFIA.....	108
SITOGRAFIA.....	108
NORMATIVA.....	111

PREMESSA

La tesi ha ad oggetto un approfondimento tecnico giuridico sui contratti Energy Performance Contracts (EPC), in Italia meglio identificati come contratti di rendimento energetico o di prestazione energetica, attraverso cui una PA affida a una Società di Servizi Energetici (ESCO), con totale assunzione in capo a quest’ultima degli oneri di investimento (lavori, servizi, forniture), la riqualificazione energetica di un edificio o impianto, la cui controprestazione ha ad oggetto il livello di risparmio energetico in capo alla PA.

La normativa di riferimento italiana dimostra difficoltà applicative e poca chiarezza nelle procedure, con la conseguenza di ostacolare le PA a muoversi verso uno strumento che potenzialmente potrebbe essere l’apripista all’efficientamento energetico del patrimonio immobiliare pubblico.

La tesi pone l’obiettivo di analizzare in maniera omogenea la disciplina applicabile e le strade perseguibili nei contratti di EPC, spingendosi ad ipotizzare un ulteriore beneficio dietro al “non investimento diretto” da parte delle Amministrazioni Pubbliche: la possibilità che il contratto di EPC preveda la realizzazione di un sistema di accumulo di energia (fotovoltaico, cogenerativo, eolico, etc....) da poter destinare alla costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER), a beneficio della collettività.

PARTE I

COS'È L'EPC

I. Disciplina europea in materia di EPC

I.1 Obiettivi energetici e strumenti normativi dell'Unione Europea

La Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, fondata sull'art. 194, par. 2 TFUE, rappresenta una delle risposte più organiche dell'Unione Europea alla doppia sfida della crisi climatica e della dipendenza dalle importazioni energetiche. Il provvedimento, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, si inserisce all'interno della cornice strategica delineata dal Green Deal europeo e dall'Agenda ONU 2030, mirando alla promozione della sostenibilità ambientale e alla progressiva neutralità climatica. Con l'obiettivo iniziale di ridurre del 20% i consumi di energia primaria entro il 2020, la direttiva istituisce un quadro giuridico armonizzato per favorire l'efficienza energetica in tutti gli Stati membri, anche attraverso l'adozione di strumenti contrattuali innovativi come gli EPC.

Tra i principi fondamentali emergono la sostenibilità, l'efficienza economica delle misure proposte e il ruolo esemplare del settore pubblico, considerato leva strategica per innescare la transizione energetica.

In questo quadro, la direttiva attribuisce un rilievo strategico ai contratti di rendimento energetico (Energy Performance Contracts – EPC), riconoscendoli come strumenti capaci di catalizzare investimenti privati e migliorare l'efficienza degli edifici, soprattutto nel settore pubblico. L'articolo 18, paragrafo 1, lettera a), impone agli Stati membri l'adozione di misure concrete per promuovere i servizi energetici e gli strumenti finanziari innovativi, tra cui rientrano esplicitamente gli EPC. L'importanza attribuita a tale strumento si riflette anche nell'Allegato XIII, che stabilisce i requisiti minimi che un contratto EPC deve contenere affinché possa essere considerato conforme alla normativa europea. Tali disposizioni, come si vedrà più avanti, assumono un peso determinante nell'ambito degli appalti pubblici, specie ai fini dell'accesso a finanziamenti dedicati e della qualificazione giuridica del contratto. L'Allegato XIII della Direttiva 2012/27/UE individua gli elementi essenziali che devono necessariamente connotare un contratto di rendimento energetico affinché esso sia riconosciuto come tale nell'ambito del diritto europeo. Si tratta di requisiti

funzionali alla trasparenza, alla misurabilità delle prestazioni e alla corretta allocazione dei rischi contrattuali. In particolare, il contratto deve contenere:

- una descrizione chiara e trasparente delle misure di efficienza energetica previste;
- l'indicazione dei risparmi energetici garantiti, misurabili e verificabili;
- la durata del contratto e le condizioni fondamentali;
- l'elenco degli obblighi contrattuali delle parti;
- le modalità di misurazione e verifica dei risparmi;
- le garanzie circa il raggiungimento degli obiettivi di risparmio;
- la ripartizione dei rischi tra le parti;
- le conseguenze previste in caso di inadempimento.

Tali elementi costituiscono il nucleo sostanziale del contratto EPC e, in mancanza anche solo parziale, il contratto rischia di non essere riconducibile alla definizione comunitaria, con potenziali ripercussioni sul piano giuridico e finanziario¹².

L'assenza anche di uno solo degli elementi previsti dall'Allegato XIII può compromettere la corretta qualificazione giuridica del contratto come EPC ai sensi della normativa europea. Ne derivano conseguenze rilevanti, in particolare per le amministrazioni pubbliche: da un lato, l'esposizione a rilievi in sede di verifica, controllo o contenzioso; dall'altro, il rischio di esclusione da programmi di finanziamento comunitari destinati all'efficienza energetica. La Direttiva 2012/27/UE attribuisce infatti un ruolo esemplare alle pubbliche amministrazioni, imponendo loro non solo di migliorare la prestazione energetica degli edifici di proprietà (art. 5), ma anche di promuovere attivamente l'utilizzo degli EPC, rimuovendo ostacoli di natura giuridica, contabile e procedurale (art. 18, par. 1, lett. a)³.

In tale quadro, la pubblica amministrazione, in quanto soggetto esemplare nell'attuazione delle politiche di efficientamento energetico ai sensi della Direttiva 2012/27/UE, è chiamata a utilizzare l'EPC come strumento operativo privilegiato per ridurre i consumi e aumentare l'efficienza del patrimonio immobiliare pubblico⁴. Questa impostazione, ribadita in numerosi documenti europei, pone la PA in una

² Cfr. Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, Allegato XIII – “Elementi minimi da includere nei contratti di rendimento energetico”, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012.

³ Cfr. Direttiva 2012/27/UE, artt. 5 e 18, par. 1, lett. a), G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012.

⁴ Cfr. M. Rizzo, “Le Pubbliche amministrazioni e l'efficienza energetica”, in Volume “Appalti Pubblici Resilienza dei territori” n. 10 a cura di M.A. Cabiddu e M.C. Colombo, Il Sole 24 Ore, 2018, p. 77, ove si richiama il ruolo della PA come soggetto esemplare nella promozione dell'efficienza energetica tramite il public procurement, in attuazione dell'art. 5 della Direttiva 2012/27/UE.

posizione strategica per stimolare la domanda di servizi energetici integrati e promuovere modelli contrattuali innovativi, a partire dalla valorizzazione delle ESCo e del principio della remunerazione basata sui risultati.

Ciò rafforza l'idea per cui il settore pubblico non debba soltanto “seguire” la transizione energetica, ma guidarla attraverso scelte contrattuali innovative e trasparenti.

Tali disposizioni sono rafforzate dalle raccomandazioni contenute nelle linee guida della Commissione e nei progetti europei, che individuano le PA come attori centrali nel processo di diffusione degli EPC, evidenziando la necessità di strutture di supporto tecnico-amministrativo e di modelli contrattuali semplificati e replicabili.

L'articolo 18 della Direttiva 2012/27/UE rappresenta il fulcro normativo per lo sviluppo e la diffusione degli EPC nei settori pubblico e privato. Esso impone agli Stati membri un vero e proprio obbligo di rimozione degli ostacoli normativi, contabili e amministrativi che ostacolano il ricorso a tali strumenti contrattuali, promuovendo così un approccio di sistema all'efficienza energetica⁵.

Una delle caratteristiche essenziali degli EPC, come delineati dalla direttiva, è il meccanismo di pagamento “pay-for-performance”: la remunerazione dell'operatore è infatti commisurata ai risparmi energetici effettivamente ottenuti, con evidenti vantaggi in termini di sostenibilità e neutralità contabile per le amministrazioni pubbliche.

La norma insiste inoltre sull'importanza della standardizzazione dei modelli contrattuali e sull'istituzione di registri pubblici delle ESCo qualificate, strumenti fondamentali per garantire trasparenza nelle procedure di affidamento e fiducia nel mercato, soprattutto in contesti territoriali caratterizzati da bassa capacità amministrativa.

1.2 La qualificazione dell'EPC nei modelli giuridici europei

Le basi per uno sviluppo strutturale del mercato dei servizi energetici sono state introdotte dall'art. 18 e l'Allegato XIII della Direttiva 2012/27/UE, secondo cui il contratto EPC assume un ruolo centrale nella strategia europea di decarbonizzazione. Le ricadute sono particolarmente significative nella progettazione degli appalti

⁵ Cfr. art. 18, Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012.

pubblici per l'efficientamento energetico, ambito in cui l'EPC consente di integrare sostenibilità ambientale, disciplina della spesa e partenariato pubblico-privato.

A supporto dell'attuazione pratica di tali obiettivi, la Commissione Europea ha pubblicato nel 2019, nell'ambito del progetto *Concerted Action EED*, le *Energy Performance Contracting Guidance*, uno strumento operativo rivolto principalmente alle amministrazioni pubbliche degli Stati membri, con l'intento di orientarne l'attività nella predisposizione e gestione dei contratti EPC. Si tratta di documenti rientranti nel novero delle fonti di soft law europea, privi di efficacia vincolante, ma spesso adottati dalla Commissione per favorire l'implementazione omogenea delle direttive negli ordinamenti nazionali.

Le *Guidance*, pur non possedendo natura cogente, assumono rilevanza interpretativa nel processo di recepimento e attuazione del diritto europeo. In quanto fonti di rango secondario e non normativo, offrono criteri tecnici e giuridici di indirizzo, utili per colmare lacune applicative e garantire una maggiore coerenza tra i diversi livelli di governo. Tuttavia, il loro carattere non vincolante impedisce di assicurare un'effettiva armonizzazione tra gli Stati membri, specie nei settori – come quello dell'efficienza energetica – in cui le capacità amministrative e le strutture normative nazionali risultano eterogenee.

Le *Energy Performance Contracting Guidance* si concentrano sulla necessità di adottare modelli contrattuali standardizzati, strumenti di monitoraggio verificabili e programmi di assistenza tecnica per le stazioni appaltanti, individuando come prioritario il superamento degli ostacoli giuridici e procedurali che frequentemente ostacolano il ricorso agli EPC. Tra gli strumenti operativi raccomandati si segnalano:

- modelli contrattuali standard, adattabili ai diversi ordinamenti nazionali;
- helpdesk e sportelli tecnici per supportare le PA nella predisposizione, gestione e verifica dei contratti;
- registri pubblici e sistemi di certificazione per le ESCo, volti ad aumentare la fiducia nel mercato;
- strumenti di finanziamento tramite terzi (FTT), per evitare impatti diretti sui bilanci pubblici;
- schemi di gara predefiniti per velocizzare l'affidamento;
- protocolli di *Measurement and Verification (M&V)* per il controllo dei risultati;

- l'integrazione degli EPC nei Piani Nazionali Energia-Clima (PNIEC), per favorire la coerenza tra le politiche locali e gli obiettivi dell'Unione.

Nel contesto italiano, tali strumenti risultano particolarmente rilevanti per le amministrazioni locali, frequentemente prive delle competenze tecniche e giuridiche necessarie a gestire in autonomia contratti complessi come gli EPC, come verrà approfondito nei paragrafi successivi. Le *Guidance*, pur nella loro natura non prescrittiva, svolgono quindi una funzione sussidiaria, integrando il quadro giuridico europeo ma senza poter assicurare da sole un'applicazione uniforme ed effettiva delle norme sull'efficienza energetica.

Un ulteriore contributo pratico all'implementazione degli EPC nel settore pubblico proviene dal progetto europeo *GuarantEE*, finanziato nell'ambito del programma *Horizon 2020*, che ha elaborato modelli contrattuali e strumenti di gara standardizzati per facilitare la diffusione degli EPC, in particolare presso le amministrazioni locali. Anche in questo caso, si tratta di strumenti riconducibili alla categoria della soft law, privi di efficacia vincolante ma finalizzati a promuovere l'adozione volontaria di pratiche virtuose da parte degli enti pubblici.

Le clausole contrattuali proposte includono obblighi di risultato (risparmi energetici garantiti), impegni di manutenzione tecnica in capo all'operatore, modalità di pagamento correlate alla performance energetica effettiva e una chiara ripartizione dei rischi contrattuali. Particolare attenzione è riservata ai criteri di aggiudicazione, per i quali si raccomanda l'adozione del criterio dell'"offerta economicamente più vantaggiosa" (OEPV), corrispondente al *Most Economically Advantageous Tender* (MEAT) nella disciplina europea, che consente di valorizzare, oltre al prezzo, elementi qualitativi come la durata contrattuale, la qualità delle soluzioni tecniche e l'entità dei risparmi garantiti⁶.

Tuttavia, analogamente ad altre iniziative rientranti nei programmi dell'Unione Europea, anche i risultati del progetto *GuarantEE* si inscrivono in una cornice normativa di carattere non cogente, fondata su raccomandazioni tecniche e orientamenti procedurali la cui attuazione è demandata alla volontà e alla capacità delle singole amministrazioni. Questo approccio, se da un lato consente un'ampia flessibilità, dall'altro non assicura un'effettiva uniformità né un reale impulso

⁶ Cfr. *GuarantEE Project, Model Contracts and Tendering Templates*, Horizon 2020, 2019, disponibile su <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/how-to-participate/reference-documents?programmePeriod=2021-2027&frameworkProgramme=43108390> ; sul criterio MEAT/OEPV, v. art. 108, D.Lgs. 36/2023.

normativo all'adozione degli EPC, soprattutto nei contesti giuridici in cui permangono rigidità procedurali e carenze di competenze specifiche.

In tale prospettiva, sebbene i modelli proposti siano formalmente adattabili al quadro normativo nazionale italiano, la loro applicazione concreta resta subordinata a un'effettiva volontà politica e amministrativa, oltre che alla presenza di strutture tecniche capaci di recepirne i contenuti. Come si vedrà, tali strumenti hanno trovato solo parziale applicazione nelle prime esperienze regionali di EPC, riflettendo una tendenza più ampia del sistema italiano a recepire la soft law europea in modo frammentario e non sistemico, con ricadute dirette sulla coerenza e sull'efficacia delle politiche di efficienza energetica nel settore pubblico.

Il partenariato pubblico-privato (PPP) costituisce una forma di cooperazione contrattuale tra amministrazioni pubbliche e operatori economici privati, finalizzata alla realizzazione o gestione di opere e servizi di interesse generale⁷.

In ambito energetico, tale modello si dimostra particolarmente funzionale quando applicato agli EPC, poiché consente alla ESCo di finanziare, progettare, realizzare e gestire interventi di riqualificazione energetica sugli edifici pubblici, con recupero dell'investimento garantito dai risparmi energetici effettivamente conseguiti e condivisi con l'ente⁸.

Le linee guida europee evidenziano come l'impiego del PPP nel contesto degli EPC consenta una più efficiente allocazione dei rischi – in particolare di performance – e favorisca l'attivazione di capitali privati in coerenza con gli obiettivi pubblici di sostenibilità. Tuttavia, l'adozione di questa modalità richiede un'attenta progettazione tecnico-giuridica del contratto, in modo da evitare ambiguità sulla ripartizione dei rischi e garantire la qualificazione contabile *off balance*, come verrà illustrato in seguito.

Un ulteriore contributo utile alla comprensione del grado di diffusione e delle criticità operative degli EPC nei diversi Stati membri è fornito dallo studio *“Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero-energy buildings in the EU”*, pubblicato dalla Commissione nel 2019⁹. Il

⁷ Sul punto si veda anche M.A. Cabiddu e altri, “Nuovo Codice dei Contratti Pubblici – Commentario ragionato D. Lgs. N. 36/2023”, Gruppo 24 ore, 2023 - Il Sole 24 ORE S.p.A. in merito agli artt. 174 e ss. del D. Lgs. N. 36/2023.

⁸ Sul PPP, v. art. 174 e ss. D.Lgs. 36/2023.

⁹ Commissione Europea – Directorate-General for Energy, *Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero-energy buildings in the EU – Final Report*, 2019 disponibile su: https://op.europa.eu/en/search-results?p_id=eu_europa_publications_portlet_search_executor_SearchExecutorPortlet_INSTANCE_q8EzsBte

documento analizza in modo comparato le pratiche nazionali in materia di EPC, evidenziando le principali barriere applicative e le misure correttive adottate.

Anche in questo caso si registrano contributi applicativi rientranti nel novero della *soft law*, ma che in questo contesto possono aiutare alla comprensione del fenomeno applicativo dell'EPC.

In paesi come Germania, Francia e Paesi Bassi, la diffusione degli EPC è significativamente più avanzata, grazie alla presenza di quadri normativi stabili, supporti tecnico-amministrativi centralizzati e strumenti finanziari consolidati. Al contrario, in molti Stati dell'Europa orientale, come Bulgaria o Romania, l'adozione degli EPC risulta ancora limitata, a causa della scarsa disponibilità di ESCo qualificate, della debole capacità amministrativa e della frammentazione regolatoria.

La rilevanza di tale studio per il contesto italiano risiede nella possibilità di identificare fattori strutturali che facilitano (o ostacolano) l'attuazione efficace dei contratti EPC, e che possono guidare interventi di policy nazionali in linea con le migliori prassi europee.

Lo studio individua una serie di ostacoli ricorrenti che hanno frenato l'adozione degli EPC in diversi Stati membri. Tra le barriere più frequenti si segnalano:

- l'assenza di una definizione normativa chiara e condivisa del contratto EPC;
- le difficoltà delle pubbliche amministrazioni nel valutare e verificare i risparmi energetici promessi;
- i vincoli di bilancio e le rigidità contabili, che scoraggiano il ricorso al finanziamento tramite terzi (FTT);
- la mancanza di standard contrattuali e di procedure di gara omogenee;
- la limitata consapevolezza del potenziale applicativo degli EPC da parte dei decisori pubblici.

In risposta, molti Stati membri hanno adottato misure correttive orientate a colmare tali lacune strutturali, tra cui:

- la redazione di linee guida nazionali per la predisposizione dei bandi e dei capitolati tecnici;
- l'attivazione di fondi di garanzia e incentivi specifici per le ESCo;

[Hybf&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&queryText=Comprehensive+Study+of+Building+Energy+Renovation+Activities+and+the+Uptake+of+Nearly+Zero-Energy+Buildings+in+the+EU&facet.collection=EULex%2CEUPub%2CEUDir%2CEUWebPage%2CEUSummariesOfLegislation%2CPublicProcurement&startRow=1&resultsPerPage=10&SEARCH_TYPE=SIMPLE](#)

- programmi di formazione per il personale della PA, incentrati su profili giuridici, tecnici e finanziari dei contratti EPC;
- la creazione di sportelli di assistenza tecnica, a livello nazionale o regionale;
- la revisione delle regole contabili interne, al fine di favorire la classificazione off-balance delle spese legate agli EPC¹⁰.

Tali misure, se correttamente adattate al contesto italiano, possono contribuire a rendere più accessibile e affidabile il ricorso agli EPC anche da parte di amministrazioni locali di piccole dimensioni.

Queste azioni sono considerate cruciali per armonizzare il mercato interno dei servizi energetici e dare attuazione concreta agli obiettivi del Green Deal europeo in materia di decarbonizzazione e sostenibilità.

Alcuni Stati membri si sono distinti per l'efficacia e la stabilità dei modelli adottati in materia di EPC. In Germania, la Deutsche Energie-Agentur (DENA) ha svolto un ruolo determinante nello sviluppo del mercato nazionale, fornendo strumenti operativi, formazione e supporto tecnico alle amministrazioni pubbliche. In Francia, l'ADEME (Agence de la Transition Écologique¹¹) ha promosso numerosi programmi di retrofit energetico basati su EPC, favorendo partenariati tra enti locali e imprese fornitrici. Nei Paesi Bassi, invece, l'integrazione degli EPC all'interno dei *Green Deals* nazionali ha permesso di attivare piattaforme pubbliche capaci di mettere in contatto in modo trasparente domanda pubblica e offerta privata di servizi energetici¹².

Tali esperienze evidenziano come la presenza di un quadro normativo stabile, un organismo tecnico dedicato e una strategia politica coerente rappresentino condizioni fondamentali per il successo degli EPC, e costituiscono validi modelli di riferimento per l'Italia.

In contrasto con le esperienze di paesi più avanzati, in Stati membri come Bulgaria, Romania e Croazia lo studio ha rilevato una diffusione ancora marginale dei contratti EPC, imputabile principalmente alla limitata capacità amministrativa delle

¹⁰ Cfr. Commissione Europea – Directorate-General for Energy, *Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero-energy buildings in the EU – Final Report*, 2019 cit., pp. 39–45.

¹¹ ADEME – Agence de la transition écologique. Per maggiori informazioni sulle attività, le pubblicazioni e i programmi promossi dall'agenzia in materia di efficienza energetica e contratti EPC, si veda il sito istituzionale: <https://www.ademe.fr>. Questo sito fornisce informazioni dettagliate sulle attività, le pubblicazioni e i programmi dell'agenzia, offrendo una risorsa preziosa per approfondire il ruolo dell'ADEME nella promozione della transizione ecologica in Francia.

¹² Cfr. Commissione Europea – Directorate-General for Energy, *Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero-energy buildings in the EU – Final Report*, 2019 cit., pp. 47–52.

PA, alla frammentazione del quadro giuridico nazionale e alla difficoltà di accesso al credito da parte degli operatori economici. Per far fronte a tali criticità, l'Unione Europea ha sostenuto l'attivazione di progetti pilota attraverso i programmi Horizon 2020 e LIFE, volti a rafforzare le competenze tecniche delle amministrazioni locali e a introdurre strumenti finanziari dedicati, quali fondi rotativi e garanzie pubbliche a favore delle ESCo.

Tali esperienze confermano che l'efficacia operativa degli EPC dipende da un insieme di fattori abilitanti: un ambiente istituzionale stabile, la disponibilità di modelli contrattuali riconosciuti a livello nazionale e una visione strategica di lungo periodo che coinvolga tutti gli attori del sistema energetico.

I.3 Le linee guida europee per l'attuazione pratica degli EPC

Come già indicato, la Direttiva 2012/27/UE fornisce un quadro normativo strutturato che promuove l'utilizzo degli EPC come strumenti centrali della politica europea in materia di efficienza energetica, con particolare riguardo al settore pubblico.

In particolare, l'articolo 6 della Direttiva predetta introduce un principio cardine in materia di appalti pubblici, imponendo agli Stati membri l'obbligo di garantire che le amministrazioni pubbliche acquistino esclusivamente prodotti, servizi e edifici ad alta efficienza energetica, nel rispetto delle disposizioni vigenti in materia di contratti pubblici. Tale disposizione si inserisce nell'ambito del più ampio orientamento dell'Unione Europea verso una "transizione verde" degli appalti pubblici (*green public procurement*), con l'obiettivo di utilizzare il potere d'acquisto delle PA come leva per incentivare la domanda di soluzioni sostenibili e tecnologicamente avanzate¹³.

In prospettiva nazionale, questo principio ha contribuito a orientare la normativa italiana verso una maggiore integrazione tra criteri ambientali e disciplina degli appalti, come si vedrà nel paragrafo successivo.

In materia di EPC, il paragrafo 3 dell'articolo 6 della Direttiva 2012/27/UE invita espressamente le amministrazioni centrali a valutare il ricorso ai contratti di rendimento energetico o ad altri strumenti finanziari innovativi per promuovere la riqualificazione energetica degli edifici e dei servizi pubblici. Si tratta di una

¹³ Cfr. art. 6, Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012; sul concetto di green public procurement, v. anche Comunicazione della Commissione COM(2008) 400 definitivo.

raccomandazione strategica che, seppur non vincolante poiché formulato in forma di raccomandazione, delinea chiaramente l'orientamento europeo verso un utilizzo sistematico degli EPC come alternativa agli investimenti pubblici diretti.

Il principio sotteso è quello della esemplarità pubblica: le amministrazioni centrali sono chiamate a dare impulso all'efficienza energetica attraverso l'adozione volontaria di strumenti contrattuali avanzati, favorendo così la diffusione di modelli sostenibili nel mercato. La disposizione valorizza in particolare il partenariato pubblico-privato, promuovendo una ripartizione più efficiente dei rischi operativi tra PA e operatori economici, in linea con i criteri della finanza energetica sostenibile¹⁴.

Questa impostazione anticipa un'evoluzione normativa più ampia, che ha progressivamente integrato obiettivi ambientali e strumenti di efficienza energetica nel diritto degli appalti pubblici, come si vedrà nel contesto italiano.

Scendendo ad un livello operativo, la disposizione centrale a livello europeo per la promozione dei contratti di rendimento energetico è l'articolo 18 della Direttiva 2012/27/UE. Tale norma impone agli Stati membri un obbligo positivo di rimozione degli ostacoli normativi, contabili e procedurali che limitano il ricorso agli EPC, promuovendone contestualmente l'adozione attraverso misure concrete quali:

- la predisposizione di modelli contrattuali standard, facilmente accessibili alle amministrazioni pubbliche;
- la creazione di elenchi ufficiali di fornitori qualificati (ESCo);
- programmi di sensibilizzazione e formazione rivolti alle PA sulla gestione delle procedure EPC;
- l'adozione di sistemi di verifica e misurazione dei risultati (Measurement & Verification – M&V).

L'articolo 18 risponde così a esigenze di certezza giuridica e semplificazione amministrativa, ritenute condizioni essenziali per il corretto utilizzo degli EPC in ambito pubblico, dove l'incertezza in merito agli obblighi contrattuali, ai parametri di performance o alla ripartizione del rischio può scoraggiare l'iniziativa delle stazioni appaltanti.

In questo senso, il legislatore europeo ha inteso rafforzare l'affidabilità dello strumento EPC, incentivandone la diffusione attraverso trasparenza, standardizzazione

¹⁴ Cfr. art. 6, par. 3, Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012; sul principio di esemplarità pubblica, v. anche Corte dei conti europea, *Relazione speciale n. 11/202 – L'efficienza energetica negli edifici pubblici dell'UE*, disponibile su: https://www.eca.europa.eu/IT/publications/SR20_11 consultabile sino al 03/05/2025

e supporto tecnico. Ne è un esempio virtuoso l'esperienza francese, dove l'art. 18 è stato attuato mediante la creazione di modelli contrattuali centralizzati, diffusi tramite la piattaforma nazionale *France ESCo Registry*, che ha facilitato l'adozione coordinata degli EPC da parte degli enti pubblici a livello regionale¹⁵.

Proseguendo nella analisi, l'articolo 18 della Direttiva del 2012 estende l'ambito di intervento degli EPC oltre la fase di stipula, includendo anche la gestione e il monitoraggio dell'intero ciclo contrattuale. L'obiettivo è quello di promuovere rapporti contrattuali di medio-lungo termine, basati su obiettivi prestazionali chiari, misurabili e condivisi tra le parti.

In particolare, il paragrafo 1, lettera a), impone agli Stati membri di garantire la disponibilità di modelli contrattuali tipo, strumenti di finanziamento e informazioni trasparenti per facilitare sia l'attuazione che il monitoraggio degli EPC. La lettera b) dello stesso paragrafo prevede inoltre l'introduzione di sistemi per la misurazione e la verifica dei risultati energetici conseguiti (*Measurement & Verification – M&V*), al fine di assicurare la sostenibilità del contratto lungo tutto il suo svolgimento¹⁶.

Questo approccio, orientato al controllo dinamico della performance, risponde all'esigenza di garantire la legittimità della spesa pubblica nel quadro della finanza sostenibile. Un esempio significativo è fornito dalla Francia, dove il programma *Contrats de performance énergétique*¹⁷ ha promosso l'utilizzo di modelli contrattuali standardizzati su base nazionale e l'adozione di una piattaforma pubblica per l'accreditamento delle ESCo. Tra i progetti di maggiore impatto si segnala l'intervento sull'ospedale di Le Mans¹⁸, finanziato mediante EPC, che ha consentito di ridurre i consumi energetici annui di oltre il 30% rispetto ai livelli preesistenti¹⁹.

1.4 Gli strumenti di soft law e il supporto tecnico-operativo

La Direttiva 2012/27/UE ha introdotto un sistema normativo articolato per promuovere l'efficienza energetica nell'Unione Europea, attribuendo un ruolo strategico agli edifici pubblici. In tale ambito, l'Allegato XIII stabilisce gli elementi

¹⁵ Cfr. art. 18, Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012; per il caso francese, v. *France ESCo Registry*, ADEME – Agence de la Transition Écologique, disponibile su: <https://librairie.ademe.fr/>

¹⁶ Cfr. art. 18, par. 1, lett. a) e b), Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012.

¹⁷ Ministère de la Transition Écologique, “Contrats de performance énergétique”, con riferimento al progetto dell'ospedale di Le Mans. Disponibile su: <https://www.ecologie.gouv.fr/contrats-performance-energetique>

¹⁸ Ministère de la Transition Écologique, disponibile su: <https://www.ecologie.gouv.fr/contrats-performance-energetique>

¹⁹ ADEME – *Contrats de performance énergétique dans le secteur public*, 2022, disponibile su: <https://librairie.ademe.fr/>

minimi essenziali che devono caratterizzare i contratti di prestazione energetica (Energy Performance Contratto – EPC) stipulati tra le amministrazioni pubbliche e le imprese fornitrici di servizi energetici.

Tali elementi sono finalizzati a garantire certezza giuridica, trasparenza contrattuale e un’equa allocazione dei rischi derivanti dalla mancata realizzazione dei risparmi attesi.

Secondo l’Allegato XIII, il contratto EPC deve includere:

- una descrizione dettagliata degli interventi di efficientamento previsti e dei risparmi energetici stimati;
- la durata del contratto e le modalità di eventuale aggiornamento o proroga;
- la ripartizione puntuale dei rischi tra le parti, con particolare attenzione agli effetti del mancato conseguimento dei risultati;
- l’indicazione delle garanzie contrattuali offerte dal fornitore di servizi (ESCo);
- la metodologia condivisa per la misurazione, il monitoraggio e la verifica dei risparmi energetici, fondata su standard riconosciuti, quali la norma UNI CEI 11352 o il protocollo internazionale IPMVP²⁰.

Tra gli elementi strutturali dei contratti di rendimento energetico, riveste particolare rilievo il meccanismo di adeguamento contrattuale, volto a garantire l’equilibrio economico tra le parti nel caso in cui i risparmi energetici effettivamente ottenuti si discostino in modo significativo da quelli inizialmente stimati.

Tale clausola, richiamata espressamente all’articolo 18, paragrafo 1, lettere b) e c) della Direttiva 2012/27/UE, consente di modulare gli effetti economici del contratto in funzione delle prestazioni energetiche reali²¹. Le sue applicazioni pratiche possono includere:

- l’adeguamento automatico dei corrispettivi sulla base dei risparmi conseguiti, con eventuale conguaglio a fine periodo contrattuale;
- la previsione di meccanismi premianti o penalizzanti in caso di superamento o mancato raggiungimento degli obiettivi;

²⁰ Cfr. Allegato XIII, Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012; per gli standard tecnici cfr. UNI CEI 11352:2014 – “Gestione dell’energia – ESCo – Requisiti generali per i servizi di efficienza energetica” e EVO – Efficiency Valuation Organization, *International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP)*, vol. I, 2016.

²¹ Cfr. art. 18, par. 1, lett. b) e c), Direttiva 2012/27/UE, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012.

- l'escussione di garanzie contrattuali fornite dall'operatore economico (ESCo), ove previsto.

L'inserimento di tali meccanismi nel contratto EPC costituisce una condizione essenziale per garantire la corretta allocazione del rischio di performance, nonché la trasparenza e sostenibilità del rapporto contrattuale, in particolare quando si tratta di affidamenti pubblici.

L'introduzione di un meccanismo di adeguamento rappresenta un elemento chiave per qualificare l'EPC come contratto basato sulla performance, in cui la remunerazione dell'operatore privato è subordinata al conseguimento di risultati energetici verificabili. Ciò contribuisce a rafforzare la fiducia delle amministrazioni pubbliche nella solidità economica e funzionale di tali strumenti, promuovendo una gestione contrattuale dinamica e orientata all'efficienza.

Inoltre, il meccanismo di adeguamento consente di mitigare l'asimmetria informativa tra le parti, attraverso una regolazione trasparente dei rapporti economici in funzione dei risultati ottenuti.

1.5 Le linee guida Eurostat e la contabilità pubblica

Dal punto di vista contabile, l'inclusione di tale clausola risulta decisiva per consentire la classificazione dell'investimento come off-balance, secondo quanto previsto dalle linee guida Eurostat del 2018²². Come si dirà pocanzi, in base a tali orientamenti, il trasferimento del rischio di performance all'ESCO rappresenta una condizione necessaria per evitare che l'investimento gravi sul bilancio dell'amministrazione aggiudicatrice.

In questo schema, l'operatore economico privato assume il ruolo di vero e proprio proprietario economico dell'investimento, conservando la responsabilità per il raggiungimento dei risparmi garantiti e assumendosi i rischi connessi all'eventuale scostamento rispetto agli obiettivi contrattuali.

A sostegno dell'attuazione della Direttiva 2012/27/UE, la Commissione Europea ed Eurostat hanno pubblicato numerosi documenti tecnici volti a chiarire il quadro normativo applicabile agli EPC nel settore pubblico, tra cui le *Energy Performance Contracting Guidance*, l'*Energy Services Market Overview* e, in particolare, la *A guide*

²² Eurostat, *A guide to the statistical treatment of Energy Performance Contracts*, maggio 2018, disponibile su: https://www.eib.org/files/pj/guide_to_statistical_treatment_of_epcs_en.pdf

to the statistical treatment of Energy Performance Contracts relativa alla contabilizzazione pubblica secondo i criteri della SEC 2010.

In tale documento, Eurostat distingue tra classificazione “on balance” e “off balance” degli EPC, con implicazioni dirette sul bilancio e sull’indebitamento pubblico. Un contratto è considerato *on balance* quando i principali rischi – di costruzione, disponibilità o domanda – rimangono, in misura significativa, a carico dell’amministrazione aggiudicatrice. In questo caso, l’investimento è registrato nel bilancio dell’ente e rileva ai fini del deficit e del debito.

Diversamente, si configura una classificazione *off balance* qualora i rischi siano trasferiti in modo sostanziale al soggetto privato (ESCo), e i corrispettivi contrattuali siano commisurati ai risparmi energetici effettivamente conseguiti.

La nota tecnica chiarisce che la valutazione della corretta allocazione del rischio deve avvenire caso per caso, sulla base della sostanza economica del contratto e non della sola forma giuridica. Non è prevista una soglia percentuale rigida per determinare il trasferimento del rischio, poiché ciò contrasterebbe con l’approccio sostanzialistico che caratterizza la contabilità pubblica armonizzata in ambito europeo. La fissazione di parametri quantitativi uniformi, infatti, potrebbe incentivare prassi elusive da parte delle amministrazioni, portandole a strutturare formalmente i contratti EPC al solo fine di ottenere una classificazione *off balance*, senza un reale trasferimento del rischio operativo²³.

Ai sensi della nota tecnica Eurostat del 2018, affinché un contratto EPC possa essere classificato *off balance*, è necessario che il rischio di performance sia effettivamente trasferito alla ESCo e che la remunerazione sia strettamente legata ai risultati energetici conseguiti. Non è sufficiente, infatti, una clausola formale che richiami il principio del “*pay-for-performance*”: la valutazione deve basarsi sulla sostanza economica del contratto, secondo un approccio sostanzialistico tipico della contabilità armonizzata SEC 2010.

Un esempio di clausola potenzialmente distorsiva riguarda il riconoscimento di un pagamento minimo garantito alla ESCo, indipendentemente dai risultati ottenuti. In questo caso, pur in presenza di una componente variabile, l’investimento rischia di

²³ Eurostat, *A guide to the statistical treatment of Energy Performance Contracts*, maggio 2018, cit.

ricadere *de facto* sul bilancio pubblico, compromettendo il trasferimento effettivo del rischio e determinando la classificazione del contratto come *on balance*²⁴.

La difficoltà di individuare clausole standardizzate applicabili a ogni contesto rappresenta una delle principali barriere operative alla diffusione degli EPC, soprattutto nelle amministrazioni prive di competenze tecniche e legali avanzate. In tali situazioni, il rischio è che vengano redatti contratti solo formalmente riconducibili al modello EPC, ma in cui la reale allocazione dei rischi non soddisfi i requisiti richiesti dalla normativa europea.

La tabella seguente riassume i principali criteri di distinzione tra EPC *on balance* ed EPC *off balance* secondo Eurostat:

Criterio	EPC On Balance	EPC Off Balance
Titolare dell'investimento	PA	ESCo
Rischio di costruzione	A carico della PA	A carico della ESCo
Rischio di disponibilità	A carico della PA	A carico della ESCo
Rischio di performance	Non trasferito integralmente	Trasferito alla ESCo
Pagamento	Canoni fissi o variabili non legati alla performance	Pagamento basato sui risparmi reali
Effetti contabili	Incide su debito e deficit	Non incide su debito e deficit
Classificazione	On balance sheet	Off balance sheet

Sul piano giuridico, la *Energy Performance Contracting Guidance* della Commissione Europea, già menzionata in precedenza, fornisce strumenti operativi a supporto delle PA²⁵. Essa raccomanda:

- una chiara definizione dei ruoli contrattuali tra beneficiario, fornitore del servizio ed eventuali finanziatori;

²⁴ Sul punto si veda anche M. Rizzo, “Le Pubbliche amministrazioni e l’efficienza energetica”, in Volume “Appalti Pubblici Resilienza dei territori” n. 10 a cura di M.A. Cabiddu e M.C. Colombo, Il Sole 24 Ore, 2018, p. 101, ove si richiama il ruolo della PA come soggetto esemplare nella promozione dell’efficienza energetica tramite il public procurement, in attuazione dell’art. 5 della Direttiva 2012/27/UE.

²⁵ Commissione Europea – CA EED, *Energy Performance Contracting Guidance*, 2019, disponibile su: <https://energy-efficiency-watch.org/library>

- l'utilizzo di protocolli riconosciuti di misurazione e verifica, come l'IPMVP (*International Performance Measurement and Verification Protocol*), per valutare oggettivamente i risparmi ottenuti;
- la strutturazione dei pagamenti secondo il principio del “pay-for-performance”, ossia in proporzione ai risultati energetici effettivamente conseguiti.

Questo principio consente una distribuzione più equilibrata del rischio tra pubblico e privato e costituisce una condizione necessaria per la qualificazione dell'EPC in conformità agli standard europei.

La *Energy Performance Contracting Guidance* raccomanda altresì l'adozione di modelli contrattuali standardizzati, sviluppati a livello nazionale e adattabili ai diversi contesti amministrativi. Tali strumenti sono finalizzati a semplificare il ricorso agli EPC, soprattutto da parte delle amministrazioni con minore capacità tecnica.

In quest'ottica, particolare rilievo è attribuito alla formazione del personale pubblico e all'attivazione di servizi di assistenza tecnica dedicati, elementi ritenuti essenziali per supportare i funzionari nella gestione di procedure complesse, che coinvolgono profili giuridici, economici e ingegneristici²⁶.

Le raccomandazioni europee trovano riscontro nel quadro normativo nazionale (seppur in regime di soft law, come già argomentato) con il D.lgs. 102/2014, adottato in attuazione della Direttiva 2012/27/UE, che prevede all'art. 9 l'obbligo, ove possibile, per le amministrazioni centrali di ricorrere a contratti EPC, e all'art. 14 l'attivazione di programmi di supporto, anche formativo, per le amministrazioni locali²⁷.

La guida sottolinea, inoltre, la necessità di integrare gli EPC nei piani energetici locali e regionali, in particolare nei PAESC (*Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima*), promossi nell'ambito del Patto dei Sindaci. Un esempio rilevante è fornito dal Comune di Trapani²⁸, che ha incluso l'utilizzo dei contratti EPC tra le misure del proprio PAESC, approvato con deliberazione del Consiglio Comunale n. 11 del 2 marzo 2021. Il piano prevede l'attivazione di contratti di rendimento energetico per la riqualificazione degli edifici pubblici.

²⁶ Commissione Europea – CA EED, *Energy Performance Contracting Guidance*, 2019, cit.

²⁷ Articoli 9 e 14, D.lgs. 4 luglio 2014, n. 102, in G.U. n. 165 del 18 luglio 2014.

²⁸ Comune di Trapani, *Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC)*, approvato con Delibera Consiglio Comunale n. 11 del 2 marzo 2021. Disponibile su: <https://www.comune.trapani.it>

Questo caso testimonia l'attuazione concreta delle raccomandazioni europee a livello locale, in coerenza con quanto previsto non solo dal D.lgs. 102/2014, ma anche dal D.lgs. 199/2021, che valorizza il ruolo degli enti locali nella transizione energetica.

1.6 Le esperienze europee in EPC

Tra le pratiche più riuscite segnalate nel documento si annoverano diverse pratiche di successo che testimoniano la possibilità di tradurre le raccomandazioni comunitarie in strumenti operativi concreti, integrando aspetti contrattuali, finanziari e organizzativi su scala multilivello. Tali esperienze dimostrano come gli Stati membri possano attuare strategie coerenti con il quadro normativo europeo, valorizzando gli EPC nei settori pubblici essenziali. Tra i casi più rilevanti si segnalano:

- Paesi Bassi: l'adozione centralizzata di modelli EPC da parte dell'Agenzia statale per il patrimonio immobiliare (*Rijksgebouwendienst*²⁹) per l'efficientamento energetico di scuole e ospedali pubblici, in collaborazione con ESCo accreditate e con il supporto della *Netherlands Enterprise Agency (RVO)*;
- Spagna: la creazione di piattaforme regionali di assistenza tecnica, tra cui il progetto *EESI2020*³⁰ promosso dall'*Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*, che ha fornito linee guida operative e supporto agli enti locali per la redazione di contratti EPC;
- Lituania: l'impiego sistematico degli EPC per il rinnovo dell'illuminazione pubblica in vari comuni (tra cui Vilnius e Kaunas), nell'ambito del programma *ELENA* della Banca Europea per gli Investimenti, con il coordinamento dell'Agenzia per l'Energia Sostenibile del Ministero dell'Energia³¹.

Questi esempi confermano come la diffusione efficace degli EPC dipenda dalla presenza di strumenti di accompagnamento tecnico-istituzionale, dalla disponibilità di modelli contrattuali replicabili e da un chiaro sostegno politico-amministrativo a livello nazionale o regionale.

²⁹ Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties – Rijksgebouwendienst, “Energieprestatiecontracten bij rijksgebouwen”. Informazioni disponibili su: <https://www.rvo.nl>

³⁰ IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, “EESI2020 – Energy Efficiency Services Initiative”, progetto europeo LIFE. Documentazione disponibile su: <https://www.idae.es>

³¹ European Investment Bank (EIB), “ELENA – European Local Energy Assistance”, progetti attivati in Lituania. Fonte: <https://www.eib.org/en/products/advising/elena>

La *Energy Performance Contracting Guidance* individua tre ambiti di intervento che risultano, secondo l'analisi comparata degli Stati membri, tra le raccomandazioni più efficacemente attuate e a maggiore impatto sistemico:

- la diffusione di modelli contrattuali semplificati, che hanno contribuito a superare l'eterogeneità normativa e a ridurre le difficoltà interpretative, in particolare per le amministrazioni locali di piccole e medie dimensioni;
- l'adozione di protocolli di misurazione e verifica certificati, come l'*International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP)*, che forniscono un sistema oggettivo per collegare la remunerazione ai risultati effettivamente ottenuti, riducendo il rischio di contenziosi;
- l'istituzione di centri di supporto tecnico e formativo pubblici, rivelatisi determinanti – ad esempio in Spagna e in Lituania – per rafforzare la capacità amministrativa delle PA e migliorare la qualità delle procedure di affidamento.

Questi tre strumenti, agendo rispettivamente sul piano normativo, tecnico e operativo, coprono l'intero ciclo di vita del contratto EPC, dalla progettazione alla verifica finale, e rappresentano elementi centrali per la diffusione stabile e qualificata dello strumento EPC nelle politiche pubbliche di efficienza energetica³².

In ragione del loro impatto su tutte le fasi del ciclo di vita del contratto EPC – dalla progettazione all'esecuzione e alla verifica dei risultati – i tre ambiti d'intervento già richiamati (normativo, tecnico-operativo e formativo) rappresentano, ad oggi, le raccomandazioni europee più efficacemente attuate e con il maggiore effetto sistemico. Il modo in cui tali elementi sono stati recepiti e adattati al contesto italiano sarà oggetto di analisi nel paragrafo successivo.

Un contributo ulteriore alla comprensione dei fattori che ostacolano la diffusione degli EPC è fornito dal documento *Energy Service Market in the EU – Status Review and Recommendations 2019*, elaborato dal Joint Research Centre (JRC) della Commissione Europea³³. Il rapporto fornisce una panoramica comparata dei mercati dei servizi energetici nei diversi Stati membri e analizza, in particolare, le modalità con cui ciascun ordinamento interpreta e applica l'articolo 18 della Direttiva 2012/27/UE.

³² Commissione Europea – CA EED, *Energy Performance Contracting Guidance*, 2019, cit.

³³ JRC – Joint Research Centre, *Energy Service Market in the EU – Status Review and Recommendations 2019*, Commissione Europea, disponibile su: <https://publications.jrc.ec.europa.eu>.

Tra le principali criticità emerse, viene evidenziata la mancanza di un quadro giuridico armonizzato e l'incertezza interpretativa riguardo alla natura giuridica degli EPC. In molti ordinamenti, inoltre, i vincoli di bilancio pubblico e l'assenza di orientamenti nazionali sulla contabilizzazione fuori bilancio rappresentano fattori disincentivanti, che portano le amministrazioni a considerare l'EPC come uno strumento eccessivamente complesso o rischioso.

In tal senso, il rapporto invita gli Stati membri a sviluppare linee guida nazionali che consentano di qualificare l'EPC come contratto autonomo, distinto dagli appalti tradizionali o dalle concessioni, al fine di garantire certezza normativa e flessibilità applicativa. In tale prospettiva, assumono particolare rilevanza le *A Guide to the Statistical Treatment of Energy Performance Contracts* pubblicate da Eurostat nel 2018³⁴, che stabiliscono i criteri per la classificazione degli EPC nel bilancio pubblico.

Secondo Eurostat, per poter essere considerato *off balance*, un EPC deve prevedere un trasferimento significativo del rischio di performance alla ESCo, e i risparmi energetici devono essere garantiti contrattualmente e verificabili. L'adempimento di tali condizioni consente agli enti pubblici di realizzare interventi di riqualificazione energetica senza che l'investimento impatti sul deficit o sul debito pubblico, rendendo l'EPC uno strumento più accessibile anche in contesti di finanza pubblica vincolata.

Un ulteriore elemento critico evidenziato dalla Commissione Europea riguarda la qualità insufficiente dei bandi di gara predisposti dalle amministrazioni pubbliche. In molti casi, i documenti di gara risultano privi delle clausole essenziali previste dall'Allegato XIII della Direttiva 2012/27/UE, compromettendo la corretta qualificazione dei contratti EPC e la tutela dell'interesse pubblico.

A tal fine, la Commissione raccomanda l'adozione di specifiche tecniche dettagliate e l'impiego di griglie di valutazione basate su criteri di risparmio energetico garantito, per assicurare la trasparenza e l'effettività dell'aggiudicazione³⁵.

Il medesimo documento riporta anche esempi virtuosi di attuazione nazionale. In Ungheria, un quadro giuridico favorevole all'utilizzo degli EPC nel settore scolastico è stato sviluppato tramite linee guida ministeriali e strumenti di finanziamento pubblico, attivati nell'ambito del programma nazionale di riqualificazione degli edifici

³⁴ Eurostat, *Guidelines on the Statistical Treatment of Energy Performance Contracts*, febbraio 2018, disponibile su: https://www.eib.org/files/pj/guide_to_statistical_treatment_of_epcs_en.pdf

³⁵ JRC – Joint Research Centre, *Energy Service Market in the EU – Status Review and Recommendations 2019*, Commissione Europea, disponibile su: <https://publications.jrc.ec.europa.eu>

2014–2020, con il coordinamento dell'Agenzia nazionale per l'efficienza energetica³⁶. Gli interventi hanno interessato numerosi edifici scolastici pubblici, con riduzioni dei consumi energetici comprese tra il 25% e il 40%.

In Estonia, gli EPC sono stati integrati nei piani strategici nazionali di riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico, in particolare attraverso l'Estonian National Energy Efficiency Action Plan e il ricorso al programma europeo ELENA per la fase di progettazione³⁷. Il legislatore estone ha riconosciuto l'EPC come modello contrattuale autonomo, dotato di una disciplina specifica in materia di obblighi prestazionali e verifica dei risultati.

Entrambi i casi dimostrano che una normativa chiara, supportata da strumenti tecnici e finanziari dedicati – come agenzie pubbliche, linee guida e fondi di assistenza – costituisce un presupposto essenziale per l'attuazione stabile ed efficace degli EPC nei settori pubblici.

In conclusione, il rapporto *Energy Services Market in the EU – Status Review and Recommendations 2019*, elaborato dal Joint Research Centre (JRC) della Commissione Europea, si configura come uno strumento diagnostico e propositivo, utile a rafforzare le basi giuridiche per una politica energetica integrata e a promuovere una cultura dell'efficienza energetica fondata su modelli contrattuali affidabili e normativamente regolamentati. Tra le criticità segnalate spicca la mancanza di una cornice giuridica chiara e uniforme, che genera incertezza nell'applicazione concreta degli strumenti di efficienza energetica.

In molti ordinamenti, infatti, i vincoli di bilancio pubblico e l'assenza di orientamenti specifici sulla classificazione contabile degli EPC continuano a rappresentare un ostacolo rilevante. Come si legge nel rapporto, *"in alcuni Stati membri, le restrizioni relative alla contabilità pubblica e la mancanza di orientamenti*

³⁶ Cfr. Ministry of National Development, *National Building Energy Performance Strategy*, 2014, disponibile su: https://energy.ec.europa.eu/document/download/9eee3d91-28a7-4cac-8a86-d3b0e2946020_en?filename=2014_article4_hungary_en+translation.pdf; si veda anche European Commission, *National Energy Efficiency Action Plan IV – Hungary*, 2017, disponibile su: https://energy.ec.europa.eu/document/download/2cd68cfc-3621-402f-b9b8-d3d5aa87c959_en?filename=hu_building_renov_2017_section_3.3.1_of_the_neeap_en.pdf

³⁷ Cfr. Government of Estonia, *National Development Plan of the Energy Sector until 2030 (NDPES 2030)*, approvato dal Ministero dell'Economia e delle Infrastrutture, disponibile su: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/est199996.pdf>; v. anche European Investment Bank, *ELENA Project Factsheet – Ida-Viru Renovates (Estonia)*, disponibile su: <https://www.eib.org/attachments/documents/161-project-factsheet-ida-viru-renovates.pdf>

specifici su come classificare gli EPC nel bilancio pubblico rappresentano un freno significativo alla loro diffusione"³⁸.

Per superare tali criticità, il JRC invita gli Stati a definire orientamenti nazionali chiari, che riconoscano l'EPC come contratto autonomo, distinto da appalti o concessioni, così da garantirne la flessibilità applicativa e la certezza giuridica.

In tale prospettiva, risultano centrali le già menzionate *Linee Guida* pubblicate da Eurostat nel 2018³⁹, che individuano i criteri per la classificazione degli EPC nel bilancio pubblico. Secondo tali linee guida, un contratto può essere considerato *off-balance* solo se il rischio di performance è effettivamente trasferito alla ESCo, se i risparmi energetici sono garantiti e verificabili, e se l'ente pubblico non esercita un controllo sostanziale sull'attività del fornitore.

L'importanza di queste linee guida risiede nella loro capacità di armonizzare il quadro contabile a livello europeo, riducendo l'incertezza normativa e agevolando la diffusione degli EPC presso le amministrazioni pubbliche, anche in contesti vincolati da criteri stringenti di finanza pubblica.

1.7 I progetti europei di supporto agli EPC: il caso GuarantEE

Un ulteriore contributo applicativo in materia di contratti EPC è stato fornito dal progetto europeo GuarantEE, realizzato con il sostegno del programma Horizon 2020. Il progetto, coordinato dalla Berliner Energieagentur e condotto in partenariato con 13 soggetti europei, ha prodotto nel 2019 le *Guidelines on Energy Performance Contracting*⁴⁰, un manuale tecnico destinato principalmente alle pubbliche amministrazioni e ai cosiddetti "facilitatori EPC".

Le linee guida forniscono strumenti operativi e indicazioni pratiche per supportare gli enti locali nelle fasi più complesse della progettazione, redazione e attuazione dei contratti di rendimento energetico, favorendone la diffusione sia nel settore pubblico che privato.

L'Italia ha partecipato attivamente al progetto attraverso l'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile),

³⁸ Joint Research Centre (JRC), *Energy Service Market in the EU – Status Review and Recommendations 2019*, European Commission, 2019, p. 36. Il documento completo è disponibile al seguente link: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118815/jrc118815.pdf>

³⁹ Eurostat, *A Guide to the Statistical Treatment of Energy Performance Contracts*, maggio 2018, cit.

⁴⁰ Berliner Energieagentur (a cura di), *Guidelines on Energy Performance Contracting*, pubblicato nell'ambito del progetto europeo GuarantEE, cofinanziato dal programma Horizon 2020 della Commissione Europea, 2019. : <https://www.berliner-e-agentur.de/en/publikationen> consultabile sino al 2/05/2025.

contribuendo alla stesura degli strumenti operativi e promuovendo la figura del facilitatore EPC sul territorio nazionale mediante iniziative formative e divulgative.

Il manuale dedica ampio spazio alla definizione del ruolo del facilitatore EPC, soggetto tecnico-indipendente che assiste l'amministrazione pubblica in tutte le fasi del ciclo contrattuale: dalla diagnosi energetica iniziale alla redazione della documentazione di gara, fino alla verifica delle prestazioni. Tale figura, proposta come risposta organizzativa al deficit di competenze interne alle PA (in particolare nei piccoli comuni), può essere individuata sia all'interno di strutture pubbliche sovraordinate (es. agenzie regionali per l'energia, unioni di comuni), sia sul mercato libero, a condizione che sia garantita la sua terzietà rispetto al fornitore.

Tra le principali attività attribuite al facilitatore rientrano la definizione del fabbisogno energetico, la costruzione del business case, il supporto nella redazione dei criteri di valutazione e nella negoziazione delle clausole contrattuali.

Un caso concreto di attuazione si è avuto in Italia nell'ambito dello stesso progetto GuarantEE, grazie al quale sono stati selezionati e formati 15 facilitatori EPC. Il percorso formativo si è concluso il 10 ottobre 2018 presso la sede ENEA di Roma, con l'obiettivo di creare una rete nazionale di esperti a supporto delle PA nella predisposizione e gestione di contratti EPC⁴¹. Le figure formate sono successivamente state coinvolte in progetti pilota locali, fornendo consulenza tecnica alle amministrazioni per la strutturazione delle gare, in coerenza con le linee guida europee.

Dal punto di vista contrattuale, le anzidette *Guidelines on Energy Performance Contracting* del progetto GuarantEE propongono l'adozione di modelli standardizzati articolati per tipologie di intervento (es. riqualificazione termica, pubblica illuminazione, building automation). Tali modelli includono clausole specifiche su garanzie di performance, sistemi di penalità, modalità di misurazione e verifica dei risparmi energetici, nonché sulla ripartizione delle responsabilità tra le parti.

In particolare, le clausole sulle garanzie di performance prevedono l'assunzione da parte dell'ESCo dell'obbligo contrattuale di assicurare un livello minimo di risparmio energetico, espresso in percentuale rispetto ai consumi storici. In caso di mancato raggiungimento della soglia pattuita, sono previste penali automatiche proporzionali o meccanismi compensativi a favore dell'amministrazione committente.

⁴¹ Build News, *Energy Performance Contracting (EPC), formata la squadra italiana di facilitatori*, 15 novembre 2018. Disponibile su: <https://www.buildnews.it/articolo/energy-performance-contracting-epc-formata-la-squadra-italiana-di-facilitatori> consultabile sino al 2/05/2025.

I modelli contengono una disciplina puntuale in materia di Measurement & Verification (M&V), fondata sul protocollo IPMVP, con obbligo per l'operatore economico di fornire report certificati da soggetti terzi su base annuale.

La responsabilità è ripartita con chiarezza: l'ESCO è tenuta al rispetto delle prestazioni e dei risultati garantiti, mentre la pubblica amministrazione garantisce la disponibilità dei locali e l'accessibilità alle infrastrutture per tutta la durata contrattuale.

I modelli sono concepiti per essere giuridicamente solidi, tutelando l'interesse pubblico, ma anche flessibili, al fine di consentirne l'adattamento alle specificità normative e operative del diritto nazionale e del contesto locale.

Particolare rilievo è attribuito alla logica del ciclo di vita contrattuale: la guida sottolinea l'importanza di pianificare fin dalla fase iniziale la misurazione ex ante dei consumi, stabilendo parametri di riferimento trasparenti e costruendo un sistema di monitoraggio continuo, essenziale per garantire la conformità del contratto alle condizioni pattuite.

Nel complesso, le linee guida GarantEE si configurano come uno strumento operativo ad alto valore aggiunto, volto a garantire la fattibilità giuridica, tecnica e gestionale degli EPC nel settore pubblico.

II. La disciplina italiana e la sua evoluzione normativa

II.1 Il recepimento della direttiva e le prime applicazioni normative

Negli ultimi anni si è assistito a una crescente diffusione, a livello europeo, del contratto di rendimento energetico (*Energy Performance Contract*, EPC), configurato quale strumento contrattuale volto a promuovere interventi di riduzione dei consumi e degli sprechi energetici in edifici e impianti, attraverso un meccanismo di remunerazione legato all'effettivo conseguimento di risparmi energetici.

Nel contesto dell'ordinamento italiano, l'EPC è stato formalmente introdotto dall'art. 2 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115⁴², con la denominazione di "*contratto di rendimento energetico*". Il contratto – così come proposto dalla norma del 2008 – consente di individuare, progettare e attuare un livello di efficienza

⁴² Decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e ai servizi energetici, nonché abrogazione della direttiva 93/76/CEE", pubblicato in G.U. n. 154 del 3 luglio 2008, S.O. n. 158.

energetica su un determinato impianto o edificio – inteso, secondo la norma tecnica UNI/TS 11300-1, come l’insieme costituito dal fabbricato e dagli impianti che ne assicurano la funzionalità⁴³ – al fine di generare un risparmio quantificabile in chilowattora (kWh) e corrispondente, sul piano economico, a una riduzione dell’importo complessivo della spesa energetica sostenuta dall’utente.

La formulazione originaria qualificava l’EPC come un “*accordo contrattuale tra il beneficiario e il fornitore riguardante una misura di miglioramento dell’efficienza energetica, in cui i pagamenti a fronte degli investimenti in siffatta misura sono effettuati in funzione del livello di miglioramento dell’efficienza energetica stabilito contrattualmente*”⁴⁴. Tale definizione evidenziava il vincolo funzionale tra la remunerazione e il risultato conseguito, tratto distintivo dell’istituto rispetto ad altre forme di appalto conosciute dall’ordinamento italiano.

Successivamente, il recepimento della Direttiva 2012/27/UE tramite il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, ha introdotto una definizione più articolata del contratto di rendimento energetico, successivamente riformulata dal decreto legislativo 18 luglio 2016, n. 141, che ne ha integrato i contenuti e aggiornato la disciplina applicativa⁴⁵.

Ai sensi dell’articolo 2, lettera n), del D. Lgs. n. 102/2014, il contratto di rendimento energetico è definito come un accordo tra il beneficiario (o chi ne esercita il potere negoziale) e il fornitore di una misura di efficientamento energetico, in cui gli investimenti realizzati sono remunerati in funzione del miglioramento dell’efficienza energetica contrattualmente stabilito o secondo altri criteri prestazionali concordati, come i risparmi finanziari.

Rispetto alla definizione contenuta nel D.Lgs. n. 115/2008, il legislatore ha esteso la portata applicativa dell’istituto, introducendo l’esplicito riferimento alla verifica e al monitoraggio delle prestazioni per l’intera durata del contratto, a garanzia dell’effettiva consecuzione dei risultati energetici attesi.

Sebbene la traduzione letterale dell’espressione *Energy Performance Contract* sia “contratto di prestazione energetica”, l’ordinamento italiano ha adottato la locuzione “contratto di rendimento energetico”, generando tuttavia una coesistenza non sistematica dei due termini all’interno della normativa di settore. Tale ambiguità

⁴³ UNI/TS 11300-1:2014, “Prestazioni energetiche degli edifici – Parte 1: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell’edificio per la climatizzazione estiva e invernale”.

⁴⁴ Art. 2, comma 1, lett. i), del D.Lgs. n. 115/2008 (versione previgente).

terminologica non incide sulla natura sostanziale del contratto, ma può generare incertezza interpretativa e difficoltà applicative, specie nei casi in cui sia richiesta una puntuale qualificazione giuridica dell'istituto, ad esempio ai fini della distinzione tra contratto di appalto e concessione di servizi, della corretta imputazione contabile (on/off balance) o dell'individuazione del regime normativo applicabile in ambito di partenariato pubblico-privato.

In assenza di una definizione univoca e sistematica, infatti, la coesistenza di espressioni terminologiche diverse può indurre le stazioni appaltanti a strutturare modelli contrattuali eterogenei, con conseguente incertezza sul piano dell'inquadramento normativo, del trasferimento del rischio e della disciplina applicabile. Ciò è particolarmente rilevante nel settore pubblico, dove la qualificazione formale del contratto assume rilievo anche sotto il profilo della legittimità della spesa e dei vincoli di bilancio.

Sebbene la disciplina nazionale contempli espressamente il ricorso ai contratti di rendimento energetico nell'ambito delle politiche di efficientamento degli edifici pubblici, non risulta, allo stato attuale, un modello contrattuale tipizzato e standardizzato a livello normativo nazionale (come si dirà appresso ANAC, nell'esercizio del potere di vigilanza e controllo, ha emesso un contratto tipo EPC a luglio 2024, ma comunque rimane un intervento di *soft law* con tutte le conseguenze in termini di non obbligatorietà, di cui si è già parlato sul piano della normativa europea).

In assenza di uno schema normativo vincolante, l'EPC si configura come contratto atipico a struttura composita, in quanto incorpora elementi giuridici (es. clausole su garanzie, foro competente, obblighi di sicurezza), economici (modalità di calcolo dei risparmi, sistemi di remunerazione basati sulla performance) e tecnici (diagnosi energetica, interventi di riqualificazione edilizia e impiantistica). Questi elementi concorrono sinergicamente alla realizzazione dell'obiettivo di riduzione dei consumi energetici e all'ottimizzazione della spesa pubblica.

In tale contesto, rileva quanto previsto dall'art. 8 del D.Lgs. 36/2023, che, nel riconoscere alle stazioni appaltanti un ampio margine di autonomia negoziale, consente loro di individuare la tipologia contrattuale più adatta al soddisfacimento dell'interesse pubblico, nonché di adattarne liberamente i contenuti, nel rispetto dei principi generali del Codice. Tale disposizione conferma la legittimità della stipula di contratti atipici come l'EPC, anche in assenza di un modello nazionale vincolante,

purché sia assicurato il perseguimento di finalità pubbliche secondo criteri di efficienza, economicità e trasparenza.

Per tali ragioni, l'EPC può essere qualificato, nell'ambito dell'ordinamento pubblico italiano, come uno strumento contrattuale complesso che si colloca in una posizione intermedia tra partenariato pubblico-privato (PPP) e contratto di servizio pubblico.

Tale collocazione intermedia deriva dal fatto che l'EPC presenta alcuni tratti propri del partenariato pubblico-privato (PPP), quali:

- il coinvolgimento del soggetto privato (ESCo) nella progettazione, realizzazione e gestione della misura di efficientamento energetico;
- la ripartizione del rischio tra amministrazione e fornitore, con trasferimento del rischio di performance energetica alla controparte privata;
- il meccanismo di remunerazione basato sui risultati, tipico dei contratti di tipo *pay-for-performance*, dove il privato viene pagato solo se consegue effettivi risparmi;
- una durata contrattuale medio-lunga e l'integrazione di prestazioni complesse (diagnosi, lavori, gestione, monitoraggio), che vanno oltre la mera fornitura di beni o servizi.

Al tempo stesso, l'EPC conserva caratteristiche tipiche del contratto di servizio pubblico, tra cui:

- la finalità pubblica primaria, ossia la riduzione dei consumi e la tutela dell'ambiente tramite una gestione efficiente dell'energia, in linea con obiettivi di interesse collettivo;
- la centralità dell'amministrazione nella definizione degli standard di servizio, nei criteri di verifica dei risultati e nel controllo dell'esecuzione contrattuale;
- l'incidenza diretta sul funzionamento di un servizio pubblico essenziale, come l'illuminazione pubblica, la climatizzazione o la gestione energetica di edifici scolastici, ospedalieri o municipali.

In tal senso, l'EPC si configura come strumento ibrido che, pur muovendosi nel quadro dell'efficienza contrattuale e della sostenibilità economica tipiche del PPP, non perde la sua natura funzionalmente pubblica, poiché è orientato al soddisfacimento di interessi collettivi attraverso l'erogazione efficiente di servizi energetici.

La finalità principale dell'istituto è la promozione della sostenibilità ambientale e del risparmio gestionale, attraverso un modello di gestione dell'energia improntato all'efficienza. In questo contesto, l'energia, qualificata dall'art. 814 del Codice civile come bene mobile economico, assume una funzione pubblicistica di rilievo, in quanto strettamente connessa al soddisfacimento di bisogni collettivi essenziali, quali il diritto all'energia e la transizione ecologica.

In coerenza con la natura ibrida del contratto di rendimento energetico, il legislatore nazionale ha progressivamente riconosciuto l'EPC come strumento attuativo privilegiato delle politiche di efficienza energetica pubblica, integrandolo nel quadro dei contratti pubblici e, in particolare, nell'ambito del partenariato pubblico-privato, riconoscendogli un ruolo potenzialmente strategico per l'efficientamento energetico del patrimonio immobiliare pubblico.

Invero, lo stesso D. Lgs. n. 102/2014 ha previsto per le pubbliche amministrazioni centrali l'obbligo di realizzare, su base annua, interventi di riqualificazione energetica su almeno il 3% della superficie coperta utile del patrimonio immobiliare di proprietà, individuando nei contratti di rendimento energetico (EPC) uno degli strumenti privilegiati per conseguire risparmi energetici misurabili e verificabili⁴⁶.

II.2 L'EPC nella disciplina del D.Lgs. 50/2016

Sino all'entrata in vigore del D.Lgs. 36/2023, il principale riferimento normativo in materia di affidamenti pubblici è stato rappresentato dal D.Lgs. 50/2016 (previgente Codice dei contratti pubblici), che contemplava l'utilizzo degli EPC nell'ambito del partenariato pubblico-privato (PPP).

In origine, l'articolo 180, comma 2, del D. Lgs. n. 50/2016 (c.d. Codice dei contratti pubblici) definiva la concessione come un contratto a titolo oneroso, stipulato per iscritto, mediante il quale una o più amministrazioni aggiudicatrici affidano a uno o più operatori economici l'esecuzione di lavori o la prestazione e gestione di servizi, riservando al concessionario il diritto di gestione dell'opera o del servizio, eventualmente accompagnato da un corrispettivo⁴⁷.

⁴⁶ Art. 5, comma 1, lett. a), D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102. Cfr. anche art. 2, lett. n), sul concetto di EPC come contratto legato a prestazioni misurabili.

⁴⁷ Per la formulazione originaria dell'art. 180, co. 2, D.Lgs. 18 aprile 2016, n. 50, in G.U. n. 91 del 19 aprile 2016, S.O. n. 10.

In questa formulazione non si faceva espresso riferimento ai contratti di rendimento energetico (EPC), sebbene essi potessero già astrattamente rientrare nel novero dei partenariati pubblico-privati.

Una prima collocazione normativa esplicita degli EPC nel contesto del PPP è stata introdotta con il D. Lgs. n. 56/2017 (correttivo al Codice del 2016), che ha modificato il comma 2 dell'art. 180, prevedendo che, nei contratti di PPP, i ricavi dell'operatore economico possano derivare anche dal livello di miglioramento dell'efficienza energetica o da altri criteri prestazionali contrattualmente stabiliti, purché quantificabili e monitorabili in relazione ai consumi.

Tale innovazione ha consentito di inquadrare più chiaramente l'EPC come strumento attuativo del PPP, specialmente quando accompagnato dal trasferimento del rischio operativo alla ESCo e da remunerazione legata alla performance, in linea con il modello delle concessioni di servizi. Tuttavia, permanevano ambiguità interpretative e applicative, specie nei casi in cui il contratto non presentasse con evidenza un trasferimento sostanziale di rischio o non fosse chiara la distinzione tra concessione e appalto.

Ciononostante, tale disposizione ha assunto rilievo strategico per l'inquadramento giuridico degli EPC, evidenziandone la natura ibrida e la possibilità di collocarli tra il PPP e la concessione, in funzione del livello di rischio operativo trasferito al soggetto privato.

Nella prassi applicativa, il modello concessorio si è rivelato spesso preferibile per la stipulazione degli EPC, poiché consente di collegare in modo diretto la remunerazione del prestatore ai risultati conseguiti in termini di efficienza energetica, in coerenza con la logica *performance-based* propria dell'istituto. Inoltre, la concessione permette un trasferimento sostanziale del rischio operativo alla ESCo, valorizzando la struttura dell'EPC come contratto a prestazione garantita.

Questo assetto ha consentito, in numerosi casi, di evitare il ricorso immediato a risorse pubbliche, favorendo il finanziamento tramite terzi.

La qualificazione dell'EPC come concessione ha richiesto, nel tempo, una valutazione puntuale dei flussi finanziari e del modello economico sottostante, al fine di accertare che il rischio operativo fosse effettivamente assunto dall'operatore economico, condizione necessaria per l'inquadramento concessorio ai sensi della normativa vigente.

In aggiunta a tale profilo, sono emerse ulteriori criticità applicative, riconducibili principalmente all'incertezza circa la provenienza e la stabilità dei ricavi della ESCo. In numerosi casi, infatti, la remunerazione era collegata a risparmi energetici teorici o parzialmente garantiti dall'amministrazione, generando dubbi sulla reale imputazione del rischio economico.

Tali ambiguità si riflettevano sulla ripartizione delle responsabilità contrattuali: quando il rischio permaneva in capo alla pubblica amministrazione, il contratto tendeva ad assumere natura di appalto di servizi anziché di concessione, come già sopra esposto, tale distinzione si fonda, anche alla luce della giurisprudenza e delle linee guida europee, sull'elemento centrale del rischio operativo: nel contratto di appalto la remunerazione dell'operatore non dipende dal risultato economico dell'operazione, bensì da un corrispettivo fisso a carico della PA, mentre nella concessione la remunerazione è legata al buon esito dell'intervento e all'effettivo utilizzo del servizio, con assunzione del rischio economico da parte del concessionario. Proprio su tale discriminare si basa l'inquadramento giuridico del contratto di EPC nell'una o nell'altra categoria. In quest'ottica, come già più volte puntualizzato sia in ambito europeo, che nazionale, un contratto EPC può essere qualificato tale – indi come concessione – solo se l'operatore economico sopporta il rischio dell'investimento e la sua remunerazione è sostanzialmente condizionata al livello di performance energetica effettivamente raggiunta.

In definitiva, l'articolo 180 ha svolto un ruolo chiave nella costruzione dell'impianto giuridico degli EPC nel settore pubblico, fungendo da riferimento interpretativo primario sino all'entrata in vigore della riforma del 2023.

II.3 L'EPC nel D.Lgs. 36/2023

La disciplina degli EPC in ambito pubblico ha subito un'ulteriore e significativa evoluzione sistematica con l'introduzione dell'articolo 200 del decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36 (nuovo Codice dei contratti pubblici), che per la prima volta dedica una norma autonoma e specifica al contratto di rendimento energetico.

L'articolo 200⁴⁸ definisce l'EPC come un contratto a prestazione garantita, in cui il fornitore di servizi energetici – tipicamente una Energy Service Company (ESCo) –

⁴⁸ Decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36, *Codice dei contratti pubblici*, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 77 del 31 marzo 2023 (Supplemento Ordinario n. 12), art. 200: "(Contratti di rendimento energetico) 1. Nel caso di contratti di rendimento energetico o di prestazione energetica

progetta, finanzia, realizza e gestisce interventi di riqualificazione energetica, assumendo il rischio tecnico e finanziario, e si impegna a garantire un livello minimo di risparmio energetico verificabile e misurabile⁴⁹.

Si tratta di una novità rilevante nell'ambito della contrattualistica pubblica, poiché l'EPC – come visto pocanzi – pur se ampiamente utilizzato nella prassi, era precedentemente disciplinato solo in via indiretta, attraverso i riferimenti contenuti nel D.Lgs. 102/2014 in materia di efficienza energetica, e nelle norme generali sul partenariato pubblico-privato ex D.Lgs. 50/2016.

Pertanto, è di immediata intuizione la scelta fatta dal legislatore italiano: inserire una norma specifica e settoriale nel nuovo Codice degli appalti per colmare il vuoto regolatorio evidenziato anche dalla Corte dei conti europea e dalla stessa Commissione europea, che coralmemente avevano raccomandato una maggiore chiarezza normativa sugli strumenti contrattuali a prestazione energetica.

Rispetto ai contenuti operativi della previsione in commento, l'art. 200 stabilisce che i ricavi dell'operatore economico devono essere orientati e determinati in funzione del miglioramento dell'efficienza energetica, o di altri criteri di performance energetica contrattualmente stabiliti, purché quantificabili in relazione ai consumi e la misura dell'efficientamento deve essere calcolata sulla base delle norme tecniche in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici e resa disponibile all'ente concedente per tutta la durata del contratto, con obbligo di verifica e monitoraggio costante.

Il legislatore introduce, inoltre, un ulteriore elemento innovativo: il riferimento esplicito all'utilizzo di piattaforme informatiche per il monitoraggio dei risultati contrattuali. Tale previsione rafforza la trasparenza amministrativa, la tracciabilità dei risparmi conseguiti e la credibilità dello strumento nel contesto della spesa pubblica sostenibile, in linea con i principi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e della transizione digitale.

(EPC), i ricavi di gestione dell'operatore economico sono determinati e pagati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica o di altri criteri di prestazione energetica stabiliti contrattualmente, purché quantificabili in relazione ai consumi. La misura di miglioramento dell'efficienza energetica, calcolata secondo le norme in materia di attestazione della prestazione energetica degli immobili e delle altre infrastrutture energivore, è resa disponibile all'ente concedente a cura dell'operatore economico e deve essere verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto, anche avvalendosi di apposite piattaforme informatiche adibite per la raccolta, l'organizzazione, la gestione, l'elaborazione, la valutazione e il monitoraggio dei consumi energetici.

⁴⁹ Sul punto si veda anche M.A. Cabiddu e altri, "Nuovo Codice dei Contratti Pubblici – Commentario ragionato D. Lgs. N. 36/2023", Gruppo 24 ore, 2023 - Il Sole 24 ORE S.p.A. in merito all'art. 200 del D. Lgs. N. 36/2023.

In questo nuovo quadro normativo, l'EPC viene riconosciuto non solo come uno strumento contrattuale a sé stante, ma anche come leva strategica per la decarbonizzazione e l'efficientamento energetico del patrimonio pubblico, secondo una logica integrata di risultato, responsabilità e sostenibilità.

L'articolo 180 del Codice previgente (D.Lgs. 50/2016) non disciplinava in modo autonomo l'EPC, ma lo ricomprendeva indirettamente tra le ipotesi di concessione di servizi, affermando che il concessionario può essere remunerato anche sulla base di risultati legati alla performance energetica, se misurabili e verificabili. Tale previsione, introdotta solo nel 2017 con il c.d. "correttivo appalti", offriva un inquadramento flessibile ma non pienamente sistematizzato dell'EPC, lasciando ampi margini di discrezionalità alle stazioni appaltanti e non risolvendo le incertezze classificatorie tra appalto e concessione.

Diversamente, l'articolo 200 del nuovo Codice (D.Lgs. 36/2023) riconosce formalmente e autonomamente il contratto di rendimento energetico come fattispecie contrattuale a sé stante, dotata di una propria disciplina strutturata. Viene introdotta una definizione normativa univoca, che configura l'EPC come contratto a prestazione garantita, fondato su:

- il trasferimento del rischio operativo⁵⁰ alla ESCo;
- la misurabilità e verificabilità dei risparmi energetici;
- l'obbligo di utilizzo di strumenti digitali per il monitoraggio continuo della performance;
- una chiara finalizzazione del contratto al conseguimento di risparmio energetico stabile e fiscalmente sostenibile.

Il passaggio da una norma generale e "residuale" (art. 180) a una norma speciale e strutturata (art. 200) segna il riconoscimento istituzionale del contratto EPC come strumento strategico per la transizione energetica della PA, coerente con gli obiettivi del PNRR, della neutralità climatica e della spesa pubblica performance-based.

Inoltre, l'art. 200 risolve ambiguità interpretative pregresse in merito:

⁵⁰ Il trasferimento del rischio operativo alla ESCo implica che quest'ultima si assuma la responsabilità degli esiti tecnici, economici e gestionali dell'intervento. In particolare, i principali rischi connessi alla stipula del contratto EPC riguardano: (i) il rischio di prestazione, cioè l'eventuale mancato conseguimento dei livelli minimi di risparmio energetico garantito; (ii) il rischio di misurazione, legato alla possibilità che i sistemi di monitoraggio installati non siano sufficientemente precisi o conformi ai criteri contrattuali; (iii) il rischio economico, se i risparmi ottenuti non sono sufficienti a coprire i costi sostenuti dall'ESCo; (iv) il rischio regolatorio, in caso di mutamenti nei regimi incentivanti o nelle normative ambientali ed energetiche; (v) il rischio di gestione e manutenzione, qualora l'impianto richieda interventi straordinari non previsti. Tali profili determinano una reale esposizione della ESCo, elemento necessario affinché l'investimento sia qualificato come "off balance" per la PA, secondo quanto stabilito dalle linee guida Eurostat (2023) e ribadito dal MEF nella Guida operativa EPC.

- all'obbligatorietà della misurazione dei risultati su base continuativa;
- alla necessità di riferirsi a norme tecniche per la prestazione energetica;
- e all'utilizzo di piattaforme informatiche pubbliche per la tracciabilità, coerentemente con i principi della digitalizzazione amministrativa.

Procedendo ad una analisi più puntuale e approfondita di quel che oggi è il contratto di EPC possiamo definirlo quindi un contratto a prestazione garantita, con una chiara finalizzazione all'efficientamento energetico misurabile. Il legislatore non lo assimila più genericamente a un contratto di appalto o concessione, ma lo qualifica come categoria a sé stante, fondata su un modello economico e prestazionale autonomo.

In quanto alla forma, il contratto può assumere forme diverse a seconda della struttura dell'investimento e della natura del soggetto aggiudicatario. In particolare, restano applicabili – laddove compatibili – le regole sul partenariato pubblico-privato, qualora l'operatore privato assuma il rischio operativo e la remunerazione sia legata alla performance. Nei casi in cui, invece, la pubblica amministrazione sostenga direttamente l'investimento, l'EPC potrà configurarsi come appalto misto di fornitura e servizio, con garanzia di risultato.

Questa flessibilità giuridica consente all'EPC di adattarsi a molteplici contesti amministrativi e a diversi gradi di complessità tecnica, favorendo l'utilizzo anche da parte di enti con ridotta capacità progettuale. Tuttavia, la distinzione tra EPC in forma di PPP o appalto resta un passaggio delicato e ad alto contenuto tecnico-giuridico, poiché incide:

- sulla disciplina di gara, determinando la necessità di applicare regole diverse in tema di procedure di aggiudicazione (dialogo competitivo, partenariato per l'innovazione, ecc.) e di valutazione delle offerte (criteri legati alla performance e non solo al prezzo);
- sull'inquadramento contabile, influenzando la classificazione "on balance" o "off balance" del contratto ai fini del bilancio pubblico, secondo le linee guida Eurostat;
- sulla responsabilità contrattuale, in quanto il trasferimento del rischio operativo comporta per l'operatore obbligazioni di risultato e non di mero mezzo, con implicazioni su penali, escussione di garanzie e risarcimento del danno in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi.

Proseguendo nella analisi, si osserva come l'art. 200 abbia introdotto per la prima volta in modo espresso l'obbligo per l'operatore economico di rendere disponibile la misura del miglioramento dell'efficienza energetica, calcolata secondo le norme tecniche in materia di attestazione della prestazione energetica degli edifici.

Tale misura deve essere verificabile per tutta la durata del contratto, con un monitoraggio costante delle performance.

Questo aspetto segna il superamento del criterio statico ex ante (tipico degli appalti tradizionali) in favore di un modello dinamico, definibile come “*risultato-centrico*”, in linea con il principio del *pay-for-performance*. Tale principio, già ampiamente illustrato nella disciplina europea, richiama il modello contrattuale in cui la remunerazione dell'operatore non è legata alla mera esecuzione di attività, bensì al raggiungimento di risparmi energetici effettivi, verificabili e misurabili, secondo standard tecnici e giuridici condivisi.

Particolarmente innovativa è poi la previsione relativa all'utilizzo obbligatorio di piattaforme informatiche, che devono garantire la tracciabilità digitale dei risparmi energetici e la verificabilità oggettiva dei risultati. Si tratta di un chiaro recepimento delle linee guida Eurostat e delle raccomandazioni della Commissione europea sul monitoraggio della spesa pubblica per l'efficienza. In tal senso, anche provvedimenti emergenziali e transitori – come il D.L. n. 77/2021 (cd. "Decreto Semplificazioni-bis") e le linee guida per i progetti PNRR pubblicate dal MEF – avevano già avallato, in via anticipatoria, l'adozione di strumenti digitali obbligatori per la gestione, rendicontazione e controllo degli interventi pubblici, inclusi quelli di efficientamento energetico.

Questo meccanismo rafforza la trasparenza amministrativa, ma implica anche per la PA la necessità di dotarsi di competenze tecniche adeguate o di avvalersi di facilitatori EPC, figura già trattata in precedenza e introdotta in Italia nel 2018 grazie al progetto europeo GuarantEE⁵¹, con il supporto operativo dell'ENEA, che ne ha curato la formazione e la diffusione sul territorio nazionale.

⁵¹ Il progetto GuarantEE (Energy Efficiency with Performance Guarantees), cofinanziato dalla Commissione europea nell'ambito del programma Horizon 2020 (2016–2019), ha avuto come obiettivo principale la promozione e diffusione dei contratti di rendimento energetico (EPC) mediante l'introduzione di schemi contrattuali flessibili e replicabili, anche in contesti pubblici con limitata capacità tecnica. Tra i principali contenuti del progetto figurano: (1) la standardizzazione dei modelli contrattuali EPC per migliorarne la chiarezza e la bancabilità; (2) la promozione della figura del “facilitatore EPC”, ovvero un soggetto tecnico-terzo incaricato di assistere le pubbliche amministrazioni nella predisposizione dei bandi, nella selezione degli operatori, nella verifica delle performance e nella gestione contrattuale; (3) la definizione di strumenti di garanzia e valutazione delle prestazioni energetiche

Inoltre, i dati raccolti digitalmente costituiscono elemento essenziale per l'eventuale rendicontazione ai fini di finanza pubblica europea, in particolare nei casi di cofinanziamento con fondi PNRR o FESR, in cui un non corretto trattamento di tali dati e meccanismi, comportano rischi per le amministrazioni legate a infrazioni dei vincoli di finanza pubblica, esclusione dai fondi strutturali o, nelle ipotesi peggiori, rimborsi dei contributi già erogati, compromettendo gravemente la sostenibilità legale e contabile degli interventi.

All'interno degli EPC pubblici, i principali soggetti coinvolti, oltre le pubbliche amministrazioni in qualità di committenti, sono le ESCo (Energy Service Company), che assumono il rischio economico degli interventi e recuperano l'investimento tramite i risparmi energetici conseguiti.

In particolare, l'art. 200 impone che l'operatore economico sia un soggetto specializzato nei servizi energetici, in grado di progettare, finanziare, realizzare e gestire gli interventi, assumendosi il rischio tecnico e finanziario. Questo profilo corrisponde, in sostanza, alla definizione di ESCo contenuta nell'art. 2, comma 1, lett. i), del D.Lgs. 102/2014 e nella norma tecnica UNI CEI 11352.

Dal punto di vista tecnico, la norma UNI CEI 11352⁵² definisce i requisiti minimi che una Energy Service Company (ESCo) deve possedere per operare legittimamente nel settore dei servizi energetici. Tra tali requisiti si annoverano: competenze tecniche, organizzative e finanziarie, capacità di effettuare diagnosi energetiche certificate, predisporre proposte di intervento, garantire risultati contrattualmente previsti e svolgere attività di misurazione e verifica dei risparmi energetici secondo protocolli riconosciuti.

L'introduzione della UNI CEI 11352 ha rappresentato un passaggio cruciale per la certezza giuridica dell'attività delle ESCo, fornendo uno standard di riferimento per l'individuazione di operatori qualificati e facilitando, in ambito pubblico, la valutazione dell'affidabilità tecnico-economica dei soggetti affidatari di contratti EPC. Tale aspetto assume particolare rilievo nel contesto degli appalti pubblici, dove la

contrattualizzate. In Italia, il coordinamento delle attività è stato affidato all'ENEA, che ha pubblicato linee guida specifiche, ha promosso la formazione dei facilitatori e ha attivato una rete di supporto per le PA. Il progetto ha contribuito a colmare il divario di competenze tecniche tra enti locali e mercato dell'efficienza energetica. Per ulteriori approfondimenti: <https://www.efficientzaenergetica.enea.it/progetti/progetti-internazionali/progetto-guarantee-wenergy-efficiency-with-performance-guarantees-in-private-and-public-sector.html>

⁵² UNI – Ente Nazionale Italiano di Normazione. (2014). *UNI CEI 11352:2014 - Società che forniscono servizi energetici (ESCO) – Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti*. Milano: UNI.

qualificazione dell'operatore economico incide sulla legittimità, trasparenza e sostenibilità della procedura di affidamento.

Il contratto EPC si fonda quindi sulla capacità tecnica, organizzativa ed economico-finanziaria dell'operatore, che deve essere accertata ex ante dalla stazione appaltante. Non è un contratto "generalista": l'operatore deve disporre di personale certificato, know-how tecnologico, capacità di finanziamento autonomo o in project financing.

Inoltre, l'EPC richiede che l'operatore sia in grado di garantire il risultato contrattuale, non solo come obbligazione di mezzi ma come obbligazione di risultato, pena l'attivazione di meccanismi compensativi o sanzionatori.

In questo senso, il contratto si avvicina più al modello concessorio che a quello di appalto, anche se l'art. 200 mantiene una certa elasticità per favorire l'applicazione anche in contesti di media complessità tecnica.

Infine, l'articolo prevede espressamente che i ricavi dell'operatore siano determinati in funzione del miglioramento dell'efficienza energetica o di altri criteri di prestazione energetica contrattualmente stabiliti, a condizione che siano quantificabili in relazione ai consumi.

La norma rafforza così il principio del pagamento legato alla performance, elemento fondamentale per una corretta qualificazione dell'EPC come contratto autonomo e per il rispetto delle regole contabili europee in materia di contabilizzazione degli investimenti pubblici.

Il richiamo alla necessità di rendere disponibile la misura del miglioramento, verificata per tutta la durata contrattuale, ribadisce la centralità della misurazione come elemento strutturale e non accessorio del contratto EPC.

Pertanto, gli EPC si configurano come strumenti funzionali al superamento delle barriere finanziarie che spesso ostacolano gli investimenti in efficienza energetica, consentendo alle pubbliche amministrazioni di realizzare interventi senza un esborso iniziale rilevante, grazie al meccanismo di pagamento differito e condizionato alla performance.

Le modalità operative previste per l'implementazione di un EPC si articolano in fasi distinte, ma interdipendenti, che trovano un preciso riscontro anche nel D.Lgs. 102/2014, nonché nelle linee guida Eurostat e nella prassi attuativa elaborata da enti come il GSE e l'ENEA.

Il punto di partenza è rappresentato dall'obbligo di diagnosi energetica previsto dall'art. 8 del D.Lgs. 102/2014, che consente di identificare con precisione gli sprechi energetici e gli ambiti di intervento. A seguito della diagnosi, vengono individuati interventi mirati – ad esempio, l'isolamento dell'involucro edilizio, la sostituzione di impianti, l'introduzione di sistemi di automazione e controllo – i quali, se finanziati e gestiti attraverso un contratto EPC, assicurano il raggiungimento di un livello minimo garantito di risparmio.

Segue poi la fase di progettazione nella quale la ESCo elabora soluzioni tecniche, economiche e contrattuali su misura, tenendo conto del rendimento atteso, della durata del contratto e delle fonti di finanziamento disponibili (ivi compresi gli incentivi del Conto Termico⁵³ e i Certificati Bianchi⁵⁴).

L'esecuzione dei lavori costituisce la fase attuativa, durante la quale vengono realizzati gli interventi tecnici sugli edifici o sugli impianti oggetto di riqualificazione energetica.

Infine, la fase di monitoraggio dei risultati è fondamentale per la validità dell'intero contratto: la prestazione è valutata in funzione dei risparmi conseguiti, secondo modalità di misura e verifica standardizzate (Measurement and Verification – M&V) spesso ispirate al protocollo internazionale IPMVP⁵⁵. L'IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) è un protocollo internazionale sviluppato dall'EVO (Efficiency Valuation Organization) che fornisce linee guida tecniche per la misurazione, il calcolo e la verifica dei risparmi energetici ottenuti attraverso progetti di efficientamento. Il protocollo è particolarmente rilevante nei contratti di prestazione energetica (EPC), poiché consente di definire in modo standardizzato le modalità con cui verificare i risparmi garantiti contrattualmente. L'IPMVP prevede diverse opzioni di misurazione (A, B, C, D), da scegliere in base

⁵³ Il "Conto Termico" è un meccanismo di incentivazione introdotto dal D.M. 28 dicembre 2012 (e aggiornato con il D.M. 16 febbraio 2016), finalizzato a sostenere interventi di incremento dell'efficienza energetica e di produzione di energia termica da fonti rinnovabili. Possono accedere all'incentivo le pubbliche amministrazioni, nonché soggetti privati (imprese e cittadini) per specifici interventi previsti dal decreto. Il GSE (Gestore dei Servizi Energetici) è il soggetto responsabile dell'erogazione degli incentivi e della gestione del meccanismo. Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, "Conto Termico 2.0 – Guida all'accesso agli incentivi" (ed. 2022), disponibile su: <https://www.mase.gov.it>. Consultabile sino al 03/05/2025.

⁵⁴ I "Certificati Bianchi", o Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici attraverso interventi di efficienza. Introdotti dal D.M. 20 luglio 2004 e successivamente disciplinati dal D.M. 11 gennaio 2017, coinvolgono distributori di energia (obbligati) e altri soggetti (volontari) che realizzano progetti di risparmio energetico. Il GSE gestisce il meccanismo, mentre ARERA e il MiTE (ora MASE) ne definiscono il quadro regolatorio. Fonte: ARERA, "Relazione annuale sul meccanismo dei certificati bianchi 2023", disponibile su: <https://www.arera.it>. Consultabile sino al 03/05/2025.

⁵⁵ Efficiency Valuation Organization, *International Performance Measurement and Verification Protocol – Core Concepts* (2022), disponibile su: <https://www.evo-world.org>. Consultabile sino al 03/05/2025.

alla complessità del progetto e alla disponibilità dei dati. La verifica può essere effettuata in modo indipendente o tramite sistemi di monitoraggio integrati, anche attraverso piattaforme digitali.

Insomma, i contratti EPC rappresentano una nuova leva strategica per riformare in senso sostenibile la gestione del patrimonio pubblico, poiché costringono l'amministrazione a programmare e verificare i risultati nel medio-lungo periodo, superando la logica dell'intervento emergenziale.

In buona sostanza, l'EPC deve essere interpretato come un contratto a prestazioni progressive, che genera valore solo se i risultati energetici sono misurabili e verificabili ex post. È quindi attraverso questa filiera regolata⁵⁶ che gli EPC si configurano come strumento giuridico e tecnico capace di produrre effettivo miglioramento dell'efficienza energetica del patrimonio edilizio pubblico.

Nel concreto, si consideri l'esempio di una scuola pubblica degli anni '70: a seguito della diagnosi energetica obbligatoria ex art. 8 D.Lgs. 102/2014, vengono evidenziati elevati consumi dovuti a impianti obsoleti e scarsa coibentazione. Il Comune competente decide di affidare un contratto EPC, tramite gara, a una ESCo che propone un pacchetto di interventi comprendente l'isolamento dell'involucro edilizio, la sostituzione dell'impianto termico con una pompa di calore e l'installazione di un sistema domotico per la gestione dei consumi. Gli obiettivi contrattuali prevedono il raggiungimento di una riduzione minima del 35% dei consumi annui certificati, verificabile tramite protocollo IPMVP. Il pagamento della ESCo è vincolato al conseguimento di tali risparmi: in caso di mancato raggiungimento, il canone viene proporzionalmente ridotto. La ripartizione dei rischi segue la logica dell'allocazione definita da Eurostat: il rischio operativo e di performance è in capo alla ESCo, mentre l'ente pubblico mantiene solo il controllo amministrativo e regolatorio. Il tutto è dettagliato all'interno di un Piano Economico Finanziario (PEF), redatto dalla ESCo e approvato dalla stazione appaltante, che descrive le previsioni di costo, di risparmio e il piano di rientro dell'investimento. Tale approccio consente non solo di efficientare l'edificio, ma di farlo senza oneri finanziari iniziali per la PA.

II.4 La regolazione ANAC: la Delibera n. 349/2024

⁵⁶ Filiera composta dalla progressione: Diagnosi, progettazione, affidamento, realizzazione e verifica.

L'ANAC è intervenuta con la Delibera n. 349 del 17 luglio 2024, introducendo un contratto tipo di EPC per gli edifici pubblici. Sebbene l'articolo 200 del D.Lgs. 36/2023 abbia segnato un avanzamento normativo nel riconoscimento degli Energy Performance Contract all'interno del Codice dei contratti pubblici, restavano ampie aree d'incertezza operativa, tali da compromettere l'uniformità delle prassi e generare un'evidente frammentazione nell'attuazione da parte delle stazioni appaltanti.

In questo scenario si colloca l'intervento dell'ANAC, che ha inteso colmare i vuoti lasciati dal legislatore attraverso un modello contrattuale standardizzato destinato agli enti pubblici, dichiaratamente ispirato alla disciplina del nuovo Codice e alle raccomandazioni europee in materia di contratti performance-based. Tuttavia, al di là dell'apparente utilità operativa, il fondamento giuridico della Delibera resta quello di un atto di soft law, privo di efficacia vincolante e fondamentalmente rimesso alla discrezionalità delle stazioni appaltanti.

A ben vedere, i contenuti del contratto tipo proposto affrontano in maniera articolata alcuni snodi centrali della regolazione dell'EPC, tra cui la garanzia di prestazione energetica, la ripartizione dei rischi, la misurazione dei risultati e il monitoraggio delle performance. Il format contrattuale prevede, ad esempio, l'obbligo per l'operatore di garantire un livello minimo di risparmio energetico, misurabile e verificabile attraverso un piano M&V conforme agli standard internazionali (IPMVP), con l'introduzione di penali in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi contrattuali. Tuttavia, la determinazione concreta di tali soglie è demandata alla singola stazione appaltante, generando incertezza applicativa e possibili disparità operative.

Altrettanto significativa è la previsione di una matrice dei rischi, allegata al contratto tipo, che attribuisce in linea generale all'operatore economico la responsabilità dei rischi connessi all'investimento, alla progettazione, all'esecuzione e alla gestione degli impianti. Ciononostante, la ripartizione effettiva resta rimessa alla fase di gara, con conseguente necessità per la PA di dotarsi di competenze specialistiche per valutarne l'impatto sul bilancio e la natura on/off balance degli interventi, aspetto su cui il contratto tipo tace, pur essendo rilevante ai fini Eurostat.

Particolare attenzione è riservata al Piano Economico Finanziario (PEF), che deve accompagnare l'offerta e contenere le proiezioni economiche dell'intervento. Anche in questo caso, il documento predisposto da ANAC non fornisce istruzioni operative sufficienti a integrare le entrate derivanti da meccanismi incentivanti (come potrebbe accadere in ambito CER con i contributivi CACER o PNRR). In quest'ottica, si trae

l'ulteriore incertezza derivante dall'inquadramento giuridico ipotizzabile per i casi in cui l'EPC si colleghi alla costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile, che sarà approfondito nel terzo capitolo.

In definitiva, pur costituendo un valido ausilio per le stazioni appaltanti, il contratto tipo EPC predisposto da ANAC presenta alcune criticità di rilievo: la sua natura di soft law lo priva di vincolatività; le garanzie di risultato sono formulate in termini generici e lasciate alla libera impostazione della singola gara; le modalità di calcolo e gestione del PEF sono carenti sul piano metodologico; manca, infine, un adeguato raccordo con le policy pubbliche in materia di CER e transizione energetica. Queste lacune, se non colmate da un intervento normativo di rango primario, rischiano di limitare significativamente l'efficacia applicativa dello strumento EPC nel contesto pubblico.

Questo tipo di regolazione para-normativa solleva forti criticità sistemiche, poiché contribuisce ad ampliare l'ambiguità già insita nella disciplina di settore. Il fatto che un contratto destinato a regolare investimenti pubblici complessi e rilevanti sul piano economico e contabile venga affidato a una fonte meramente "ausiliaria", che non è legge, né regolamento, né vincolo, solleva dubbi sulla legittimità dell'assetto complessivo e sull'effettiva uniformità applicativa a livello nazionale⁵⁷.

La Delibera, per quanto dettagliata, non ha forza precettiva, né impone standard inderogabili: al contrario, si limita a proporre indicazioni operative che le singole amministrazioni sono libere di adottare, rielaborare o persino ignorare. In questa assenza di obbligatorietà, si annida una rischiosa eterogeneità gestionale, che pregiudica l'obiettivo stesso dell'intervento: assicurare chiarezza, semplificazione e certezza giuridica.

A ciò si aggiunge una riflessione ulteriormente problematica sul piano istituzionale e politico: fino al 2021 il progetto per la definizione di un contratto tipo EPC era in capo al MEF e all'ENEA, due soggetti dotati di competenze tecniche, giuridiche e contabili direttamente connesse al tema dell'efficienza energetica nella PA. Quel progetto, annunciato e in fase di elaborazione, è inspiegabilmente scomparso dal dibattito istituzionale, lasciando spazio a una "soluzione" proposta da un'autorità amministrativa indipendente, quale l'ANAC, che per sua natura non ha né il compito,

né il potere di creare regole vincolanti, né la responsabilità di garantire la sostenibilità finanziaria degli interventi.

Questo spostamento di regia non può essere letto come una mera scelta tecnica, ma riflette una precisa dinamica politica, in cui gli strumenti di soft law vengono utilizzati non per colmare lacune regolative, ma per aggirare le responsabilità legislative, sottraendo il confronto normativo alla sede parlamentare e ministeriale e affidandolo ad autorità esterne al circuito democratico. Il risultato è un contesto normativo che appare formalmente ricco, ma sostanzialmente incerto, dove la moltiplicazione di linee guida, raccomandazioni e contratti tipo non fa che aumentare il tasso di confusione applicativa.

Infatti, anche laddove la Delibera affronta con attenzione i profili chiave dell'EPC – garanzie di prestazione, misurazione e verifica, ripartizione del rischio, Piano Economico Finanziario, incentivi – ogni previsione resta subordinata alla libera scelta della PA, senza alcun presidio giuridico forte. Di fatto, si demanda alla buona volontà delle amministrazioni locali la corretta attuazione di modelli complessi, in un contesto già caratterizzato da disomogeneità di competenze e capacità.

In conclusione, se è vero che la Delibera ANAC rappresenta un contributo importante sul piano operativo, è altrettanto vero che essa conferma la debolezza strutturale della regolazione degli EPC in ambito pubblico, ancora priva di una cornice giuridica unitaria, vincolante e sistemica. L'attuale assetto, fondato su fonti non vincolanti e soggetto a continue interferenze istituzionali, rischia di compromettere la coerenza e la credibilità stessa del modello EPC, a scapito dell'efficacia e della certezza giuridica che la riforma del Codice avrebbe dovuto invece garantire.

Ne discende la necessità non più procrastinabile di un intervento normativo di rango primario, che superi definitivamente la frammentarietà delle fonti e restituisca all'EPC una disciplina organica, integrata e vincolante, capace di garantire uniformità applicativa, certezza giuridica e coerenza con le direttive europee. Solo un quadro normativo chiaro, approvato in sede legislativa e dotato di forza cogente, potrà colmare le lacune attuali, restituendo al contratto di rendimento energetico la funzione strategica che il legislatore stesso gli ha assegnato nel contesto della transizione ecologica e della modernizzazione del patrimonio pubblico.

III. Considerazioni sull'inquadramento giuridico dell'EPC

L'analisi compiuta nei paragrafi precedenti ha messo in luce l'evoluzione normativa e la progressiva strutturazione del contratto di rendimento energetico (Energy Performance Contract – EPC) nell'ordinamento europeo e nazionale, con particolare attenzione alla disciplina applicabile nel settore pubblico. A partire dalla Direttiva 2012/27/UE, fino all'introduzione dell'articolo 200 del D.Lgs. 36/2023, il legislatore ha inteso valorizzare l'EPC quale strumento contrattuale fondato su una logica prestazionale, in grado di coniugare efficienza energetica, responsabilità economica e sostenibilità ambientale. Accanto alla normativa vincolante, strumenti di soft law – come le Energy Performance Contracting Guidance e la Delibera ANAC n. 349/2024 – hanno fornito indicazioni tecniche e operative, sebbene prive di forza obbligatoria.

Tuttavia, proprio il ricorso sistematico a fonti di natura non vincolante evidenzia un elemento critico del quadro normativo attuale: l'assenza di una disciplina compiuta e autosufficiente degli EPC in ambito pubblico. La frammentarietà e l'instabilità delle fonti, infatti, pongono le stazioni appaltanti dinanzi a un sistema giuridico che non garantisce certezze ma, al contrario, genera ambiguità e disomogeneità applicativa. L'intervento dell'ANAC – pur apprezzabile nella finalità – è emblematico di un più ampio problema istituzionale: l'attribuzione a un'autorità amministrativa indipendente del compito di colmare lacune normative strategiche, in assenza di un mandato legislativo espresso.

Appare ancor più problematico il fatto che, fino a pochi anni fa, la definizione del contratto tipo EPC era in capo al Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) e all'ENEA, soggetti tecnici e istituzionalmente competenti in materia di contabilità pubblica e transizione energetica. La repentina scomparsa di tale progetto e l'attribuzione della funzione all'ANAC, in assenza di trasparente motivazione normativa, suggerisce una scelta politicamente orientata più che tecnicamente necessitata, il cui esito è stato quello di affidare un nodo centrale della strategia di efficientamento energetico a un atto di soft law, privo di forza precettiva.

Nella vigenza del precedente Codice dei contratti pubblici (D.Lgs. 50/2016), l'EPC era comunemente ricondotto nell'ambito dei Partenariati Pubblico-Privati (PPP). Tale impostazione, come già analizzato, trovava fondamento nell'orientamento della Commissione europea, nelle Guidance on PPP, nei criteri di contabilizzazione

indicati da Eurostat e nelle interpretazioni giuridiche dominanti a livello UE, che leggevano l'EPC come una forma contrattuale ibrida, come contrattazione a contenuto misto tra fornitura di servizi e finanziamento degli interventi⁵⁸ caratterizzata da una significativa allocazione del rischio al soggetto privato e da una durata pluriennale con remunerazione legata ai risultati. Questo inquadramento aveva importanti riflessi anche sul piano contabile, con la possibilità, a determinate condizioni, di classificare l'intervento off balance sheet.

Con l'adozione del nuovo Codice dei contratti pubblici (D.Lgs. 36/2023), il legislatore ha operato una netta cesura rispetto al passato, escludendo l'EPC dall'alveo dei PPP e riconoscendogli una disciplina autonoma attraverso l'art. 200. Tale scelta, sebbene animata dall'intento di semplificare l'inquadramento e agevolare l'utilizzo da parte delle amministrazioni pubbliche, non è stata accompagnata da un adeguato apparato normativo secondario⁵⁹ di rango primario, lasciando spazio a un sistema che continua a oscillare tra soft law e prassi applicative disomogenee. In una prospettiva critico-costruttiva, la sottrazione dell'EPC dal paradigma dei PPP pone ulteriori interrogativi di coerenza sistemica con il diritto dell'Unione europea, che continua a interpretare l'EPC attraverso le lenti della cooperazione pubblico-privato.

In questo contesto, la riflessione giuridica deve concentrarsi su quale sia lo strumento contrattuale più idoneo per la stipula di un EPC nel quadro del D.Lgs. 36/2023. L'elemento discriminante è rappresentato dalla ripartizione del rischio operativo, la cui corretta allocazione costituisce il criterio fondamentale, non solo per la qualificazione giuridica del contratto, ma anche per la sua rilevanza contabile e finanziaria. Se nell'appalto il rischio economico grava principalmente sulla stazione appaltante, nella concessione il rischio operativo – come definito anche dalle linee guida Eurostat – viene trasferito al concessionario, che assume il rischio di costruzione, disponibilità e domanda.

Alla luce di ciò, il contratto EPC, nella misura in cui preveda un pagamento correlato alla performance, obblighi di risultato verificabili e una effettiva assunzione del rischio da parte della ESCo, si configura in modo coerente come una concessione di servizi, e in particolare come una concessione “calda”, nella classificazione

⁵⁸ Commissione Europea – CA EED, *Energy Performance Contracting Guidance*, 2019, cit. che qualifica l'EPC come contratto “performance-based” riconducibile al PPP qualora vi sia assunzione del rischio operativo da parte del privato e remunerazione legata ai risparmi energetici ottenuti.

⁵⁹ Cfr. Relazione illustrativa al D.Lgs. 31 marzo 2023, n. 36, in riferimento all'art. 200, laddove si evidenzia l'assenza di strumenti normativi di dettaglio e l'esplicito intento di favorire l'uso dell'EPC senza introdurre un apparato secondario vincolante, demandando l'attuazione a strumenti operativi e prassi interpretative.

generalmente adottata (tra opere calde, tiepide e fredde⁶⁰) in quanto dotata di una intrinseca capacità di generare reddito attraverso ricavi di utenza, in misura tale da ripagare i costi di investimento e di remunerare adeguatamente il capitale coinvolto nell'arco della vita della concessione (come accade solitamente nelle opere pubbliche autostradali).

Tale impostazione consente, oltre alla piena conformità ai principi europei, anche una possibile qualificazione off balance sheet ai fini del bilancio pubblico, in presenza di un'effettiva e documentata allocazione del rischio al partner privato.

In conclusione, sebbene la disciplina dell'EPC abbia compiuto importanti passi avanti, essa resta ancora priva di una cornice giuridica solida, coerente e vincolante. La sovrapposizione di fonti, la delega eccessiva alla soft law e la mancanza di norme legislative di dettaglio rendono il quadro normativo instabile e poco affidabile per le amministrazioni pubbliche. È pertanto urgente un intervento legislativo di rango primario, che assicuri una regolazione organica e sistemica degli EPC⁶¹, coerente con i principi europei e capace di offrire certezza giuridica, efficienza operativa e sostenibilità contabile. Solo così il contratto di rendimento energetico potrà realmente affermarsi come strumento chiave della transizione ecologica e dell'innovazione nel procurement pubblico.

⁶⁰ Sul punto si veda anche M.A. Cabiddu e altri, “Nuovo Codice dei Contratti Pubblici – Commentario ragionato D. Lgs. N. 36/2023”, Gruppo 24 ore, 2023 - Il Sole 24 ORE S.p.A. in merito agli artt. 174 e ss. del D. Lgs. N. 36/2023.

⁶¹ Cfr. Relazione illustrativa al D.Lgs. 36/2023, p. 7, ove si rileva l'obiettivo di superare il frazionamento normativo attraverso una razionalizzazione del sistema; tuttavia, tale finalità resta in parte disattesa per l'assenza di norme di dettaglio sugli EPC.

PARTE II

IPOTESI E SCENARI APPLICATIVI DEGLI ISTITUTI DELLA CER E DELL'AUTOCONSUMO

I. Inquadramento generale della disciplina delle CER e le differenze con l'autoconsumo

I.1 Il quadro europeo: RED II e IEM

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) si configurano come entità giuridiche autonome, prive di finalità lucrative, fondate sulla partecipazione libera e volontaria di cittadini, enti locali, piccole e medie imprese e altri attori territoriali. Il loro obiettivo principale è quello di produrre, consumare, immagazzinare, condividere e vendere energia da fonti rinnovabili, generando ricadute ambientali, economiche e sociali positive a livello locale.

La disciplina delle CER affonda le sue radici normative nella Direttiva (UE) 2018/2001 (c.d. RED II)⁶² e nella Direttiva (UE) 2019/944 (c.d. IEM)⁶³, che ne delineano i principi generali. In particolare, l'articolo 22 della RED II stabilisce che tali comunità debbano essere controllate da soci o membri situati in prossimità degli impianti di produzione (ad esempio fotovoltaici, eolici, a biomassa o piccoli impianti idroelettrici)⁶⁴, così da garantire un legame diretto con il territorio e promuovere benefici concreti in ambito ambientale, economico e sociale.

Il requisito della prossimità territoriale è volto a favorire il radicamento della comunità energetica nel tessuto locale, responsabilizzando i membri nella gestione dell'energia prodotta e assicurando un maggiore controllo sull'impatto ambientale. Inoltre, tale criterio permette di ridurre le perdite di rete e aumentare l'efficienza dei flussi energetici, contribuendo in modo significativo alla sostenibilità complessiva del progetto. La presenza fisica dei membri nelle vicinanze degli impianti favorisce, altresì, una più diretta percezione dei benefici generati, rafforzando il senso di

⁶² Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II). Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, L 328/82, disponibile al link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>

⁶³ Direttiva (UE) 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica (IEM). Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, L 158/125, disponibile al link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>

⁶⁴ Direttiva (UE) 2018/2001, art. 2, punto 16 e art. 22, comma 2, cit.

appartenenza e l'efficacia redistributiva della transizione energetica. Le CER, secondo le disposizioni comunitarie, devono infine operare secondo principi di trasparenza, apertura e non discriminazione.

Gli elementi essenziali di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) possono essere riassunti nei seguenti punti fondamentali:

- **Natura giuridica autonoma:** la CER agisce come soggetto giuridico distinto rispetto ai suoi membri, con autonomia patrimoniale e responsabilità limitata. Ad esempio, una CER costituita in forma cooperativa può stipulare contratti di fornitura di energia, acquisire beni e assumere obbligazioni in proprio, senza che i soci rispondano personalmente dei debiti della comunità.
- **Partecipazione aperta e volontaria:** chiunque, senza discriminazioni, può aderire alla comunità, nel rispetto dello statuto e degli obiettivi condivisi. Un Comune promotore può consentire a cittadini e piccole imprese locali di partecipare liberamente, contribuendo alla produzione e al consumo collettivo di energia rinnovabile.
- **Controllo effettivo dei membri:** i soci devono poter incidere sulle decisioni strategiche della CER, mediante strumenti democratici. In una CER costituita da cittadini e un ente pubblico, le scelte sull'installazione di nuovi impianti o sull'uso dei benefici economici devono essere deliberate con il coinvolgimento diretto dell'assemblea dei membri.
- **Localizzazione geografica in prossimità degli impianti:** la prossimità fisica tra i membri e gli impianti di produzione è una condizione prevista dalla normativa europea per assicurare benefici diretti sul territorio e garantire la coerenza ambientale e sociale del progetto⁶⁵.
- **Finalità di beneficio locale:** le CER devono generare vantaggi ambientali (riduzione delle emissioni, miglioramento della qualità dell'aria), economici (risparmio in bolletta, valorizzazione dell'energia prodotta), e sociali (lotta alla povertà energetica, rafforzamento della coesione comunitaria). Ad esempio, parte dei ricavi può essere destinata al miglioramento dell'efficienza degli edifici pubblici o a supportare le famiglie vulnerabili.

⁶⁵ *Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II)*, art. 22. Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, L 328/82, cit.

Lo scopo delle CER è, quindi, quello di favorire una transizione energetica equa e sostenibile, promuovendo la produzione diffusa di energia rinnovabile e l'inclusione dei soggetti locali nei processi decisionali.

I principali strumenti giuridico-operativi per la costituzione di una CER comprendono:

- la costituzione in forma di cooperative, associazioni riconosciute o altri soggetti senza fini di lucro;
- l'installazione di impianti FER connessi a una rete di distribuzione locale;
- l'accesso a misure incentivanti, come tariffe premio, agevolazioni fiscali e finanziamenti PNRR;
- l'adozione di uno statuto che garantisca il governo democratico, la trasparenza decisionale e la finalità collettiva dell'iniziativa.

Il legislatore europeo intende così promuovere modelli di governance energetica che privilegino l'empowerment delle comunità locali, piuttosto che la mera ricerca del profitto.

Alla luce delle caratteristiche esposte, le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano una concreta attuazione del principio di “*cittadinanza energetica*”⁶⁶ e di democratizzazione dell'energia, in piena coerenza con gli obiettivi ambientali, economici e sociali promossi dall'Unione Europea.

1.2 Il quadro italiano: prime implementazioni e recepimento

In Italia, la disciplina delle CER è stata introdotta in via sperimentale dall'art. 42-bis del Decreto-Legge 30 dicembre 2019, n. 162 (c.d. *Milleproroghe*), convertito con modificazioni dalla L. 8/2020. Tale disposizione ha consentito, ancor prima del recepimento formale della direttiva RED II, la costituzione delle prime configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. Gli elementi fondamentali previsti includevano: l'impiego di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza fino a 200 kW, la condivisione dell'energia prodotta attraverso la rete di distribuzione esistente e la possibilità di partecipazione da parte di cittadini,

⁶⁶ N. Magnani, (a cura di) – *Transizione energetica e partecipazione della società civile* – Università di Trento, 2023 p. 31. Disponibile al link: <https://iris.univr.it/retrieve/b512d9c6-da5a-44df-8aa5-96249410cbbf/%282023%29%20Magnani%2C%20Vittori%2C%20De%20Vita%20%28volume%20completo%29.pdf> consultabile sino al 07/05/2025.

PMI, enti locali e autorità pubbliche. L'accento posto sui nuovi impianti rispondeva all'obiettivo della normativa europea, volta a incentivare la realizzazione di nuova capacità rinnovabile detenuta e gestita dalle comunità locali.

Questa fase sperimentale ha dato avvio ai primi progetti pilota, promossi prevalentemente da Comuni e cooperative, grazie anche agli incentivi economici stabiliti dalla Delibera ARERA 318/2020/R/eel10⁶⁷ e dal Decreto MISE 16 settembre 2020⁶⁸.

Tuttavia, nel corso dei primi progetti pilota, sono emerse diverse criticità applicative: complessità burocratica nelle procedure autorizzative, difficoltà nell'assicurare un controllo effettivamente democratico da parte dei membri della comunità e incertezze sul piano fiscale e amministrativo.

Il quadro normativo è stato successivamente consolidato con il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che ha recepito in modo organico la Direttiva RED II, stabilendo un regime giuridico stabile per l'autoconsumo collettivo e le CER.

In particolare:

- l'art. 8 del D.Lgs. 199/2021 disciplina la condivisione di energia da fonti rinnovabili tramite rete pubblica, stabilendo che gli impianti debbano avere una potenza inferiore a 1 MW e risultare collegati alla medesima cabina primaria all'interno della quale devono avvenire i consumi dell'energia condivisa;
- il sistema di incentivazione, previsto già nella fase sperimentale e confermato successivamente, si basa su una tariffa premio sull'energia condivisa, erogata dal GSE, come previsto dalla Delibera ARERA 318/2020/R/eel e dal Decreto MISE 16 settembre 2020.

Per accedere agli incentivi, gli impianti devono rispettare specifici requisiti tecnici e procedurali, stabiliti dalle regole operative del GSE.

Nella fase sperimentale, tali requisiti comprendono una potenza nominale complessiva non superiore a 200 kW, il collegamento degli impianti alla rete di bassa

⁶⁷ ARERA, *Delibera 318/2020/R/eel – Regolazione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo collettivo*, disponibile al link: <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm> consultabile sino al 07/05/2025.

⁶⁸ Ministero dello Sviluppo Economico – *Decreto 16 settembre 2020 – Modalità attuative per l'incentivazione dell'energia condivisa*. Gazzetta Ufficiale n. 259 del 19 ottobre 2020, disponibile al link: <https://www.mimit.gov.it/it/normativa/decreti-ministeriali/decreto-ministeriale-16-settembre-2020-individuazione-della-tariffa-incentivante-per-la-remunerazione-degli-impianti-a-fonti-rinnovabili-inseriti-nelle-configurazioni-sperimentali-di-autoconsumo-collettivo-e-comunita-energetiche-rinnovabili> consultabile sino al 07/05/2025.

tensione e la localizzazione dei membri della configurazione sotto la stessa cabina secondaria di trasformazione. Il rispetto del criterio della cabina secondaria è fondamentale per garantire la prossimità territoriale dei consumi rispetto alla produzione e per assicurare la tracciabilità dei flussi energetici ai fini della valorizzazione dell'energia condivisa.

La procedura di accesso agli incentivi prevede la registrazione della configurazione sul portale del GSE, attraverso il sistema informatico denominato "*Portalettere CER*". È necessario allegare la documentazione tecnica dell'impianto, i dati anagrafici e fiscali dei partecipanti, lo schema unifilare della rete e la sottoscrizione di un contratto di gestione, che regola i rapporti tra GSE e configurazione.

Solo a seguito della validazione da parte del GSE, e in presenza dei requisiti richiesti, è possibile accedere alla tariffa premio prevista per l'energia autoconsumata virtualmente. Tali meccanismi si basano su un modello di misurazione oraria dei consumi e della produzione, tramite misuratori teleletti installati dai distributori locali, in conformità ai protocolli tecnici ARERA e alle regole del TIDE⁶⁹ *Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico* (precedentemente TIS *Testo Integrato del Sistema Elettrico*).

A livello operativo si evidenzia sin da subito una discrepanza: la soglia massima di 1 MW prevista dall'art. 8 del D.Lgs. 199/2021 e il limite di 200 kW fissato dal GSE per l'accesso agli incentivi nella fase sperimentale rappresentano una criticità normativa e applicativa significativa. Tale disallineamento è stato aggravato dall'assenza, per un lungo periodo, del decreto attuativo previsto dallo stesso D.Lgs. 199/2021, che è arrivato solo con il Decreto Ministeriale del 7 febbraio 2024. In mancanza di tale provvedimento, è rimasto in vigore il regime transitorio legato al "Milleproroghe", con i relativi limiti incentivanti, generando incertezza tra gli operatori e ostacolando lo sviluppo di configurazioni più evolute.

Infatti, numerose configurazioni di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) che, pur rientrando nella soglia normativa massima di potenza per la condivisione dell'energia, superano la soglia incentivabile dei 200 kW, si trovano escluse dal regime

⁶⁹ ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2009). *Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)*. Deliberazione ARG/elt 107/09. Recuperato da <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/09/TIS.pdf> ARERA+9Trilance+9 Da ultimo aggiornato con la delibera ARERA 345/2023/R/eel – ultima formulazione: <https://www.arera.it/area-operatori/produzione-tide>

premiale. Ciò rischia di frenare lo sviluppo di CER più ambiziose e strutturate, potenzialmente più efficienti e con maggiore impatto ambientale e sociale, limitando l'efficacia dello strumento proprio laddove potrebbe apportare maggiori benefici. Tale incoerenza tra il limite tecnico e quello economico è stata evidenziata anche da RSE e da diversi studi settoriali⁷⁰, che segnalano la necessità di un aggiornamento del sistema incentivante con il fine di adeguarlo al quadro normativo vigente del D.Lgs. 199/2021⁷¹.

Nonostante tale limite, le CER italiane si sono comunque dimostrate capaci di svilupparsi tanto in contesti rurali quanto urbani, favorendo la partecipazione attiva di Comuni, cittadini e piccole e medie imprese nella produzione e condivisione di energia da fonti rinnovabili.

In questo quadro si inserisce anche la disciplina dell'autoconsumo, che costituisce una configurazione parallela ma distinta rispetto alle CER.

L'autoconsumo consiste nell'utilizzo diretto, da parte dei soggetti produttori, dell'energia elettrica generata da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Può attuarsi in forma individuale — come nel caso del proprietario di un impianto fotovoltaico installato sul tetto della propria abitazione — o in forma collettiva, quando più utenti condividono produzione e consumo dell'energia.

La disciplina europea di riferimento è contenuta nell'art. 21 della Direttiva RED II, recepita nell'ordinamento nazionale dagli articoli 30 e 31 del D.Lgs. 199/2021.

Gli elementi essenziali dell'autoconsumo comprendono:

- la coincidenza soggettiva tra il produttore e il consumatore dell'energia;
- l'origine rinnovabile della produzione;
- l'utilizzo prevalente dell'energia per soddisfare il proprio fabbisogno;
- la possibilità di usufruire di sistemi di accumulo o di valorizzazione dell'energia non immediatamente consumata.

Dal punto di vista operativo, l'autoconsumo richiede:

- l'installazione di impianti (fotovoltaici, eolici, idroelettrici o cogenerativi ad alta efficienza);
- la realizzazione su immobili o terreni nella disponibilità del consumatore;

⁷⁰ L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello – *COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, 2022, FrancoAngeli s.r.l.

⁷¹ Politecnico di Milano, Università di Trento, LEAP by PoliMI - *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*, 2024, Milano.

- la connessione alla rete elettrica, eventualmente con accesso ai servizi di scambio sul posto o ritiro dedicato, come disciplinato dal GSE⁷².

A livello di supporto economico, il legislatore ha previsto:

- una tariffa premio sull'energia autoconsumata e condivisa;
- la possibilità di partecipare a configurazioni di autoconsumo collettivo tramite rete pubblica in bassa tensione;

La rete necessaria alla configurazione può essere realizzata mediante:

- infrastrutture elettriche esistenti (per l'autoconsumo collettivo);
- connessioni dirette private (per l'autoconsumo individuale);
- condivisione in ambito di cabina secondaria, come previsto dalle regole operative del GSE e dai provvedimenti dell'ARERA.

1.3 Differenze strutturali tra CER e autoconsumo

Autoconsumo e Comunità Energetiche Rinnovabili presentano profonde differenze giuridiche e funzionali, che si riflettono sulle rispettive finalità, configurazioni tecniche e soggetti coinvolti:

Aspetto	Autoconsumo individuale/collettivo	Comunità Energetica Rinnovabile (CER)
Finalità	Riduzione del costo energetico	Benefici ambientali, sociali, economici
Partecipazione	Individuale o tra condomini	Aperta, volontaria, controllo locale
Normativa	RED II art. 21, D. Lgs. 199/2021	RED II art. 22, D. Lgs. 199/2021
Incentivi ⁷³	Tariffa autoconsumo	Tariffa CER, più alta
Configurazione	Limitata a un edificio o a rete interna e cabina secondaria	Estesa a livello di cabina primaria

L'autoconsumo, sia in forma individuale che collettiva, è finalizzato principalmente alla riduzione del costo energetico per il singolo soggetto o per un gruppo ristretto, come un condominio. Esso trova fondamento giuridico nell'articolo 21 della Direttiva RED II e nel diritto interno attraverso il D.Lgs. 199/2021. I soggetti che praticano l'autoconsumo installano impianti (tipicamente fotovoltaici o eolici) e

⁷² GSE – *Regole operative per l'accesso agli incentivi per autoconsumo collettivo e CER*. Disponibile al link: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/NORMATIVE/DM%20FER%202019%20Regolamento%20Operativo%20per%20l%20Accesso%20agli%20incentivi%20con%20Allegati.pdf consultabile sino al 10/05/2025.

⁷³ Ministero dello Sviluppo Economico. (2020). *Decreto 16 settembre 2020 – Modalità attuative per l'incentivazione dell'energia condivisa*, cit.

utilizzano direttamente l'energia prodotta, riducendo così il prelievo dalla rete e i relativi costi. Gli incentivi, disciplinati anche dal Decreto MISE 16 settembre 2020, consistono nel riconoscimento di una tariffa sull'energia autoconsumata, a cui si aggiungono strumenti come il servizio di scambio sul posto o il ritiro dedicato⁷⁴.

Le configurazioni di autoconsumo si basano generalmente sull'utilizzo della rete interna di un edificio o, in caso di autoconsumo collettivo, di una rete pubblica limitata a una cabina secondaria, come previsto dalle regole operative del GSE⁷⁵. La produzione deve essere prioritariamente destinata al fabbisogno energetico dei partecipanti e può essere supportata da sistemi di accumulo.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), invece, perseguono finalità più ampie: non solo economiche, ma anche ambientali e sociali, secondo quanto previsto dall'articolo 22 della Direttiva RED II e dal relativo recepimento nazionale operato con il D.Lgs. 199/2021. Le CER promuovono la partecipazione aperta e volontaria, sono basate sul controllo locale e operano senza finalità lucrative. Esse incentivano la produzione e la condivisione di energia rinnovabile su scala più ampia, tipicamente collegata a una cabina primaria di trasformazione, coinvolgendo cittadini, PMI ed enti locali.

Tuttavia, affinché il modello sia efficace e sostenibile, è fondamentale che la generazione dell'incentivo sia strettamente correlata alle finalità d'uso della comunità stessa. In altri termini, la creazione di una CER dovrebbe rispondere a bisogni concreti del territorio o della collettività, come la riduzione della povertà energetica, il contenimento dei costi per le utenze pubbliche, il miglioramento della resilienza energetica locale o la promozione di coesione sociale. Chiarire perché si intende costituire una CER, e quali benefici si vogliono generare per i partecipanti e per il contesto di riferimento, rappresenta un passaggio essenziale per orientare correttamente la progettazione, l'allocazione delle risorse e l'effettivo impiego degli incentivi.

Nella fase transitoria, gli incentivi previsti per le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) risultavano, nella maggior parte dei casi, più elevati rispetto a quelli riconosciuti per l'autoconsumo individuale o collettivo, in ragione della maggiore complessità organizzativa e del valore aggiunto delle CER in termini ambientali,

⁷⁴ Agenzia delle Entrate. (2023). *Guida al Superbonus 110%*, disponibile al link: <https://www.agenziaentrate.gov.it>, consultabile sino al 07/05/2025.

⁷⁵ GSE – *Regole operative per l'accesso agli incentivi per autoconsumo collettivo e CER*, 2023 cit.

sociali ed economici. Tuttavia, con l'adozione del DM 414/2024, il sistema incentivante è stato armonizzato per tutte le configurazioni di autoconsumo diffuso (CACER), comprese le CER, prevedendo un incentivo base unico a prescindere dalla tipologia di configurazione. L'unica differenziazione attualmente prevista consiste in una maggiorazione specifica per impianti fotovoltaici ubicati nelle regioni del Centro e Nord Italia, al fine di compensare le minori ore di irraggiamento solare rispetto al Sud.

Nonostante la parificazione degli incentivi, le CER continuano a rappresentare un modello con ricadute potenzialmente più ampie: non si limitano alla riduzione dei costi energetici, ma promuovono modelli di governance partecipata, inclusione sociale, educazione energetica e contrasto alla povertà energetica⁷⁶, contribuendo allo sviluppo sostenibile del territorio.

Il sistema incentivante premia l'energia condivisa all'interno della comunità e varia in funzione della quota di autoconsumo virtuale realizzata. La condivisione dell'energia, e non solo la produzione individuale, costituisce il presupposto dell'erogazione della tariffa premio, il cui importo cresce in modo proporzionale alla capacità della CER di massimizzare i benefici collettivi⁷⁷.

In sintesi, mentre l'autoconsumo si configura come uno strumento orientato alla riduzione dei costi energetici individuali, le Comunità Energetiche perseguono l'obiettivo più ampio della sostenibilità integrata. Esse rappresentano un'evoluzione del paradigma tradizionale del consumatore, trasformandolo in un "prosumer" — produttore-consumatore — attivo, consapevole e coinvolto nelle scelte energetiche locali⁷⁸. Questo ruolo assume un valore centrale nella strategia europea della transizione energetica giusta, promossa dalla RED II e dagli strumenti attuativi nazionali.

1.4 Prime applicazioni pratiche e modelli emergenti

Le prime applicazioni pratiche delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e i modelli organizzativi emersi in ambito nazionale sono stati oggetto di numerosi studi

⁷⁶ L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello – *COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, cit.

⁷⁷ Politecnico di Milano, Università di Trento, LEAP by PoliMI - *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*, cit.

⁷⁸ Politecnico di Milano – Università di Trento – LEAP, *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*, p. 35, cit.

interdisciplinari condotti da istituzioni accademiche, enti di ricerca e osservatori specializzati. Tali studi hanno analizzato con approccio sistemico l'evoluzione concreta delle CER in Italia, evidenziando da un lato i punti di forza e le potenzialità insite in questo strumento di governance energetica territoriale, dall'altro le criticità applicative e le problematiche tecniche, normative e organizzative emerse nella prassi.

L'analisi che segue si propone di offrire una rassegna ragionata e comparata dei principali elementi ricorrenti o problematici riscontrati nella fase di implementazione sperimentale delle CER, con particolare attenzione a sei dimensioni centrali:

1. i soggetti coinvolti, pubblici e privati, e i relativi ruoli operativi;
2. i modelli ritenuti più efficaci, sulla base di una valutazione comparativa degli esiti e delle condizioni di contesto;
3. le criticità emerse nei diversi studi di settore;
4. i modelli societari ipotizzati o adottati per la costituzione giuridica delle CER;
5. le configurazioni organizzative proposte e quelle concretamente applicate;
6. le questioni tecniche connesse all'infrastruttura di rete, in particolare alla gestione delle cabine primarie e al reperimento dei dati di misura energetica.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) nascono, sin dalla loro concezione europea, come soggetti giuridici complessi, tanto nella composizione quanto nelle finalità. La partecipazione congiunta di attori pubblici e privati implica la necessità di definire regole condivise di funzionamento, governance e distribuzione dei benefici, rendendo indispensabile un approccio consapevole alla gestione delle diverse istanze. Questa complessità non è un limite, ma un elemento caratterizzante del modello, che deve essere affrontato e governato nel modo più corretto possibile.

Uno degli elementi distintivi delle CER è rappresentato proprio dalla composizione aperta, plurale e multistakeholder dei soggetti coinvolti. La Direttiva RED II e, successivamente, la RED III, hanno imposto ai legislatori nazionali e regionali l'obbligo di garantire una partecipazione volontaria, non discriminatoria e inclusiva dei membri della comunità, nel rispetto del principio di apertura (c.d. "*porta aperta*"). In attuazione di tali principi, le CER si configurano come entità collettive che possono includere al loro interno soggetti pubblici, privati, profit e non profit,

accomunati dall'obiettivo di produrre, condividere e consumare localmente energia da fonti rinnovabili, secondo criteri di sostenibilità e beneficio condiviso.

Un'analisi dettagliata dei soggetti effettivamente coinvolti nella prima fase di sperimentazione in Italia è fornita dallo studio *Community Energy Map* (2021), che rileva una notevole varietà di configurazioni locali. In particolare, le CER già costituite o in fase di costituzione hanno coinvolto: cittadini (sia come consumatori che come prosumer), pubbliche amministrazioni locali (soprattutto Comuni), PMI, microimprese e artigiani, nonché, in alcuni casi, soggetti terzi privati operanti nel settore energetico o tecnologico. La ricerca ha anche evidenziato come il coinvolgimento della pubblica amministrazione rivesta un ruolo propulsivo, non solo in termini organizzativi, ma anche sotto il profilo della legittimazione e della garanzia di equità dell'iniziativa.

Nelle esperienze più avanzate, si è riscontrato che la composizione eterogenea della comunità, anziché rappresentare un ostacolo, costituisce un fattore di forza, purché siano adottati modelli di governance inclusivi e strumenti di partecipazione ben strutturati⁷⁹. Ciò consente di integrare interessi diversi e, allo stesso tempo, promuovere la coesione sociale e l'efficienza energetica. Alcune configurazioni hanno previsto la presenza di soggetti esterni, come fornitori di tecnologia o sviluppatori di impianti, i quali – pur non partecipando direttamente alla CER – ne supportano lo sviluppo mediante contratti di servizio o partenariati tecnico-finanziari.

Successivamente, anche la dottrina ha confermato la necessità di garantire una apertura sostanziale alla partecipazione, ma al contempo ha posto l'attenzione sui rischi derivanti dalla presenza di soggetti dominanti. La normativa europea, infatti, impone che le CER non siano controllate, né direttamente né indirettamente, da operatori del settore energetico di grandi dimensioni, al fine di evitare che queste comunità si trasformino in strumenti di concentrazione di potere o elusione regolatoria⁸⁰. È quindi essenziale, in sede statutaria, prevedere regole volte a limitare le posizioni dominanti e ad assicurare la parità di accesso per nuovi membri.

È stato inoltre rilevato che la pluralità di soggetti potenzialmente coinvolgibili rende particolarmente importante la distinzione tra membri attivi (che partecipano alla produzione e/o al consumo) e membri passivi o promotori (es. enti pubblici,

⁷⁹ L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello, *Community Energy Map*, 2021, cit.

⁸⁰ Nocera I.L., Dealessi F., Lanciani A., *Comunità Energetiche Rinnovabili. Alcuni profili problematici*, GIURETA, 2024.

fondazioni, enti religiosi), i quali possono favorire la nascita della CER senza necessariamente essere fruitori diretti dell'energia. Tale distinzione è rilevante anche ai fini della definizione dei diritti e degli obblighi interni, nonché della ripartizione dei benefici economici e sociali⁸¹.

La letteratura più recente ha introdotto un ulteriore elemento di riflessione, evidenziando l'importanza di garantire una diversificazione funzionale tra i soggetti partecipanti, in modo da favorire il bilanciamento energetico interno alla comunità. Secondo lo studio congiunto condotto nel 2024 dal Politecnico di Milano, dall'Università di Trento e da LEAP, la presenza di utenti con profili di consumo eterogenei (utenze domestiche, imprese, condomini, impianti sportivi, uffici pubblici) costituisce un fattore chiave per aumentare l'efficienza complessiva della CER, in quanto consente di ottimizzare la quota di energia autoconsumata e ridurre le eccedenze⁸². Questa configurazione, definita "biodiversità degli utenti", consente non solo di massimizzare i benefici energetici ed economici, ma anche di valorizzare la funzione sociale e inclusiva delle comunità.

1.5 I modelli giuridici ritenuti più efficaci per la realizzazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili

L'efficacia di un modello di Comunità Energetica Rinnovabile (CER) si misura non solo sulla base della capacità di garantire la condivisione dell'energia prodotta, ma anche rispetto alla solidità giuridico-organizzativa dell'ente, all'inclusività della governance, alla sostenibilità economica e alla replicabilità su scala territoriale. Le esperienze maturate negli ultimi anni, pur eterogenee tra loro, hanno contribuito a individuare alcune configurazioni organizzative e strategiche ritenute maggiormente rispondenti agli obiettivi delineati dalla normativa nazionale ed europea.

Un primo contributo decisivo in tal senso proviene dal *Community Energy Map* (2021), che ha classificato i modelli in tre cluster teorico-operativi. Tra questi, è stato ritenuto particolarmente efficace il modello "Public Lead", che prevede una forte leadership da parte della pubblica amministrazione (in particolare dei Comuni), la quale promuove la costituzione della comunità, coordina i soggetti coinvolti e

⁸¹ Brambilla P., *Le comunità energetiche e la sagacia di Pirandello*, *Rivista Giuridica AmbienteDiritto.it* - ISSN 1974 - 9562 - Anno XXIV - Fascicolo n. 1/2024 disponibile al link: https://www.ambientediritto.it/wp-content/uploads/2024/02/LE-COMUNITA-ENERGETICHE-E-LA-SAGACIA-DI-PIRANDELLO_Brambilla.pdf consultabile sino al 07/05/2025.

⁸² Politecnico di Milano – Università di Trento – LEAP, *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*,

garantisce un orientamento dell'iniziativa verso finalità collettive, di sviluppo locale e coesione sociale. Tale approccio risulta particolarmente adatto a progetti dimostrativi e a contesti nei quali il tessuto associativo o imprenditoriale locale non è sufficientemente sviluppato.

Altrettanto rilevante, in contesti con forte partecipazione dal basso, è il modello “Pluralista”, fondato su una governance orizzontale e inclusiva, in cui l'iniziativa nasce spontaneamente da coalizioni di cittadini, imprese locali e associazioni. Questo modello favorisce un'elevata responsabilizzazione dei membri e una maggiore capacità di adattamento alle esigenze territoriali. Tuttavia, in assenza di strumenti di regolazione interna adeguati, può risultare più fragile sul piano della sostenibilità organizzativa e della gestione operativa⁸³.

Il modello “Community Energy Builders”, infine, è ritenuto efficace nei casi in cui manchino competenze tecniche e gestionali interne alla comunità. In questa configurazione, soggetti professionali specializzati (come ESCo, cooperative tecnologiche, società benefit) offrono soluzioni “chiavi in mano”, curando la progettazione, la realizzazione e la gestione dell'impianto e della comunità. Sebbene questo modello garantisca efficienza e scalabilità, la sua efficacia dipende dalla capacità di integrare nel processo decisionale anche i membri della comunità, evitando dinamiche di delega passiva.

Studi successivi hanno sottolineato che non esiste un modello universalmente valido, ma che l'efficacia dipende dalla coerenza tra forma giuridica, modello organizzativo e contesto socio-territoriale. Particolare rilievo è stato attribuito ai modelli che prevedono forme di partecipazione differenziata, in grado di attribuire maggior peso decisionale ad alcuni soggetti strategici (come gli enti pubblici locali) o di riservare tutele specifiche a soggetti vulnerabili, in linea con il principio di equità e con quanto previsto dalla Direttiva RED II⁸⁴.

Tra le proposte più articolate, è emersa quella della fondazione di partecipazione⁸⁵, ritenuta efficace per garantire un equilibrio tra stabilità patrimoniale e apertura alla

⁸³ RSE, *Community Energy Map*, 2021, cit.

⁸⁴ Nocera I.L., Dealessi F., Lanciani A., *Comunità Energetiche Rinnovabili. Alcuni profili problematici*, cit.

⁸⁵ Si tratta di una figura atipica di fondazione, emersa nella prassi e riconosciuta dalla giurisprudenza e dalla dottrina amministrativistica e civilistica, che unisce elementi tipici della fondazione (come la patrimonializzazione di uno scopo) con tratti propri delle associazioni (in particolare, la partecipazione attiva di una pluralità di soggetti). Dal punto di vista strutturale, la fondazione di partecipazione è un ente dotato di personalità giuridica, costituito attraverso un atto unilaterale di fondazione (da parte di un soggetto promotore) al quale può seguire l'adesione successiva di altri soggetti pubblici o privati. I partecipanti contribuiscono, economicamente o funzionalmente, alla realizzazione dello scopo statutario, che deve essere non lucrativo e di interesse generale. L'organo deliberante è solitamente un consiglio di amministrazione o comitato direttivo, nel quale siedono rappresentanti del fondatore e

partecipazione. Questo modello, pur meno diffuso nella prassi, è considerato particolarmente idoneo nei casi in cui l'iniziativa sia promossa da enti pubblici o da soggetti filantropici, in quanto consente di tutelare l'interesse generale attraverso strumenti giuridici flessibili ma solidi⁸⁶.

Infine, come già esplicitato in precedenza, le esperienze più recenti hanno mostrato che l'efficacia di una CER non dipende esclusivamente dalla sua forma giuridica o dall'assetto decisionale, ma anche dalla composizione interna in termini di diversità dei profili di consumo. Secondo la ricerca condotta dal Politecnico di Milano, Università di Trento e LEAP, i modelli più efficaci sono quelli che integrano membri con consumi differenziati nel tempo e per intensità (es. famiglie, imprese, impianti sportivi, uffici pubblici). Tale configurazione – definita biodiversità degli utenti – consente di ottimizzare il tasso di autoconsumo collettivo e ridurre le eccedenze, migliorando l'efficienza tecnico-economica della comunità⁸⁷.

In sintesi, i modelli ritenuti più efficaci sono quelli che riescono a combinare:

- solidità giuridica e regolativa;
- governance trasparente e inclusiva, anche differenziata;
- supporto tecnico-professionale, ove necessario;
- diversificazione dei consumi tra i membri;
- compatibilità con i principi euro-unitari, in particolare non discriminazione, partecipazione volontaria e finalità non lucrativa.

Le forme giuridiche delle Comunità Energetiche Rinnovabili

Alla luce della pluralità dei modelli organizzativi delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), un elemento dirimente per il successo dell'iniziativa è la scelta della forma giuridica. Tale scelta deve garantire flessibilità operativa, trasparenza decisionale e conformità ai vincoli normativi – in particolare quelli derivanti dal

dei partecipanti, in base a criteri di rappresentatività e peso contributivo. La partecipazione può essere articolata in categorie (es. fondatori, aderenti, sostenitori), secondo quanto previsto dallo statuto.

Questa forma giuridica consente una governance aperta ma strutturata, conforme al principio di “porta aperta” previsto dall'art. 22 della Direttiva RED II, e assicura al tempo stesso stabilità patrimoniale, essenziale per la realizzazione di progetti infrastrutturali complessi, come quelli energetici. È pertanto particolarmente indicata in presenza di comunità eterogenee, con soggetti pubblici, privati, imprese sociali, enti del terzo settore e cittadini organizzati, che intendano condividere obiettivi energetici e sociali comuni all'interno di un ente stabile e trasparente.

⁸⁶ Ruggeri L., *Comunità energetiche e modelli giuridici: l'importanza di una lettura euro-unitaria*, 2024 - Actualidad Jurídica Iberoamericana N° 20, febrero 2024, ISSN: 2386-4567, pp. 1222-1245 - disponibile al link: https://revista-aji.com/wp-content/uploads/2024/02/AJI20_Art_39.pdf consultabile sino al 07/05/2025.

⁸⁷ Politecnico di Milano – Università di Trento – LEAP, *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*, cit.

D.Lgs. 199/2021, dalla Direttiva RED II e dalla disciplina delle partecipazioni pubbliche di cui al D.Lgs. 175/2016.

Tra le forme più diffuse nella prassi italiana si annoverano:

- Associazione non riconosciuta: è la forma più snella e flessibile, adatta in particolare per CER promosse “dal basso” da cittadini, PMI e terzo settore. I costi di costituzione sono minimi, ma l’assenza di personalità giuridica comporta l’illimitata responsabilità patrimoniale degli amministratori e l’assenza di un patrimonio autonomo, con potenziali ricadute critiche in caso di contenziosi o investimenti rilevanti.
- Associazione riconosciuta: consente di ottenere personalità giuridica mediante iscrizione al Registro Unico Nazionale del Terzo Settore (RUNTS), offrendo maggiore stabilità patrimoniale e responsabilità limitata. Tuttavia, comporta maggiori oneri formali e amministrativi, non sempre sostenibili da iniziative di piccole dimensioni.
- Cooperativa: risulta idonea nei casi in cui si voglia affiancare alla condivisione energetica anche una gestione mutualistica di servizi (es. acquisto di energia, manutenzione impianti, formazione). La cooperativa garantisce democrazia interna (una testa, un voto), ma può risultare meno attrattiva per enti pubblici, a causa della sua natura imprenditoriale e delle regole fiscali a essa connesse.
- Fondazione di partecipazione: rappresenta un modello innovativo e sempre più discusso in dottrina per le CER promosse da enti pubblici. Consente di coniugare stabilità patrimoniale, funzione pubblica e partecipazione privata, grazie a una governance flessibile e multilivello. È particolarmente adatta quando vi siano soggetti istituzionali interessati a mantenere un ruolo stabile nel tempo senza scopi di lucro, compatibilmente con quanto previsto dal D.Lgs. 175/2016 e con la giurisprudenza contabile in materia di partecipazioni.

La dottrina sottolinea che non esiste una soluzione unica valida in ogni contesto: la forma giuridica più adeguata deve essere selezionata in funzione degli obiettivi perseguiti, dei soggetti coinvolti e delle risorse disponibili. In ogni caso, è fondamentale che la scelta assicuri trasparenza, inclusione, responsabilità e capacità di attrarre finanziamenti pubblici o privati nel rispetto del principio di non lucratività sancito a livello europeo.

1.6 Le principali criticità emerse nella realizzazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili

L'attuazione concreta delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) in Italia si confronta con una serie di criticità di natura normativa, organizzativa, tecnica e regolatoria, emerse con particolare evidenza sin dalle prime esperienze applicative. Tali problematiche non solo hanno rallentato la diffusione del modello, ma hanno anche evidenziato la necessità di un inquadramento giuridico più solido e coerente, capace di garantire effettività ai principi contenuti nella normativa europea.

Già nella fase iniziale, lo studio *Community Energy Map* (2021) aveva rilevato alcuni ostacoli rilevanti. In primo luogo, il vincolo tecnico rappresentato dalla necessità di delimitare la comunità sulla base della cabina di trasformazione MT/BT di riferimento, che limita l'estensione territoriale della CER e rende più complessa l'individuazione dei soggetti ammissibili. A ciò si aggiungono le difficoltà nell'ottenere, da parte dei soggetti promotori, i dati tecnici necessari (come la corrispondenza tra punti di connessione – POD – e le cabine secondarie⁸⁸), a causa della mancanza di procedure standardizzate e della scarsa collaborazione da parte dei gestori di rete. Anche i limiti di potenza massima degli impianti ammissibili (inizialmente fissati a 200 kW, poi innalzati a 1 MW) hanno costituito un vincolo significativo alla possibilità di sviluppare progetti di dimensioni adeguate e attrarre soggetti terzi.

Con l'evoluzione del quadro normativo e l'emersione di nuovi casi pratici, ulteriori criticità sono state rilevate in merito alla frammentazione della disciplina applicabile, dovuta alla coesistenza – spesso disordinata – di norme statali e regionali, cui si aggiunge la tendenza di autorità indipendenti (ARERA, GSE) a intervenire in supplenza, in assenza di un quadro normativo unitario e organico⁸⁹. Tale sovrapposizione ha determinato una diffusa incertezza giuridica, sia sul piano della definizione del perimetro operativo delle CER, sia sul riconoscimento del loro status giuridico e della legittimazione a ricevere incentivi.

Un ulteriore ambito problematico è quello relativo alla composizione soggettiva delle CER. L'ampia apertura della normativa europea ha consentito la partecipazione di una pluralità di soggetti (persone fisiche, PMI, enti pubblici, enti del terzo settore),

⁸⁸ L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello – *COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, cit. pag. 28.

⁸⁹ Brambilla P., *Le comunità energetiche e la sagacia di Pirandello*, cit.

ma ciò ha determinato, in pratica, una certa eterogeneità e disomogeneità nella composizione delle comunità, rendendo difficoltosa la gestione interna e l'equilibrio degli interessi rappresentati. È stato inoltre evidenziato come la mancanza di una definizione univoca di “comunità energetica” a livello interno abbia acuito la disomogeneità delle prassi applicative⁹⁰.

Dal punto di vista giuridico, si segnalano importanti questioni interpretative connesse alla titolazione degli incentivi: vi è divergenza tra l'orientamento dell'Agenzia delle Entrate⁹¹, secondo cui la CER agisce quale mandatario senza rappresentanza dei singoli membri, e l'interpretazione del Consiglio Nazionale del Notariato⁹², che tende a riconoscere alla CER stessa la titolarità degli incentivi⁹³. Tale ambiguità ha implicazioni rilevanti in termini di regime fiscale, poiché in caso di titolarità in capo alla CER quest'ultima diverrebbe soggetto attivo di imposte sui redditi e potenzialmente soggetta a IVA. Inoltre, la percezione diretta di incentivi da parte di una CER qualificata come impresa potrebbe comportare la configurabilità di un aiuto di Stato non notificato, con conseguente incompatibilità rispetto alla normativa europea⁹⁴.

A ciò si collega il tema della natura imprenditoriale delle CER. Sebbene la Direttiva RED II richieda l'assenza di finalità lucrative, è stato osservato che le CER possono svolgere attività di rilevanza economica, quali la vendita di energia in surplus o la fornitura di servizi aggiuntivi ai membri. Tali attività, se svolte in modo organizzato, abituale e continuativo, comportano l'applicazione delle regole civilistiche e fiscali tipiche delle imprese, inclusa l'iscrizione al Registro delle imprese, l'assoggettamento a obblighi contabili e tributari, e l'eventuale soggezione a

⁹⁰ Brambilla P., *Le comunità energetiche e la sagacia di Pirandello*, cit.

⁹¹ Risposta all'interpello n. 956-1284/2023 del 28 novembre 2023, disponibile su <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/normativa-e-prassi/risposte-agli-interpelli/interpelli> consultabile sino al 07/05/2025.

⁹² C.N.N., Studio n. 38-2024/i – *Le incentivate comunità energetiche rinnovabili e il loro atto costitutivo*, di E. CUSA, 27 marzo 2024 e disponibile al link: <https://notariato.it/wp-content/uploads/Studio38-2024lec.pdf>, consultabile sino al 07/05/2025.

⁹³ Il nodo sulla titolazione degli incentivi è centrale per la qualificazione giuridico-tributaria delle CER. Secondo l'Agenzia delle Entrate, la CER agisce come mandatario senza rappresentanza: percepisce formalmente gli incentivi, ma la titolarità resta in capo ai singoli membri. Questa interpretazione consente di evitare che la CER sia trattata come soggetto fiscalmente attivo, assoggettato a IVA o imposte sui redditi, e agevola la distribuzione dei benefici senza tassazione diretta. Al contrario, il Consiglio Nazionale del Notariato ritiene che la CER sia titolare autonoma degli incentivi, configurandola come soggetto economico beneficiario. In tal caso, gli incentivi sarebbero imputabili fiscalmente alla CER, con obblighi di dichiarazione, registrazione e, in taluni casi, versamento di imposte, oltre a potenziali effetti sulla configurabilità di aiuti di Stato. Se la CER svolge attività economica e beneficia di incentivi pubblici senza un regime notificato, può infatti sorgere una violazione dell'art. 107 TFUE.

⁹⁴ Nocera I.L., Dealessi F., Lanciani A., *Comunità Energetiche Rinnovabili. Alcuni profili problematici*, cit.

fallimento⁹⁵.

Questo comporta l'esigenza di una valutazione attenta nella fase di costituzione e gestione, per evitare che la CER assuma una natura non coerente con la disciplina speciale.

Non meno significative sono le criticità tecniche. Oltre ai limiti connessi alla configurazione fisica delle cabine primarie o secondarie, emerge in modo rilevante la difficoltà nella determinazione del corretto perimetro tecnico della comunità, soprattutto in presenza di configurazioni multi-cabina. In questi casi, l'individuazione dei punti di prelievo e produzione sottesi a ciascuna cabina primaria richiede l'accesso a informazioni tecniche detenute dai distributori di rete, non sempre rese disponibili in modo tempestivo, standardizzato e trasparente.

Alle problematiche già indicate si aggiunge una criticità ancor più rilevante sul piano economico e operativo: l'incertezza legata alle tempistiche tecniche di allaccio degli impianti, che spesso non sono prevedibili con sufficiente precisione e possono comportare ritardi significativi, da cui potrebbero derivare conseguenze negative sulla redditività attesa, minando la sostenibilità dei business plan e scoraggiando, di fatto, l'iniziativa, specie nei contesti più piccoli e/o economicamente fragili.

Ulteriori difficoltà derivano dalla reperibilità dei dati energetici. Il funzionamento della CER presuppone l'accesso a dati puntuali (curva di carico, consumi orari) e aggregati (totale energia condivisa), utili non solo per l'operatività interna ma anche per la rendicontazione verso il GSE. Tuttavia, tali dati sono disponibili solo tramite il Sistema Informativo Integrato (SII), gestito dall'Acquirente Unico, a cui l'accesso è consentito previa autorizzazione di ogni singolo membro, attraverso procedure burocratiche complesse e tempi di risposta non sempre compatibili con le esigenze operative della comunità.

Infine, si registra la mancanza di una piattaforma digitale nazionale, interoperabile e standardizzata per il monitoraggio dell'energia condivisa e la gestione dei dati. Attualmente, ogni comunità è costretta a dotarsi di strumenti proprietari o a ricorrere a soluzioni sviluppate da soggetti terzi, con evidenti limiti in termini di trasparenza, confrontabilità, replicabilità e sostenibilità economica. L'assenza di un'infrastruttura digitale pubblica uniforme rappresenta un ostacolo strutturale alla diffusione efficace e su larga scala del modello CER. Attualmente, le CER devono ricorrere a soluzioni

⁹⁵ Nocera I.L., Dealessi F., Lanciani A., *Comunità Energetiche Rinnovabili. Alcuni profili problematici*, cit.

tecnologiche eterogenee, spesso sviluppate da soggetti privati, che non garantiscono uniformità di accesso, continuità operativa e adeguata protezione dei dati. L'assenza di una piattaforma pubblica nazionale integrata, capace di interfacciarsi con il SII, il GSE e i sistemi interni delle CER, costituisce un limite significativo alla replicabilità del modello e alla riduzione dei costi transattivi.

In prospettiva euro-unitaria, sono stati inoltre segnalati ritardi nel recepimento e nell'attuazione interna della Direttiva RED II, nonché incertezze derivanti dalla transizione verso la RED III. Tali ritardi hanno favorito la proliferazione di iniziative regionali e locali non sempre coerenti con il quadro europeo, con il conseguente rischio di violazioni del principio di legalità euro-unitaria e potenziali contestazioni in materia di aiuti di Stato⁹⁶.

Infine, le esperienze più recenti confermano che le criticità già emerse non sono state del tutto superate. Persistono difficoltà operative nella determinazione del corretto perimetro tecnico della comunità (soprattutto in presenza di configurazioni multi-cabina), nella reperibilità dei dati aggregati e puntuali e nella standardizzazione delle procedure digitali di monitoraggio. Tali problemi, pur non insormontabili, richiedono investimenti significativi in infrastrutture tecnologiche e strumenti normativi di coordinamento interistituzionale⁹⁷.

Un'ulteriore criticità riguarda la bancabilità degli impianti di proprietà delle CER. Sebbene tale modello sia quello più coerente con l'impostazione normativa originaria, che valorizza l'"impianto collettivo" di "proprietà dei cittadini", in concreto gli istituti di credito faticano a inquadrare correttamente il rischio di credito, soprattutto in presenza di soggetti giuridici deboli o privi di storicità finanziaria. L'assenza di garanzie reali o patrimoniali rende difficile l'accesso al credito, anche in presenza di business plan sostenibili sul lungo periodo.

Oltre agli incentivi in conto capitale già previsti dal PNRR e dai fondi strutturali (FESR) gestiti dalle Regioni, si rende pertanto necessaria una riflessione sistemica sull'introduzione di strumenti di garanzia pubblica, volti a facilitare l'erogazione del credito e a sostenere la realizzazione di impianti effettivamente detenuti e gestiti dalle comunità locali.

⁹⁶ Ruggeri L., *Comunità energetiche e modelli giuridici: l'importanza di una lettura euro-unitaria*, cit.

⁹⁷ Politecnico di Milano – Università di Trento – LEAP, *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*, cit.

1.7 Considerazioni critiche

L'analisi comparativa delle principali ricerche condotte in Italia tra il 2021 e il 2024 ha messo in luce come il modello delle Comunità Energetiche Rinnovabili rappresenti una delle leve più promettenti per la transizione energetica in chiave partecipativa, solidale e territoriale. Al tempo stesso, l'esperienza applicativa ha evidenziato numerose criticità, non solo sul piano tecnico e operativo, ma anche sotto il profilo giuridico, regolatorio e organizzativo.

Dal quadro complessivo emerge con chiarezza che la disciplina delle CER segna un autentico cambio di paradigma nel settore energetico. Si assiste al superamento del modello tradizionale di consumatore passivo, in favore di una figura attiva e consapevole di prosumer (produttore-consumatore). Al contempo, si afferma il ruolo centrale delle autorità locali e delle comunità territoriali nella governance dell'energia, in linea con i principi di prossimità e sussidiarietà. Le CER si configurano così come strumenti capaci di coniugare sostenibilità ambientale, inclusione sociale e partecipazione democratica.

Tuttavia, permangono nodi applicativi rilevanti che ostacolano una piena e diffusa attuazione del modello. Tra questi, si segnalano: la complessità delle procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti, spesso aggravata da incertezze interpretative e tempi non compatibili con la programmazione locale; la necessità di competenze tecniche, amministrative e gestionali nei soggetti promotori, senza le quali il funzionamento della comunità risulta compromesso; il rischio di strumentalizzazione privatistica del modello, qualora le CER vengano utilizzate come veicolo di speculazione da parte di soggetti dominanti, in assenza di adeguati strumenti di vigilanza e controllo.

In definitiva, il successo delle CER dipende dalla capacità del sistema giuridico e istituzionale di accompagnare questo mutamento strutturale, garantendo certezza normativa, strumenti operativi adeguati e un'efficace tutela dell'interesse collettivo. È in questa direzione che si gioca la sfida della transizione energetica dal basso, orientata alla giustizia ambientale e all'autonomia delle comunità locali.

II. Le peculiarità delle CER con partecipazione pubblica

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano un modello innovativo di produzione, consumo e condivisione di energia da fonti rinnovabili,

incentrato sulla partecipazione attiva di cittadini, imprese locali ed enti pubblici. La loro disciplina, introdotta e recepita in Italia dal Decreto Legislativo 199/2021, si fonda sui principi della partecipazione aperta e volontaria, della prossimità territoriale agli impianti di produzione e della finalità primaria di beneficio collettivo.

All'interno di questo quadro, la partecipazione degli enti pubblici, ed in particolare dei Comuni, riveste un ruolo strategico. Le amministrazioni locali possono infatti agire come promotori, membri attivi, facilitatori amministrativi o fornitori di risorse materiali per lo sviluppo delle comunità energetiche. Tali soggetti possono ad esempio mettere a disposizione superfici pubbliche per l'installazione di impianti, consumare l'energia prodotta negli edifici pubblici (diventando "*prosumer*") e sostenere i processi autorizzativi e burocratici.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) con partecipazione pubblica rappresentano una particolare declinazione del modello generale di comunità energetica, nella quale soggetti pubblici — prevalentemente Comuni, Unioni di Comuni, enti locali o società a partecipazione pubblica — assumono un ruolo attivo nella promozione, costituzione o gestione della comunità stessa. Tale configurazione si differenzia dalle CER di matrice puramente privatistica per il più marcato obiettivo di interesse generale e per il coinvolgimento diretto delle istituzioni nella governance del progetto.

La partecipazione pubblica alle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) costituisce uno degli sviluppi più rilevanti del modello comunitario di produzione energetica, rappresentando altresì un'implementazione concreta del principio di sussidiarietà orizzontale ex art. 118, comma 4, Cost., nonché un'attuazione locale degli obiettivi sovranazionali di decarbonizzazione, democratizzazione energetica e coesione territoriale previsti dalla Direttiva RED II (Direttiva 2018/2001/UE)⁹⁸.

La normativa di riferimento, in particolare l'art. 22 della Direttiva RED II e il D.Lgs. 199/2021, favorisce la partecipazione delle autorità locali, riconoscendone il ruolo di catalizzatori nella diffusione dell'energia rinnovabile e della sostenibilità sociale⁹⁹. L'art. 42-bis del D.L. 162/2019, convertito nella L. 8/2020, aveva già

⁹⁸ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II), cit.

⁹⁹ Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Gazzetta Ufficiale n. 285 del 30 novembre 2021. <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021;199>

consentito agli enti territoriali di aderire o promuovere configurazioni sperimentali di comunità energetiche¹⁰⁰.

La partecipazione pubblica può avvenire attraverso varie forme organizzative:

- Cooperative a partecipazione pubblica, nelle quali il soggetto pubblico partecipa come socio promotore;
- Fondazioni di partecipazione, suggerite dalla dottrina come strumento idoneo a conciliare scopi sociali e flessibilità organizzativa¹⁰¹;
- Consorzi o associazioni tra enti locali e soggetti privati.

La partecipazione pubblica presenta numerosi vantaggi: aumenta la legittimazione democratica delle CER, favorisce il coinvolgimento della cittadinanza, facilita l'integrazione con le politiche di sviluppo locale (es. Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima - PAESC) e consente di intercettare fondi nazionali ed europei, come quelli del PNRR, destinati alla transizione energetica.

Inoltre, le CER pubbliche possono svolgere un importante ruolo sociale, contribuendo alla lotta contro la povertà energetica attraverso la redistribuzione dell'energia e/o la realizzazione di progetti e servizi a favore delle fasce più vulnerabili.

Tuttavia, nonostante il profilo potenzialmente idoneo sotto più punti di vista, emergono anche delle criticità, fra cui risultano spiccare le normative sugli appalti pubblici e sugli aiuti di Stato (con il rischio di eccessiva burocratizzazione e rallentamenti decisionali), che possono rendere più complessa la gestione della CER da parte delle PA, nonché la carenza di competenze tecniche e gestionali all'interno delle amministrazioni locali, unita – in ultimo – con la difficoltà di conciliare i tempi della gestione pubblica con quelli dell'innovazione tecnologica ed energetica.

Per comprendere i pro e i contro delle CER a partecipazione pubblica sono di utilità determinante gli studi svolti nel corso del tempo da cui è stato possibile conoscere diversi esempi pratici¹⁰² di CER con partecipazione pubblica, rappresentati da:

- La Comunità Energetica di Magliano Alpi (CN), promossa dal Comune in collaborazione con imprese e cittadini;

¹⁰⁰ Decreto-Legge 30 dicembre 2019, n. 162 (cd. "Milleproroghe"), convertito con modificazioni dalla Legge 28 febbraio 2020, n. 8. <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legge:2019;162!vig=>

¹⁰¹ Ruggeri, L. (2023). Comunità energetiche e modelli giuridici: l'importanza di una lettura euro-unitaria, cit.

¹⁰² L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello – *COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, cit.

- I Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO), che hanno avviato progetti basati sulla cooperazione tra pubblico e privato;
- Le iniziative in Emilia-Romagna (es. Comune di Castel San Pietro Terme), in cui le amministrazioni locali hanno facilitato la costituzione di CER attraverso l'attivazione di bandi e l'utilizzo di superfici pubbliche, fungendo da catalizzatori territoriali per la nascita di progetti energetici collaborativi.

Secondo le analisi del RSE i modelli più efficaci risultano essere quelli in cui la presenza pubblica è equilibrata e funzionale, poiché tale configurazione consente di mantenere il controllo democratico e l'orientamento all'interesse generale, evitando gli appesantimenti gestionali tipici delle strutture burocratiche.

Dalle esperienze analizzate è risultata determinante in fase di avvio della CER la definizione chiara sia dei ruoli tra enti pubblici, cittadini e operatori tecnici, sia la governance condivisa e trasparente tra i membri, in grado di adattarsi al contesto territoriale specifico¹⁰³.

Fonti istituzionali come Unioncamere¹⁰⁴ e altre analisi di settore¹⁰⁵ sottolineano inoltre come un approccio integrato — in cui enti locali, PMI e privati collaborano attivamente — rappresenti una condizione abilitante per il successo delle CER. In particolare, viene posto l'accento sul ruolo dei Comuni non solo come promotori, ma anche come garanti di inclusività, sostenibilità e capacità di intercettare fondi pubblici e privati.

Alla luce di tali evidenze, è fondamentale che le CER a partecipazione pubblica si dotino di strumenti giuridici adeguati a tutelare la trasparenza, la sostenibilità economica e la partecipazione inclusiva, nel rispetto delle direttive europee e dei principi costituzionali. L'impiego di modelli flessibili — come le cooperative a partecipazione mista o le fondazioni di partecipazione — risponde all'esigenza di combinare interesse pubblico e iniziativa privata, garantendo allo stesso tempo equilibrio gestionale e responsabilità sociale.

¹⁰³ L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello – *COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, cit.

¹⁰⁴ UnionCamere, DINTEC Consorzio per l'innovazione tecnologica - Piccole e Medie Imprese, grandi energie. GUIDA ALLE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI, 2024, disponibile al link: https://www.marche.camcom.it/fai-crescere-la-tua-impresa/transizione-ecologica/guida_cer_2023_rev0.pdf consultabile sino al 07/05/2025.

¹⁰⁵ L. Baronchelli - *Energia condivisa: le Comunità Energetiche crescono del 90% in Italia*, Lumi4Innovation, 14 novembre 2024, disponibile al link: <https://www.lumi4innovation.it/comunita-energetiche-in-italia/> consultabile sino al 09/05/2025.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili si configurano come strumenti innovativi di governance locale dell'energia, capaci di coniugare obiettivi di sostenibilità ambientale, inclusione sociale e sviluppo economico territoriale. In tale contesto, la partecipazione pubblica, in particolare quella dei Comuni, rappresenta un elemento fondamentale per favorire il radicamento delle CER nel tessuto socio-economico locale, assicurando legittimità, coesione e capacità di coordinamento.

Il coinvolgimento degli enti locali consente di integrare le iniziative di comunità energetica nelle più ampie strategie di pianificazione territoriale, contribuendo agli obiettivi di transizione ecologica e di decarbonizzazione delineati a livello europeo e nazionale. Tuttavia, il successo di tali iniziative presuppone una corretta gestione delle complessità normative e amministrative, l'adozione di modelli organizzativi adeguati e lo sviluppo di competenze tecniche e gestionali all'interno delle amministrazioni pubbliche.

Le esperienze già avviate dimostrano che, quando supportata da una governance inclusiva e da una progettazione consapevole, la partecipazione pubblica può trasformare le CER in laboratori di innovazione sociale ed economica, capaci di rafforzare la resilienza delle comunità locali e di promuovere un nuovo modello di cittadinanza energetica attiva. Tali laboratori non svolgono soltanto una funzione sperimentale sul piano tecnico o amministrativo, ma rappresentano veri e propri strumenti di trasformazione sociale e culturale. Come rilevato dalla mappatura RSE (*Community Energy Map*), la riuscita dei progetti di energia condivisa dipende in larga parte dalla capacità dei promotori pubblici e privati di attivare processi partecipativi efficaci e continui. Sensibilizzare i cittadini, coinvolgerli nella progettazione e nella gestione, diffondere consapevolezza sui benefici ambientali ed economici: sono tutti elementi centrali per costruire fiducia e legittimazione collettiva.

In quest'ottica, risulta fondamentale che le amministrazioni promotrici prevedano forme strutturate di divulgazione, informazione e accompagnamento, aprendo spazi dedicati al confronto con la cittadinanza. Tali strumenti – sportelli informativi, assemblee pubbliche, percorsi educativi – appaiono necessari non solo per assicurare trasparenza, ma anche per dare attuazione concreta al principio della “porta aperta” delle CER, sancito a livello europeo e nazionale, che prevede la possibilità per ogni soggetto interessato di aderire in ogni momento, purché ne condivida gli scopi non lucrativi. I cittadini, in quanto destinatari diretti dei benefici ambientali e sociali della comunità, devono essere messi nelle condizioni di comprendere, partecipare e

contribuire attivamente al progetto, affinché la CER non sia vissuta come una struttura tecnica elitaria, ma come un'esperienza collettiva di condivisione e inclusione.

Alla luce di quanto emerso, appare necessario che il legislatore nazionale e gli enti regolatori favoriscano lo sviluppo delle CER a partecipazione pubblica tramite semplificazioni procedurali, incentivi mirati e percorsi formativi per le amministrazioni. Il rafforzamento delle competenze pubbliche e l'accesso a risorse finanziarie dedicate costituiscono condizioni essenziali per far sì che le comunità energetiche diventino un perno della transizione energetica, economica e sociale dei territori (come, ad esempio, nel Comune di Castel San Pietro Terme (BO) dove le amministrazioni locali hanno promosso bandi e facilitato la costituzione di CER attraverso partenariati pubblico-privati).

III. Gli impianti fotovoltaici e altri sistemi di energia rinnovabile negli appalti pubblici

L'integrazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili nell'ambito degli appalti pubblici costituisce, ad oggi, uno degli strumenti più efficaci – a livello infrastrutturale – per il raggiungimento degli obiettivi ambientali posti a livello europeo e nazionale. In particolare, l'installazione di impianti fotovoltaici, eolici e di cogenerazione su edifici pubblici e infrastrutture rappresenta una leva strategica per promuovere l'autoconsumo, la condivisione energetica, nonché per agevolare lo sviluppo di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e le configurazioni di autoconsumo collettivo.

Come già accennato, il quadro normativo di riferimento è delineato, da un lato, dal D.Lgs. 36/2023 (Codice dei Contratti Pubblici), che rafforza l'obbligo per le stazioni appaltanti di includere requisiti di sostenibilità ambientale nei bandi pubblici; dall'altro, dai criteri ambientali minimi (CAM), i quali vincolano le amministrazioni pubbliche a adottare scelte tecnologiche compatibili con la transizione ecologica. In aggiunta, l'articolo 108, comma 7 del Codice prevede la possibilità per le stazioni appaltanti di attribuire un punteggio premiale alle offerte che garantiscano una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Tale previsione rappresenta un ulteriore strumento di valorizzazione delle soluzioni progettuali ad alto impatto ambientale positivo, contribuendo a orientare il sistema degli appalti pubblici verso obiettivi di decarbonizzazione e tutela ambientale, in coerenza con la strategia europea sul Green Deal e con gli impegni nazionali in materia di neutralità climatica.

L'art. 57 del D.Lgs. 36/2023, in particolare, stabilisce che le amministrazioni debbano predisporre bandi volti a favorire la produzione energetica da fonti rinnovabili, attraverso:

- la progettazione di edifici pubblici predisposti per ospitare impianti fotovoltaici;
- l'inserimento di soluzioni FER nei programmi di rigenerazione urbana;
- l'adozione di modelli contrattuali orientati all'efficienza, come il contratto EPC (Energy Performance Contract), che consentirebbe alla PA di ottenere risparmi energetici senza anticipare investimenti.

A livello operativo, difatti, si potrebbe ad esempio ipotizzare che la PA possa prevedere espressamente nei bandi pubblici per l'installazione di impianti FER clausole che vincolino gli operatori alla condivisione dell'energia o alla destinazione di una quota alla costituenda CER. Il già menzionato assunto apre la strada alla domanda che questa tesi ha l'obiettivo di risolvere: è possibile ipotizzare che uno specifico procedimento di appalto pubblico – il contratto di EPC – possa portare alla costituzione di una CER, a costo zero per la PA?

Negli ultimi anni, la diffusione di impianti FER negli appalti pubblici ha beneficiato dell'attivazione di incentivi nazionali erogati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) – di cui si è detto nei paragrafi precedenti – volti a premiare sia la produzione di energia da fonte rinnovabile sia l'autoconsumo.

Invero, secondo il Rapporto Legambiente (2024)¹⁰⁶, i Comuni svolgono un ruolo decisivo nella promozione delle CER, sia mettendo a disposizione infrastrutture pubbliche, sia partecipando attivamente come consumatori e facilitatori amministrativi. Le configurazioni più efficaci sono quelle supportate da partenariati pubblico-privati, in cui il coinvolgimento di cittadini, PMI e soggetti terzi consente una gestione tecnica ed economica più sostenibile. Inoltre, il documento evidenzia che molte delle iniziative analizzate sono state rese possibili grazie al ricorso a fondi del PNRR per la transizione energetica, a riprova della sinergia tra politiche pubbliche e progetti locali, come ad esempio per il progetto avanzato nei comuni colpiti dal terremoto del 2016 nel quadrilatero regionale Abruzzo, Lazio, Marche, Umbria, in cui si legge che il progetto è stato finanziato dalla misura del Fondo complementare al

¹⁰⁶ Rapporto di Legambiente 2024. *Comunità energetiche rinnovabili. Il punto della situazione in Italia*. Disponibile al link: https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Comunita-energetice_report_2024.pdf consultabile sino al 10/05/2025.

PNRR dedicata al rilancio economico e sociale dei territori colpiti dal terremoto, e a seguito del quale sono stati messi a bando 68 milioni di euro, a disposizione degli enti locali, per realizzare impianti rinnovabili e condivisione dell'energia termica ed elettrica prodotta, tramite il teleriscaldamento e le Comunità energetiche. Questa iniziativa ha visto coinvolto *in primis* il Commissario Straordinario per la Riparazione e Ricostruzione del Sisma 2016 in qualità di ente promotore, che, attraverso un'intesa sulla graduatoria del Piano nazionale complementare sisma 2009-2016 ha consentito l'avvio di Comunità energetiche rinnovabili: *“In Abruzzo, sono state finanziate 18 CER, che coinvolgono 2.646 privati e prevedono tutti impianti fotovoltaici, tranne che nel Comune di Popoli dove sarà realizzato anche un impianto eolico. La potenza complessiva sarà di 19.582 KW. L'investimento complessivo supera i 47 milioni (36 mln per il cratere 2009 e 11,3 per il cratere 2016). Nel Lazio sono state finanziate 3 CER, che coinvolgono 309 privati e prevedono 265 impianti, tra fotovoltaici e idroelettrici (ad Amatrice). La potenza generata sarà di 1.531 kWe. L'investimento complessivo è di 8 milioni di euro. Nelle Marche sono state finanziate 3 CER, che coinvolgono 1.044 privati e prevedono 921 impianti, tra fotovoltaici e idroelettrici (a Castelraimondo). La potenza generata sarà di 11.517 kWe. L'investimento complessivo è di 51,5 milioni di euro. In Umbria, la CER del Bacino Imbriifero umbro, con capofila il Comune di Cascia, coinvolge i Comuni di Cerreto di Spoleto, Sellano, Norcia, Vallo di Nera, Sant'Anatolia di Narco, Monteleone di Spoleto. Si tratta perlopiù di impianti fotovoltaici ed è previsto anche l'idroelettrico nel Comune di Monteleone di Spoleto e un impianto a biomasse con teleriscaldamento nel Comune di Norcia. I privati coinvolti sono 940. La potenza totale generata dalle varie fonti è di 8.549 kW. A fronte di un contributo di 5 milioni di euro, gli investimenti ammontano 33 milioni¹⁰⁷”*. Questo è solo uno degli esempi in cui è possibile comprendere il ruolo strategico che può assumere il *prosumer* pubblico.

Come rilevato dagli studi condotti da RSE, diverse amministrazioni locali hanno intrapreso percorsi sperimentali per integrare la realizzazione di impianti FER con la costituzione di comunità energetiche, in molti casi utilizzando risorse del PNRR e attivando partenariati pubblico-privati.

Come già analizzato, uno degli esempi significativi anche sotto il profilo in analisi è rappresentato dal Comune di Magliano Alpi, il quale ha predisposto un bando

¹⁰⁷ Cfr. Rapporto di Legambiente 2024. *Comunità energetiche rinnovabili. Il punto della situazione in Italia*. Cit. pp. 12.

pubblico che prevedeva la concessione di superfici comunali per l'installazione di impianti fotovoltaici, con la condizione che parte dell'energia prodotta fosse destinata alla comunità energetica locale. Tale modello ha permesso di attivare dinamiche virtuose di collaborazione tra ente pubblico, operatori privati e cittadini, promuovendo forme di condivisione energetica e responsabilizzazione sociale.

Già questo esempio virtuoso può supportare in parte la tesi oggetto di analisi: il Comune di Magliano Alpi ha concesso in uso le superfici di edifici pubblici per l'installazione di impianti fotovoltaici, vincolando una parte dell'energia prodotta alla CER. E se ci si spingesse oltre, supponendo che la PA promuovesse un bando per l'affidamento di servizi energetici ad un ESCo, e nell'ambito della documentazione di gara avesse inserito la realizzazione di un impianto di accumulo di energia da fonti rinnovabili, da destinare in un secondo momento alla condivisione dell'energia in una CER? Nel terzo ed ultimo capitolo si risponderà a tutte queste domande, ipotizzando quali possano essere i passi successivi.

Proprio in ragione di quanto detto, gli enti locali possono ricoprire un ruolo chiave nel contesto delle CER, sotto diversi aspetti:

- concedendo l'uso di coperture di scuole, palestre o edifici amministrativi per l'installazione di impianti;
- partecipando come “*prosumer*” pubblici alla vita della comunità energetica;
- agevolando la creazione di CER tramite bandi dedicati o semplificazioni procedurali;
- inserendo nei contratti clausole che garantiscano vantaggi a soggetti vulnerabili, come famiglie in difficoltà o piccole imprese locali.

Oltre alla riduzione della spesa pubblica per l'energia, tali interventi potrebbero contribuire in maniera significativa a rafforzare la partecipazione attiva dei cittadini, la sostenibilità del patrimonio edilizio e la coesione sociale del territorio.

Invero, i modelli di appalto pubblico che riscuotono maggiore successo sono quelli capaci di integrare le esigenze progettuali, i requisiti ambientali e gli obiettivi di equità sociale in un disegno unitario.

L'efficacia dei predetti approcci, però, è legata alla possibilità di realizzare impianti condivisi che generino benefici economici re distribuibili, in cui il protagonismo delle comunità locali è determinante.

III.1. Analisi delle tipologie di impianti per l'autoconsumo: fotovoltaico, eolico, cogenerazione

L'autoconsumo da fonti rinnovabili negli edifici pubblici rappresenta una leva strategica per la riduzione dei costi energetici e la transizione ecologica. In tale contesto, tra le principali tecnologie impiegabili negli appalti pubblici figurano gli impianti fotovoltaici, eolici di piccola taglia e di cogenerazione ad alta efficienza.

Tra le tecnologie rinnovabili più adottate negli appalti pubblici per promuovere l'autoconsumo e la sostenibilità energetica, gli impianti fotovoltaici rappresentano la soluzione privilegiata. La loro diffusione è dovuta alla semplicità di installazione su edifici esistenti, ai bassi costi di gestione e agli incentivi economici riconosciuti, in particolare per configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili (CER). Questa tecnologia risulta particolarmente adatta alla realizzazione di interventi su edifici pubblici come scuole, municipi e strutture sportive, dove può generare un risparmio diretto in bolletta e incentivare forme di condivisione dell'energia.

Il contesto normativo e regolatorio, delineato dall'art. 8 del D.Lgs. 199/2021, già esaminato nei paragrafi precedenti, consente a enti pubblici e soggetti collettivi di costituire configurazioni per la condivisione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

L'articolo disciplina infatti l'autoconsumo diffuso, includendo espressamente anche le amministrazioni pubbliche, le quali possono condividere l'energia prodotta all'interno della rete sottesa alla cabina primaria di riferimento. Tale quadro è stato attuato e precisato dalle Regole Operative pubblicate dal GSE il 23 febbraio 2024, che individuano le modalità tecniche per l'accesso agli incentivi, i requisiti per il riconoscimento dell'energia condivisa e i criteri per la valorizzazione economica dell'autoconsumo.

Dal punto di vista operativo, le Regole definiscono anche i vincoli di natura tecnico-amministrativa: gli impianti devono essere nuovi o oggetto di potenziamento, realizzati dopo il 1° marzo 2020, con potenza nominale non superiore a 1 MW per ciascun impianto, e devono essere connessi alla rete nella zona sottesa alla medesima cabina primaria. Inoltre, per accedere al contributo a fondo perduto previsto dal PNRR

nei comuni con meno di 5.000 abitanti, gli impianti devono entrare in esercizio entro 18 mesi dalla presentazione della domanda e comunque non oltre il 30 giugno 2026¹⁰⁸.

Un ulteriore elemento da considerare è rappresentato dai vincoli urbanistici e paesaggistici. L'installazione di impianti fotovoltaici su edifici pubblici deve tenere conto delle norme locali in materia edilizia e del rispetto delle tutele previste dal Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004), specialmente nei centri storici o su edifici soggetti a vincolo¹⁰⁹. La presenza di tali vincoli impone in molti casi l'acquisizione di autorizzazioni specifiche (come la procedura autorizzativa semplificata o l'autorizzazione paesaggistica ordinaria), che possono influenzare la fattibilità tecnica, i tempi e i costi dell'intervento.

Studi di settore confermano che, al fine di massimizzare i benefici economici e ambientali degli impianti, è fondamentale procedere con un accurato dimensionamento sulla base dei profili di consumo energetico degli edifici pubblici coinvolti. Il dimensionamento eccessivo, infatti, comporta un aumento dell'energia immessa in rete, riducendo i vantaggi dell'autoconsumo e potenzialmente gli incentivi spettanti. Al contrario, un impianto ben calibrato sulle reali esigenze di consumo consente di massimizzare l'autoconsumo istantaneo e la sostenibilità del progetto, generando risparmi strutturali per gli enti pubblici e rafforzando il successo delle iniziative di CER.

Anche i piccoli impianti eolici possono contribuire alla produzione locale di energia in zone rurali o periurbane, a condizione che l'analisi anemometrica locale attesti una sufficiente ventosità. Tuttavia, la realizzazione di impianti eolici, al pari di quelli fotovoltaici, è subordinata al rispetto delle norme in materia urbanistica e paesaggistica. In particolare, l'art. 142 del D.Lgs. 42/2004 stabilisce vincoli nelle aree di interesse paesaggistico, e l'installazione di impianti rinnovabili richiede autorizzazioni specifiche, salvo i casi di semplificazione previsti per impianti su edifici esistenti non visibili da spazi pubblici.

Un ulteriore strumento per l'autoconsumo è rappresentato dagli impianti di cogenerazione ad alta efficienza, capaci di produrre contemporaneamente energia elettrica e calore, con rendimenti complessivi superiori a quelli dei sistemi separati.

¹⁰⁸ GSE – *Comunità energetiche rinnovabili e gruppi di auto consumatori*, 2024, disponibile al link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/comunit%C3%A0-energetiche-5000abitanti> consultabile sino al 10/05/2025.

¹⁰⁹ Lexambiente – *Beni ambientali. Impianti eolici e tutela del paesaggio*, 2025, disponibile al link: <https://lexambiente.it/index.php/materie/beni-ambientali/consiglio-di-stato49/beni-ambientali-impianti-eolici-e-tutela-del-paesaggio> consultabile sino al 10/05/2025.

Tali soluzioni risultano idonee in edifici pubblici con elevata domanda termica come ospedali, RSA e piscine comunali. Inoltre, la cogenerazione, se alimentata da biomassa o biogas, può beneficiare di accesso agli incentivi GSE per configurazioni CER, secondo quanto previsto dal Decreto MASE 7 dicembre 2023 in attuazione dell'art. 8 del D.Lgs. 199/2021¹¹⁰.

Tutti gli impianti devono rispettare le regole operative del GSE, che stabiliscono requisiti tecnici, di misura e di registrazione per l'accesso ai benefici economici. Il GSE verifica l'ammissibilità dell'impianto e dei soggetti coinvolti, stipulando un contratto per la valorizzazione dell'energia autoconsumata e condivisa all'interno della configurazione.

Come già discusso nei paragrafi precedenti, l'art. 8 del D.Lgs. 199/2021 funge da perno normativo per l'incentivazione dell'autoconsumo da fonti rinnovabili, prevedendo l'erogazione di tariffe incentivanti e contributi a fondo perduto, soprattutto nei piccoli comuni. Le tariffe premiano non solo la produzione, ma il consumo locale contestuale, valorizzando l'energia condivisa secondo logiche di efficienza e sostenibilità.

Infine, una progettazione ottimale dell'impianto – dimensionato in base ai profili di carico elettrico – è fondamentale per massimizzare l'autoconsumo istantaneo e minimizzare l'immissione in rete¹¹¹.

III.2. Aspetti normativi concernenti l'installazione di impianti fotovoltaici e altre soluzioni per la produzione di energia rinnovabile

L'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, quali fotovoltaico, eolico e cogenerazione, da parte di enti pubblici o nell'ambito di appalti pubblici, è disciplinata da un articolato quadro normativo che regola le autorizzazioni, i requisiti tecnici e ambientali, nonché il rispetto della pianificazione territoriale.

Il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recependo la Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II), promuove lo sviluppo delle energie rinnovabili attraverso la semplificazione delle procedure autorizzative per gli impianti di piccola taglia e incentiva il loro inserimento nei contesti urbani, anche mediante l'adozione di

¹¹⁰ GSE. (2024). *Cogenerazione ad alto rendimento - Efficienza energetica*. Disponibile al link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-pa> consultabile sino al 10/05/2025.

¹¹¹ UnionCamere, DINTEC Consorzio per l'innovazione tecnologica - Piccole e Medie Imprese, grandi energie. GUIDA ALLE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI, 2024, pp. 18-23 cit.

strumenti quali la Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) e l'Autorizzazione Unica (AU).

Le principali modalità autorizzative per l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili negli appalti pubblici possono essere riassunte come segue:

- Procedura Abilitativa Semplificata (PAS): applicabile per impianti fotovoltaici fino a 1 MW di potenza, installati su edifici esistenti o aree urbanizzate, ai sensi dell'art. 6 del D.Lgs. 28/2011.
- Autorizzazione Unica (AU): necessaria per impianti di maggiore dimensione o ubicati su terreni agricoli, prevede un procedimento amministrativo unico che coinvolge tutte le amministrazioni competenti, ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.
- Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA): per interventi di minore entità che non alterino la volumetria o la destinazione d'uso degli edifici, ai sensi dell'art. 22 del D.P.R. 380/2001.

Ulteriori adempimenti normativi si applicano se gli edifici interessati sono soggetti a vincoli storici, artistici o paesaggistici. In tali casi, è necessario acquisire preventivamente il nulla osta della Soprintendenza competente, in applicazione del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (D.Lgs. 42/2004). Ad esempio, nel progetto analizzato nella "Community Energy Map" (De Vidovich, Tricarico, Zulianello, 2021), il Comune di Varese ha dovuto richiedere il nulla osta della Soprintendenza per l'installazione di impianti fotovoltaici su edifici scolastici sottoposti a tutela paesaggistica, evidenziando come tali procedure possano incidere significativamente sui tempi di realizzazione degli interventi.

Il Decreto Legislativo 31 marzo 2023, n. 36 (nuovo Codice dei Contratti Pubblici) ribadisce l'obbligo per le stazioni appaltanti di prevedere il rispetto dei Criteri Ambientali Minimi (CAM), i quali, nel settore delle energie rinnovabili, si riferiscono principalmente ai CAM Edilizia. Tali criteri includono specifici requisiti per gli impianti fotovoltaici, come l'efficienza dei moduli, l'impatto ambientale dei materiali, la provenienza da filiere sostenibili e la facilità di riciclo dei componenti a fine vita. Tuttavia, va precisato che i CAM Edilizia si applicano obbligatoriamente solo negli interventi che rientrano nell'ambito di appalti pubblici relativi a lavori di nuova costruzione, ristrutturazione o manutenzione straordinaria rilevante. In caso di interventi che rientrano nell'ambito dell'edilizia libera o di opere di manutenzione ordinaria o straordinaria di modesta entità, l'obbligo di applicazione dei CAM può non

operare, con conseguente semplificazione degli adempimenti per le amministrazioni pubbliche.

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati a servizio delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) devono inoltre rispettare i requisiti di "prossimità territoriale" previsti dall'art. 31 del D.Lgs. 199/2021, che impongono che produzione e consumo di energia avvengano all'interno della stessa cabina primaria di trasformazione. In termini pratici, ciò significa che gli utenti partecipanti alla CER devono essere collegati fisicamente a un'unica cabina primaria, ovvero un'infrastruttura di distribuzione dell'energia a media tensione [.GSE](#)

Inoltre, l'art. 12 del D.Lgs. 199/2021 disciplina la realizzazione di impianti destinati all'autoconsumo collettivo o alle comunità energetiche, prevedendo:

- La priorità nella connessione alla rete;
- La riduzione degli oneri autorizzativi;
- L'accesso a meccanismi incentivanti gestiti dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [.GSE](#)

Tuttavia, come evidenziato dagli studi di RSE e da numerosi report operativi, le difficoltà procedurali, la frammentazione delle competenze amministrative e la lentezza dei processi autorizzativi costituiscono ancora ostacoli rilevanti alla diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nel settore pubblico. Per superare tali criticità, si propone di incentivare ulteriori semplificazioni procedurali, l'adozione di sportelli unici digitali e l'introduzione di modelli standardizzati di autorizzazione, al fine di rendere più rapida ed efficiente l'implementazione delle comunità energetiche e degli interventi di autoconsumo collettivo.

Infine, è fondamentale considerare gli obblighi di connessione alla rete elettrica previsti dalla normativa dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e dalle regole tecniche del GSE. La regolazione ARERA, in particolare con le delibere 318/2020/R/eel e 727/2022/R/eel, stabilisce le modalità operative per la connessione degli impianti di produzione e per la configurazione delle Comunità Energetiche Rinnovabili e degli auto consumatori collettivi. Le procedure prevedono la richiesta di connessione al distributore locale, l'individuazione della cabina primaria di riferimento e la verifica dei requisiti di prossimità territoriale.

La misura e contabilizzazione dell'energia prodotta, autoconsumata e condivisa è affidata a sistemi di misura intelligenti (smart meter) che devono essere installati presso ciascun punto di prelievo e di immissione, secondo quanto previsto dalle

"Regole Tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa" del GSE.

IV. L'ipotesi del contratto di EPC orientato alle CER

L'analisi sviluppata nel presente lavoro ha l'obiettivo di esplorare la possibilità di coniugare il contratto di rendimento energetico (EPC) con l'implementazione di impianti di accumulo da fonti rinnovabili nell'ambito degli appalti pubblici, con lo scopo ultimo di favorire la costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). In particolare, si ipotizza che la Pubblica Amministrazione possa avvalersi dell'EPC non soltanto per la realizzazione di impianti di produzione energetica (fotovoltaici, eolici o cogenerativi), ma anche per dotarsi di sistemi di accumulo da destinare alla condivisione dell'energia all'interno di una CER già esistente o per promuovere direttamente la nascita di una nuova comunità.

Il contratto di prestazione energetica (Energy Performance Contract - EPC) si configura come uno strumento contrattuale efficace per le pubbliche amministrazioni impegnate nella transizione energetica, in particolare quando l'obiettivo è la realizzazione di impianti di produzione e accumulo di energia finalizzati alla costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

Sebbene lo strumento del partenariato pubblico-privato (PPP) possa, in astratto, risultare idoneo alla realizzazione di impianti da fonte rinnovabile destinati alla costituzione di una CER, si ravvede una doppia opportunità nell'impiego del contratto di rendimento energetico (EPC). Da un lato, infatti, tale contratto consente alla pubblica amministrazione di procedere all'efficientamento energetico dell'edificio pubblico a costo zero; dall'altro, permette di integrare nel progetto anche la realizzazione di un impianto di accumulo, anch'esso a costo zero per l'ente, da destinare in un secondo momento alla comunità energetica. Si tratta di un approccio che abbatterebbe significativamente i costi iniziali in capo alla PA per la realizzazione dell'infrastruttura.

Un esempio concreto è rappresentato dal caso del Comune di Ferla (SR), menzionato nel rapporto "Community Energy Map" (RSE, 2021), dove l'amministrazione ha dapprima avviato un appalto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sugli edifici pubblici e, solo successivamente, ha pubblicato un avviso pubblico per la raccolta di manifestazioni di interesse finalizzate alla costituzione di una comunità energetica rinnovabile.

Questo esempio traccia l'obiettivo di fondo della presente tesi: razionalizzare un tipico fenomeno di "iper-burocrazia amministrativa" – tratto caratteristico dell'ordinamento pubblico italiano – attraverso il coordinamento di due interessi che, sebbene apparentemente distinti, sono entrambi orientati verso il medesimo fine della transizione energetica e dell'attuazione del paradigma green, ormai pienamente integrato e rafforzato dalla disciplina dell'Unione Europea.

Come precedentemente analizzato, l'EPC è un accordo attraverso il quale una Energy Service Company (ESCO) si impegna a realizzare interventi di efficientamento energetico o impianti alimentati da fonti rinnovabili, assumendosi il rischio tecnico ed economico dell'operazione. Il compenso per la ESCo è correlato ai risparmi energetici effettivamente conseguiti o ai benefici derivanti dalla produzione di energia.

L'importanza degli strumenti contrattuali risiede nella loro capacità di strutturare adeguatamente gli interventi di efficientamento energetico, garantendo risultati misurabili e sostenibili. In questo contesto, i contratti EPC, rientrando nella categoria dei contratti a prestazioni garantite, possono rappresentare strumenti efficaci per superare le barriere finanziarie e tecniche che ostacolano l'implementazione di interventi di efficienza energetica negli edifici pubblici e privati.

Nel contesto della creazione di CER, l'utilizzo di un EPC potrebbe pertanto:

- finanziare l'installazione di impianti fotovoltaici, eolici o di cogenerazione senza ricorrere a capitali iniziali da parte della pubblica amministrazione;
- integrare sistemi di accumulo energetico (batterie) funzionali alla massimizzazione dell'autoconsumo e della condivisione dell'energia;
- trasferire alla ESCo il rischio di performance degli impianti, garantendo alla pubblica amministrazione risultati concreti in termini di risparmio e produzione energetica.

L'approccio EPC potrebbe rivelarsi particolarmente adatto se impiegato come step prodromico all'avvio di una CER con il seguente ordine di benefici:

- superare le difficoltà di accesso a risorse finanziarie pubbliche per l'investimento iniziale;
- ottimizzare la gestione tecnica e amministrativa dell'impiantistica, con il trasferimento del rischio in capo alla ESCo;

- favorire modelli tipici di partenariato pubblico-privato conformi alla normativa sugli appalti pubblici.

L'autoconsumo energetico e la partecipazione a comunità energetiche rappresentano strumenti di rilevante impatto per la modernizzazione del settore pubblico. Le configurazioni che valorizzano l'energia prodotta localmente consentono non solo una riduzione della spesa energetica, ma anche un miglioramento della resilienza energetica e della sostenibilità ambientale dei territori.

Tuttavia, è essenziale che lo strumento dell'EPC sia adottato con attenzione, mediante una corretta programmazione degli interventi, una definizione chiara degli obiettivi di performance e una rigorosa gestione dei rischi contrattuali. Solo in tal modo sarà possibile garantire il pieno successo delle iniziative di autoconsumo e la reale diffusione di comunità energetiche sostenibili.

Nei paragrafi successivi si analizzerà più in dettaglio il funzionamento degli EPC applicati alla produzione di energia da fonti rinnovabili e i modelli contrattuali più idonei per la realizzazione di impianti destinati all'autoconsumo e alle comunità energetiche.

V. Il Contratto EPC applicato alla produzione di energia da fonti rinnovabili

Il Contratto di Prestazione Energetica (EPC), tradizionalmente utilizzato per interventi di efficientamento energetico si sta progressivamente adattando per supportare anche la produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare nel contesto delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e delle configurazioni di autoconsumo collettivo.

Per meglio comprenderne le peculiarità, la differenza tra contratti EPC tradizionali per l'efficientamento energetico e contratti EPC con la realizzazione di impianti rinnovabili risiede principalmente nell'oggetto e nell'ambito di applicazione dei contratti, nonché nei relativi obiettivi tecnologici e ambientali.

Come già argomentando nel precedente capitolo, il contratto EPC per l'Efficientamento Energetico Tradizionale riguarda solitamente la realizzazione di interventi finalizzati a migliorare l'efficienza nell'uso dell'energia, riducendo i consumi energetici e, di conseguenza, i costi. Questo tipo di contratto si applica a impianti già esistenti, come edifici, impianti industriali o strutture pubbliche, e ha come obiettivo il miglioramento delle performance energetiche attraverso interventi su infrastrutture esistenti, senza necessariamente introdurre nuove fonti di energia.

Di contro, i contratti EPC per la realizzazione di impianti rinnovabili si differenziano in quanto l'oggetto principale riguarda la costruzione di impianti che generano energia attraverso fonti rinnovabili, come impianti fotovoltaici, eolici, geotermici, o di accumulo energetico. Questi contratti non si limitano a ottimizzare l'uso dell'energia esistente, ma comportano la progettazione, la fornitura e l'installazione di sistemi che producono energia "pulita" da fonti rinnovabili.

Pertanto, le principali caratteristiche di questo tipo di contratto EPC possono riassumersi in:

- obiettivo principale: la realizzazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di rendere l'edificio, l'impianto o la struttura energeticamente autosufficiente o di generare surplus di energia da immettere nella rete o utilizzare in altre modalità;
- tecnologie: impianti fotovoltaici, eolici, cogenerativi, in cui l'energia prodotta è direttamente legata all'utilizzo di risorse naturali e rinnovabili;
- struttura contrattuale: il contraente EPC si occupa di progettare e realizzare l'impianto di produzione di energia rinnovabile, ma può anche assumere responsabilità relative alla gestione e manutenzione dell'impianto nel lungo periodo, in particolare se si tratta di soluzioni integrate che includono anche impianti di accumulo energetico;
- durata: a differenza dei contratti di efficientamento energetico, questi contratti tendono a essere più lunghi, in quanto la realizzazione dell'impianto richiede tempi più estesi e spesso la sua gestione continua per un periodo prolungato (spesso legato alla durata di vita dell'impianto stesso, che può arrivare a 20-30 anni).

In quest'ottica, con riferimento alla sua applicazione alla produzione rinnovabile, l'EPC viene progressivamente rimodellato: in origine concepito per ridurre i consumi energetici, oggi l'EPC si adatta anche a finanziare, progettare e gestire impianti da fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, cogenerazione) e sistemi di accumulo. L'indicatore di performance non è più solo la riduzione dei consumi, ma anche la produzione e l'autoconsumo di energia verde.

La remunerazione della ESCo può quindi essere legata non solo ai risparmi energetici rispetto a una baseline storica, ma anche al rispetto di soglie minime di energia prodotta e condivisa, oggetto di analisi nel PEF, nonché di specifiche clausole

contrattuali. La remunerazione viene quindi vincolata al raggiungimento di determinati livelli di produzione di energia rinnovabile o di riduzione dei consumi energetici convenzionali; tali livelli sono definiti contrattualmente sulla base di audit energetici preliminari e studi di fattibilità tecnico-economica che stimano la producibilità attesa degli impianti o i risparmi conseguibili. Gli obiettivi sono fissati in termini di quantità minima di energia prodotta annualmente (kWh/anno) o percentuale di riduzione dei consumi rispetto a una baseline storica, e possono essere oggetto di clausole di aggiustamento e penali in caso di mancato raggiungimento dei target.

Il rischio tecnico ed economico ricade prevalentemente sul fornitore di servizi energetici, rendendo l'investimento "off balance" per la Pubblica Amministrazione: ciò, come ampiamente argomentato nel primo capitolo sulle indicazioni fornite da Eurostat nel 2018, significa che l'opera non incide direttamente sul bilancio dell'ente pubblico, in quanto i costi iniziali sono sostenuti dall'operatore privato e recuperati nel tempo attraverso i risparmi energetici o i ricavi da produzione.

La gestione delle tariffe incentivanti e dei corrispettivi derivanti dalla vendita o dalla condivisione dell'energia diventa parte integrante dell'equilibrio contrattuale, incidendo direttamente sul flusso di cassa atteso e sulla struttura del rischio economico.

Quanto sinora detto andrebbe a significare che la stabilità del contratto e l'equilibrio economico-finanziario del progetto dipendono dalla corretta previsione dei ricavi attesi dalla produzione di energia e dalla puntuale erogazione degli incentivi, i quali costituiscono parte integrante del piano di rientro dell'investimento sostenuto dal fornitore. Pertanto, eventuali scostamenti tra produzione reale e attesa possono alterare significativamente la redditività del progetto e comportare una riallocazione dei rischi tra le parti.

Tra i principali vantaggi dell'applicazione del modello EPC alla produzione di energia rinnovabile si segnalano:

- La possibilità per gli enti pubblici di avviare progetti senza esposizione finanziaria iniziale, grazie al fatto che l'investimento è sostenuto dalla ESCo o da un operatore privato, che recupera i costi attraverso i risparmi energetici e gli incentivi maturati nel tempo;
- L'allineamento di interessi tra ESCo e PA è assicurato dal fatto che la remunerazione dell'operatore dipende dai risultati energetici ottenuti: nel caso di impianti destinati alla produzione da fonti rinnovabili, tali risultati si

misurano principalmente in termini di quantità di energia effettivamente prodotta, autoconsumata o condivisa. A differenza degli EPC tradizionali in cui il corrispettivo della ESCo è legato ai risparmi conseguiti sulla bolletta energetica, negli EPC applicati alla produzione rinnovabile la remunerazione è composta dai proventi della vendita dell'energia, dai benefici legati all'autoconsumo e dagli incentivi riconosciuti dal GSE. Tali flussi vengono contrattualmente attribuiti in tutto o in parte alla ESCo, in proporzione alla quota di rischio e di investimento sostenuto, creando un meccanismo premiante fondato sull'efficienza tecnica e gestionale dell'impianto stesso.

- La diffusione di modelli di partenariato innovativi, come l'EPC applicato alla produzione rinnovabile, consente di superare le barriere tecniche, finanziarie e amministrative che spesso ostacolano gli investimenti pubblici in energia sostenibile, accelerando così il processo di transizione energetica nei territori. In particolare, questo strumento permette di aggirare l'immobilizzazione burocratica tipica della Pubblica Amministrazione, affidando al soggetto privato la responsabilità della progettazione, realizzazione, gestione e finanziamento dell'intervento, riducendo così gli oneri procedurali e decisionali in capo all'ente pubblico.

Non mancano tuttavia alcune criticità:

- La necessità di standard contrattuali chiari e bilanciati per evitare squilibri tra le parti, soprattutto in relazione alla definizione degli obblighi di performance, alla gestione degli incentivi e alla ripartizione dei rischi economici e operativi;
- L'opportunità di assicurare un controllo pubblico sufficiente sui processi decisionali legati alla gestione dell'energia prodotta, evitando che il ricorso al soggetto privato comporti una delega eccessiva su scelte strategiche che incidono sulla politica energetica locale;
- Le complessità amministrative connesse alla gestione degli incentivi (GSE) e alla misurazione della performance, che richiedono competenze tecniche e gestionali specifiche da parte della PA, pena il rischio di inefficienze o perdite economiche. In questo senso, l'affidamento a soggetti privati esperti può rappresentare una soluzione operativa efficace, ma deve essere accompagnato da adeguati strumenti di verifica e controllo pubblico. La sfida è quella di coniugare la snellezza gestionale offerta dal modello EPC come

proposto con il presidio pubblico delle finalità collettive sottese alla produzione e condivisione di energia rinnovabile.

Un corretto utilizzo dell'EPC per impianti da fonti rinnovabili richiede pertanto una solida pianificazione iniziale, un monitoraggio costante delle prestazioni e l'integrazione con le politiche locali di sostenibilità energetica.

VI. Analisi del contratto EPC connesso alla realizzabilità di infrastruttura destinata ad ipotesi di successivo autoconsumo della PA

L'applicazione del contratto EPC per la realizzazione di infrastrutture energetiche da destinare all'autoconsumo diretto da parte della Pubblica Amministrazione si configura come una delle soluzioni potenzialmente efficaci per la promozione della transizione ecologica nel settore pubblico.

Secondo questa tesi, l'ente locale o statale promuove l'installazione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili (ad esempio, impianti fotovoltaici) su un edificio di proprietà pubblica, con la finalità di soddisfare, in tutto o in parte, il proprio fabbisogno energetico attraverso l'energia autoprodotta.

Il vantaggio principale di tale modello contrattuale risiede nella possibilità per la PA di evitare un'esposizione finanziaria iniziale, trasferendo integralmente alla ESCo – ovvero al soggetto privato selezionato mediante gara pubblica – l'onere economico e operativo relativo alla progettazione, all'installazione, alla gestione e alla manutenzione dell'impianto. Il contratto EPC consente inoltre di strutturare un sistema di remunerazione della ESCo correlato alla quantità di energia autoconsumata, con la possibilità di integrare tale compenso con quote fisse associate alla disponibilità dell'impianto e al raggiungimento di performance energetiche minime garantite.

Nella pratica operativa, l'impianto viene normalmente collocato su coperture o aree di pertinenza pubblica, e l'energia prodotta è destinata direttamente agli edifici pubblici, quali scuole, municipi, strutture sportive e altri servizi.

La misurazione dell'energia autoconsumata è affidata a dispositivi di misura bidirezionali installati in prossimità del punto di consegna. Le regole tecniche adottate dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), tra cui le *Regole Tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa* e le *Regole Tecniche per l'autoconsumo collettivo*, stabiliscono le modalità per la misura, contabilizzazione

e valorizzazione dell'energia, specificando l'obbligo di installazione di dispositivi di misura intelligenti e la trasmissione continua dei dati al GSE.

In parallelo, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), mediante la Delibera 318/2020/R/eel, ha fissato i criteri per l'accesso alle configurazioni di autoconsumo, compresi i requisiti tecnici, le modalità di connessione alla rete e la determinazione delle tariffe. Il coordinamento tra GSE e ARERA risulta dunque imprescindibile per assicurare una corretta integrazione delle infrastrutture all'interno delle reti pubbliche e per garantire il riconoscimento dei benefici economici connessi all'autoconsumo.

Dal punto di vista giuridico, il contratto EPC deve contenere previsioni puntuali riguardo a:

- L'individuazione del punto di connessione e dell'ambito specifico di autoconsumo;
- Le modalità di valorizzazione dell'energia autoprodotta rispetto alla baseline storica dei consumi;
- La regolazione dell'immissione di eventuali eccedenze nella rete pubblica;
- L'introduzione di clausole di salvaguardia rispetto a eventuali mutamenti normativi o variazioni nei profili di consumo;
- Gli obblighi manutentivi e le tempistiche di disponibilità dell'impianto.

Tale configurazione risulta particolarmente vantaggiosa per l'ente pubblico per almeno tre ordini di motivi:

1. La riduzione dei costi energetici dovuta all'autoconsumo diretto dell'energia prodotta;
2. Il mantenimento del controllo funzionale sull'impianto, pur in assenza di gestione diretta;
3. La conformità agli obiettivi ambientali delineati dalle normative europee e nazionali in materia di decarbonizzazione e contabilità pubblica, in quanto l'intervento – se strutturato correttamente – può non essere contabilizzato come debito pubblico (off balance).

Alla luce dell'analisi condotta, si può ipotizzare che il modello contrattuale EPC possa costituire un'opzione percorribile anche per la realizzazione di infrastrutture destinate, in un secondo momento, a una configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile (CER) a guida pubblica, come si vedrà nel paragrafo successivo.

VII. Analisi del contratto EPC connesso alla realizzabilità di infrastruttura destinata alla costituzione di una CER.

Un'ipotesi innovativa, attualmente ancora in fase sperimentale e non disciplinata in modo esplicito dal legislatore né supportata da prassi amministrative consolidate, potrebbe riguardare l'utilizzo del contratto EPC nel settore pubblico per la realizzazione di infrastrutture energetiche, finalizzate non all'immediato autoconsumo, bensì alla successiva costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER). Secondo questa prospettiva, l'ente pubblico promuoverebbe la realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile (es. fotovoltaico) mediante affidamento a un operatore privato selezionato con contratto EPC, per poi destinare tale infrastruttura a una futura CER, da costituirsi tramite apposito bando pubblico.

In linea teorica, questa configurazione consentirebbe alla Pubblica Amministrazione di anticipare la realizzazione tecnica degli impianti, lasciando aperta la possibilità di coinvolgimento successivo della cittadinanza, delle PMI o di altri enti pubblici, nel rispetto dei principi di partecipazione aperta e volontaria (cd. Porta aperta) sanciti dal D.Lgs. 199/2021 e dalla Direttiva RED II.

La CER potrebbe così beneficiare di un'infrastruttura già funzionante, riducendo i tempi di avvio e garantendo maggiore attrattività per i potenziali aderenti.

I potenziali vantaggi di tale impostazione includerebbero:

- la possibilità di avviare la progettazione e costruzione dell'impianto con tempistiche più rapide, svincolate dai tempi tecnici e amministrativi necessari per la costituzione della comunità, che potrebbero essere rallentati, ad esempio, dalla necessità di individuare e coinvolgere tutti i potenziali aderenti, di approvare uno statuto condiviso, di registrare formalmente l'ente collettivo secondo le forme giuridiche ammesse e di completare gli adempimenti autorizzativi previsti dalle normative ARERA e GSE; ciò comporterebbe una conseguente riduzione della durata complessiva del progetto e una maggiore tempestività nell'accesso agli incentivi disponibili;
- il mantenimento da parte della PA di una funzione di regia e di indirizzo strategico nella futura governance della CER, che permetterebbe di impostare in anticipo i criteri sociali, ambientali e redistributivi alla base della comunità energetica; in particolare, la PA potrebbe definire le modalità di adesione alla comunità, i criteri di selezione dei partecipanti, gli obiettivi di inclusione sociale (ad esempio il coinvolgimento di soggetti vulnerabili), le priorità di

investimento in infrastrutture energetiche e le strategie per la redistribuzione dei benefici energetici ed economici generati dalla produzione condivisa;

- l'accesso, una volta costituita la comunità, a strumenti di incentivazione GSE già esistenti per l'energia condivisa, come il meccanismo di incentivazione definito dal Decreto MASE del 7 dicembre 2023, che prevede una tariffa premio sull'energia condivisa (fino a 100 €/MWh per impianti fino a 200 kW), e il contributo in conto capitale per la realizzazione degli impianti previsto dal PNRR. Tali strumenti permettono di valorizzare economicamente l'energia autoconsumata virtualmente all'interno della comunità e contribuiscono al rientro dell'investimento iniziale. L'accesso tempestivo a tali meccanismi può essere facilitato dalla disponibilità preventiva dell'infrastruttura energetica, che sarebbe stata già progettata e realizzata dalla PA mediante contratto EPC prima della costituzione della comunità, anticipando così la messa in esercizio e la connessione alla rete dell'impianto, evitando ritardi derivanti dalla necessità di realizzare *ex novo* le opere necessarie.

Dal punto di vista contrattuale, il contratto EPC dovrebbe essere teoricamente strutturato per:

- includere clausole flessibili che prevedano, a seconda degli scenari che si realizzeranno, il successivo trasferimento, la concessione d'uso o altre forme di condivisione dell'utilizzo dell'impianto con la CER, rispettando le esigenze di continuità operativa e le tempistiche di costituzione della comunità. Queste clausole dovrebbero essere accompagnate da previsioni che regolino i diritti di accesso, gestione e uso delle infrastrutture da parte della comunità, una volta formalizzata la sua costituzione;
- garantire la compatibilità tecnica e amministrativa dell'impianto con i requisiti di prossimità e di configurazione previsti dal GSE per le CER, sin dalla fase progettuale iniziale, attraverso lo studio preliminare della cabina primaria di riferimento, la definizione dei profili di consumo e produzione previsti e l'integrazione dei dispositivi di misura e controllo secondo le Regole Tecniche GSE, in modo da evitare costose riconfigurazioni successive o l'impossibilità di accesso agli incentivi;
- disciplinare, in via eventuale ma dettagliata, la ripartizione dei benefici futuri derivanti dalla valorizzazione dell'energia condivisa, prevedendo

meccanismi equi e trasparenti tra il soggetto esecutore (ESCo) e la comunità. Tali meccanismi potrebbero includere la definizione di quote di energia spettanti ai membri della comunità, la destinazione di parte dei proventi al fondo sociale della CER, o la previsione di rientri economici per il soggetto privato proporzionati agli investimenti effettuati e ai risultati raggiunti.

Nonostante il quadro normativo non preveda esplicitamente questa modalità operativa, alcuni progetti pilota stanno approfondendo la tematica delle Comunità Energetiche Rinnovabili promosse da enti pubblici, soprattutto in contesti rurali o montani¹¹².

Tuttavia, nessuna delle iniziative analizzate documenta l'impiego esplicito del contratto EPC come strumento di supporto alla futura costituzione di una CER. L'applicazione dell'EPC a questo specifico scopo rappresenta dunque un'ipotesi del tutto innovativa, proposta e analizzata per la prima volta nel presente lavoro, al fine di esplorare possibili sinergie tra partenariato pubblico-privato, semplificazione procedurale e obiettivi collettivi di sostenibilità energetica.

L'ipotesi di un contratto EPC orientato alla realizzazione di infrastrutture da destinare, in un secondo momento, alla CER, si presenta dunque come una proposta ad elevato potenziale innovativo. Essa potrebbe rappresentare una nuova frontiera della programmazione energetica pubblica, coniugando efficienza procedurale, partenariato pubblico-privato e partecipazione civica in un'ottica di sostenibilità e di rigenerazione del territorio.

VIII. Modelli di contratto per l'installazione e la gestione di impianti rinnovabili nei contratti EPC

L'efficace applicazione del contratto di rendimento energetico (EPC) alla produzione e gestione di energia da fonti rinnovabili richiede l'adozione di modelli contrattuali dettagliati, in grado di coniugare esigenze tecniche, giuridiche ed economiche. In particolare, la progettazione e gestione degli impianti fotovoltaici, eolici o cogenerativi destinati all'autoconsumo o alla costituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) richiede strumenti contrattuali avanzati e adattabili alle specificità del contesto pubblico.

¹¹² Progetto GECO – Green Energy Community, coordinato da AESS e ENEA, <https://www.progettogeco.it> e Politecnico di Milano – Università di Trento – LEAP, *Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali*, cit.

Nel rispetto della disciplina degli appalti pubblici di cui al D.Lgs. 36/2023, i contratti EPC devono essere costruiti su basi di trasparenza, concorrenza e parità di trattamento. Inoltre, devono disciplinare in modo preciso:

- le caratteristiche tecniche e prestazionali dell'impianto;
- le modalità di progettazione, installazione e manutenzione;
- i meccanismi di monitoraggio dell'energia prodotta e autoconsumata;
- la ripartizione dei rischi tra le parti;
- i criteri di remunerazione legati ai risultati energetici conseguiti.

Sulla base delle classificazioni fornite dal Vademecum redatto dal DIPE¹¹³, è possibile identificare cinque principali modelli contrattuali applicabili ai progetti EPC nel settore pubblico:

1. **Guaranteed Savings Model (GSM):** la ESCo garantisce un livello minimo di risparmio energetico, assumendosi il rischio economico in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi. La PA, in tal modo, beneficia di una soglia minima di risultato contrattualmente assicurata. Questo modello è particolarmente adatto in contesti in cui i consumi energetici iniziali siano chiaramente misurabili e la baseline sia ben definita.

2. **Shared Savings Model (SSM):** il risparmio economico derivante dall'intervento è condiviso tra la PA e la ESCo secondo percentuali predeterminate. La ESCo si fa carico dell'investimento iniziale e la remunerazione dipende dai risparmi generati. Il rischio è condiviso, così come l'incentivo alla massimizzazione delle performance.

3. **First-Out Model:** tutti i risparmi generati sono inizialmente trattenuti dalla ESCo fino al completo recupero dell'investimento. Solo successivamente la PA inizia a beneficiare degli effetti economici. Questo modello è adatto a progetti con ritorni a medio-lungo termine, ma può rallentare il beneficio diretto per l'amministrazione.

4. **Chauffage Model:** la ESCo fornisce un servizio energetico completo, comprensivo della progettazione, gestione e fornitura dell'energia. Il cliente non acquista l'impianto ma il servizio energetico finale. È un modello tipico di esternalizzazione, idoneo a strutture pubbliche con elevati fabbisogni energetici e bassa capacità gestionale.

¹¹³ Dipartimento per la Programmazione e il Coordinamento della Politica Economica - PPP & CONTRATTI DI PRESTAZIONE ENERGETICA (EPC) *dalla A alla Z*, UNA GUIDA PER LE AMMINISTRAZIONI E GLI OPERATORI – 2022 – pp. 39, disponibile al link: https://www.programmazioneeconomica.gov.it/media/tnyguvvs/vademecum-epc_ppp_dipe_vs-pubblicata_13052022.pdf consultabile sino al 10/05/2025.

5. Modello Misto (Mixed Model): rappresenta una soluzione flessibile che integra elementi dei precedenti modelli. Ad esempio, può prevedere una garanzia minima di risparmio (come il GSM), associata a una condivisione degli extra-risparmi (come nel SSM). Questa configurazione è particolarmente adatta per progetti complessi, come quelli che coinvolgono impianti FER destinati all'autoconsumo e alla partecipazione a CER.

L'utilizzo di questi modelli è supportato da strumenti tecnici e normativi, tra cui:

- le linee guida ENEA, che offrono criteri per la definizione delle prestazioni, indicatori di qualità e suggerimenti per la misurazione dell'energia;
- il contratto tipo EPC approvato da ANAC (Delibera n. 349/2024), che propone clausole aggiornate per includere obiettivi legati alla transizione energetica e agli impianti da FER.

Il contratto tipo ANAC, in particolare, contiene sezioni dedicate alla gestione delle fonti rinnovabili, alla verifica del rendimento energetico e alla contabilizzazione dell'energia condivisa, aspetti centrali nei progetti CER. L'impiego di modelli contrattuali adattabili e strumenti standardizzati consente alle amministrazioni pubbliche di garantire uniformità nella gestione contrattuale, di ridurre il rischio giuridico e di accelerare l'implementazione di progetti energetici complessi, promuovendo l'accesso alle fonti rinnovabili in un'ottica sostenibile e partecipata.

IX Quale modello scegliere? Una valutazione in chiave sperimentale

Alla luce dell'analisi sviluppata in questa tesi, si ritiene che il Guaranteed Savings Model (GSM), eventualmente integrato con elementi del modello misto, costituisca la soluzione più coerente con le esigenze della Pubblica Amministrazione, in particolare nei progetti che prevedano la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili destinati alla successiva costituzione di una CER. Il GSM permette infatti di stabilire un livello minimo garantito di risparmio energetico, offrendo alla PA un riferimento certo sui risultati attesi e trasferendo integralmente il rischio di mancato raggiungimento alla ESCo. Questa caratteristica si rivela particolarmente rilevante nei contesti pubblici, in cui il principio di economicità e l'assenza di esborsi iniziali rappresentano criteri guida imprescindibili.

La clausola di garanzia, inoltre, si presta ad essere integrata da meccanismi premiali legati alla quota di energia effettivamente condivisa all'interno della comunità

energetica, incentivando così la ESCo a progettare impianti e sistemi di accumulo ottimizzati per la partecipazione alla CER. Ciò stimola modelli operativi in grado di massimizzare il ritorno sociale e ambientale del progetto, in linea con gli obiettivi della normativa europea sulla transizione energetica.

L'integrazione con elementi del modello misto (Mixed Model) consente poi di introdurre una compartecipazione agli extra-risparmi realizzati, mantenendo elevata la motivazione dell'operatore privato e rendendo l'operazione appetibile anche in contesti complessi. Tale soluzione, peraltro, consente una maggiore flessibilità nella gestione delle eccedenze di produzione, che potranno essere valorizzate all'interno della CER o redistribuite a beneficio della collettività locale.

In conclusione, l'adozione del GSM con una clausola di compartecipazione agli extra-risparmi rappresenta il modello più idoneo per coniugare efficienza energetica, certezza dei risultati economici, sostenibilità ambientale e promozione di pratiche collaborative in ambito pubblico.

PARTE III

IL CONTRATTO EPC IN CHIAVE CER: MODELLI SPERIMENTALI E PROSPETTIVE NORMATIVE

I. Introduzione

Come delineato nei capitoli precedenti, il contratto di rendimento energetico (Energy Performance Contract, EPC) rappresenta uno strumento contrattuale flessibile, orientato al risultato, capace di rispondere agli obiettivi di efficienza energetica, decarbonizzazione e partecipazione attiva delle comunità locali.

La presente sezione si propone di sviluppare il ragionamento giuridico avviato nel capitolo primo circa la natura giuridica del contratto EPC, analizzando le implicazioni che derivano dalla sua configurazione, con particolare riferimento alla disciplina dei contratti pubblici e alla possibilità di integrarlo con modelli di Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

L'obiettivo è duplice:

- da un lato, chiarire il corretto inquadramento giuridico dell'EPC tra appalto e concessione, alla luce del D.Lgs. 36/2023 e dei criteri euro-unitari;
- dall'altro, proporre due modelli sperimentali di integrazione EPC-CER che valorizzino la capacità di questo strumento di abilitare la transizione energetica anche nel settore pubblico, senza gravare direttamente sui bilanci delle amministrazioni.

Tale operazione teorico-pratica richiede il richiamo alle differenze tra appalto e concessione, un focus sulle forme di Partenariato Pubblico Privato (PPP), nonché l'analisi della classificazione delle opere in "fredde", "tiepide" e "calde", con le implicazioni che ne derivano sulla sostenibilità finanziaria e giuridica delle operazioni.

Successivamente, si procederà all'applicazione concreta delle categorie ricostruite, presentando due modelli operativi: il primo riferito a piccoli Comuni (CER pubblica semplificata), il secondo rivolto a contesti urbani complessi (CER a governance mista), nella prospettiva di una contrattualistica pubblica che evolve verso paradigmi di sostenibilità, inclusività e circolarità.

In conclusione, si riprenderanno le recenti modifiche normative introdotte dal decreto MASE del maggio 2025, per valutare quanto il sistema normativo stia effettivamente progredendo verso un modello stabile, sistemico e abilitante per il

binomio EPC-CER, alla luce anche delle indicazioni fornite da Eurostat in tema di contabilità off-balance e dei profili di responsabilità giuridico-finanziaria per la PA.

II. Le concessioni tra vecchio e nuovo Codice: differenze con i PPP

Alla luce di quanto delineato nei capitoli precedenti, il contratto di rendimento energetico (EPC) si configura come uno strumento contrattuale ad alta potenzialità strategica, capace di coniugare efficienza energetica, investimento privato e obiettivi pubblici di decarbonizzazione. Tuttavia, dal punto di vista giuridico, resta ancora dibattuto quale sia la migliore procedura per il suo affidamento nell'ambito della normativa sui contratti pubblici. La scelta tra l'appalto pubblico e la concessione costituisce una decisione fondamentale, poiché da essa derivano diversi regimi giuridici in termini di distribuzione dei rischi, obblighi delle parti, contabilità pubblica e incentivi regolatori.

Come approfondito nel Capitolo I, fino all'entrata in vigore del nuovo Codice dei contratti pubblici di cui al D.Lgs. 36/2023, il contratto EPC veniva generalmente ricondotto nell'ambito dei partenariati pubblico-privati (PPP), ai sensi dell'art. 180, comma 8, del D.Lgs. 50/2016. Tale inquadramento, favorito anche dalle indicazioni provenienti dalla Commissione europea e dalle linee guida Eurostat, poggiava sulla struttura finanziaria tipica dell'EPC: assenza di oneri iniziali per la PA, anticipazione dell'investimento da parte dell'operatore economico, remunerazione fondata sul risparmio energetico misurabile.

Con l'adozione del D.Lgs. 36/2023, il legislatore italiano ha operato una svolta significativa: all'art. 200 del nuovo Codice, ha riconosciuto l'EPC come fattispecie autonoma e distinta dai PPP, con una disciplina dedicata e specifica. Si è dunque compiuta una scelta di valorizzazione della peculiarità dell'EPC, al fine di rendere più chiara la cornice applicativa e favorirne l'utilizzo. Tuttavia, questa scelta comporta anche l'onere di chiarire quale sia lo strumento procedurale più idoneo per l'affidamento del contratto, tra appalto e concessione.

Sul punto, l'analisi giuridica effettuata nel Capitolo I ha evidenziato che l'appalto pubblico – sebbene astrattamente utilizzabile – appare poco adatto a cogliere la struttura economica dell'EPC, in quanto pone in capo alla pubblica amministrazione gran parte del rischio operativo ed economico, con conseguente contabilizzazione dell'investimento in bilancio (on-balance).

Al contrario, la concessione consente una diversa allocazione del rischio, spostando in misura prevalente – se non esclusiva – il rischio operativo sul soggetto privato, con possibilità di qualificazione off-balance secondo i criteri Eurostat.

In questa prospettiva, il contratto EPC appare più coerente con la struttura della concessione, purché sussista una forma di controprestazione legata alla gestione funzionale dell'impianto e alla sua capacità di generare flussi di cassa. L'applicazione dell'EPC alle configurazioni di autoconsumo o alle comunità energetiche rinnovabili può rafforzare ulteriormente tale inquadramento, nella misura in cui l'impianto realizzato diviene fonte di reddito attraverso l'energia condivisa e valorizzata economicamente.

III. Le concessioni fredde, tiepide e calde: una classificazione funzionale agli EPC-CER.

Per comprendere come l'EPC possa essere efficacemente integrato nei modelli di comunità energetica rinnovabile (CER), è utile richiamare la classificazione delle concessioni in tre categorie operative: fredde, tiepide e calde¹¹⁴.

Le concessioni "fredde" si riferiscono a opere pubbliche che, una volta realizzate, non generano flussi di ricavi da utenza, in quanto destinate all'uso diretto della pubblica amministrazione, come nel caso di scuole, ospedali o carceri. In tali ipotesi, la remunerazione del soggetto privato deriva unicamente da corrispettivi pubblici, il che rende poco coerente tale modello con l'applicazione di un EPC-CER, orientato invece a servizi energetici rivolti alla collettività.

Le concessioni "calde" rappresentano l'estremo opposto: sono quelle in cui l'opera genera entrate da utenza sufficienti a coprire integralmente i costi di investimento, gestione e remunerazione del capitale privato. Si pensi, ad esempio, a infrastrutture come le autostrade. Laddove un contratto EPC-CER preveda la produzione e condivisione di energia in grado di generare entrate significative (es. in una CER urbana ad alta densità), potrebbe avvicinarsi a questo modello, rendendo non necessario il ricorso a contributi pubblici.

Tra questi due estremi si collocano le concessioni "tiepide", dove l'opera è in grado di generare solo una parte dei ricavi necessari a garantire l'equilibrio economico-

¹¹⁴ Sul punto si veda M.A. Cabiddu e altri, "Nuovo Codice dei Contratti Pubblici – Commentario ragionato D. Lgs. N. 36/2023", Gruppo 24 ore, 2023 - Il Sole 24 ORE S.p.A. in merito agli artt. 174 e ss. del D. Lgs. N. 36/2023, pag. 654.

finanziario, richiedendo dunque un'integrazione pubblica, che può essere sia monetaria (contributo diretto) che in natura (es. uso di immobili pubblici).

In una ipotesi applicativa EPC-CER, una concessione tiepida può concretizzarsi in un contesto in cui l'operatore privato investe nella realizzazione degli impianti FER, mentre la PA sostiene o agevola il progetto attraverso strumenti non finanziari ma abilitanti, come l'adesione alla CER o la concessione di spazi per l'installazione.

In questa prospettiva, le concessioni tiepide e calde costituiscono modelli coerenti per la strutturazione di EPC applicati alle comunità energetiche, laddove sia presente un bilanciamento tra iniziativa pubblica, rischio a carico del privato e flussi economici derivanti dalla valorizzazione dell'energia condivisa. Le prossime sezioni proporranno due modelli applicativi esemplificativi, inquadrabili in queste categorie, per verificarne la sostenibilità giuridica e contabile secondo i criteri Eurostat.

IV. Modelli applicativi EPC-CER: due ipotesi sperimentali

Alla luce del quadro giuridico, economico e funzionale delineato nei capitoli precedenti, si propongono due ipotesi sperimentali di integrazione tra contratto EPC e configurazioni di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), in cui la pubblica amministrazione possa assumere un ruolo propulsivo ma non necessariamente di finanziatore diretto.

Affinché tali modelli applicativi possano essere concretamente attuati, è essenziale rimarcare le procedure di affidamento previste dal Codice dei Contratti Pubblici idonee a garantire il rispetto dei principi di evidenza pubblica, trasparenza e concorrenza, e allo stesso tempo capaci di attrarre operatori economici qualificati per progetti integrati e innovativi.

Le principali opzioni percorribili sono:

- Affidamento in concessione, ai sensi degli articoli 174 e seguenti del D.Lgs. 36/2023, laddove l'operatore privato si assuma il rischio operativo e sia remunerato in tutto o in parte (rispettivamente, calda o tiepida) attraverso i proventi derivanti dalla gestione dell'opera o del servizio. Tale procedura è particolarmente adatta nei casi in cui la CER sia economicamente sostenibile grazie agli incentivi alla condivisione dell'energia e ai risparmi energetici garantiti dal contratto EPC.
- Partenariato Pubblico-Privato (PPP) ad iniziativa pubblica, ai sensi dell'art. 175 del D.Lgs. 36/2023, quando l'amministrazione individua

l'intervento, ne struttura le caratteristiche tecnico-economiche (eventualmente con l'ausilio di un soggetto terzo), e procede a gara per l'individuazione del partner privato che realizzi l'opera e gestisca i servizi connessi. In questo caso, il contratto EPC può essere inserito come parte del piano economico-finanziario (PEF), integrando prestazioni di progettazione, realizzazione, gestione e misurazione dei risultati energetici, nonché le condizioni per la futura costituzione della CER.

La scelta tra le due procedure dipende da molteplici fattori, tra cui: la ripartizione dei rischi, le fonti di remunerazione, la sostenibilità finanziaria del progetto, la disponibilità di incentivi e la capacità tecnica della PA, nonché:

- Inquadramento giuridico: la concessione si caratterizza per un impianto normativo più dettagliato e diretto, che consente una strutturazione contrattuale più snella. Il PPP, invece, richiede una fase istruttoria più complessa, che comprende l'elaborazione e validazione del Piano Economico Finanziario (PEF) e della sua sostenibilità, con tempi e risorse più significativi a carico della stazione appaltante.
- Allocazione del rischio: in entrambi i modelli, per ottenere il trattamento off-balance secondo Eurostat, è necessario che il rischio operativo ricada prevalentemente sul privato. Tuttavia, nel PPP le modalità di distribuzione del rischio possono essere maggiormente personalizzate. Questo rende il modello più flessibile nella costruzione di assetti contrattuali specifici, ma richiede alla PA un più elevato livello di controllo, monitoraggio continuo e capacità di valutazione tecnico-economica per garantire l'effettiva traslazione del rischio.
- Coinvolgimento della PA: la concessione prevede un ruolo tendenzialmente passivo della PA, che si limita a definire gli obiettivi e a concedere l'utilizzo di beni, rimanendo eventualmente parte della CER come semplice consumatore. Il PPP, invece, permette un coinvolgimento più ampio, anche attraverso la costituzione di società miste o la partecipazione diretta nella governance della CER, valorizzando un approccio cooperativo pubblico-privato. In particolare, la pubblica amministrazione può assumere un ruolo strategico nella definizione degli obiettivi, nella selezione dei partner e nella promozione dell'iniziativa, mentre il privato può contribuire con il proprio know-how tecnico, la capacità di investimento e la gestione operativa

dell'impianto e della CER. Ad esempio, si può prevedere la costituzione di una società mista dove la PA detenga una quota minoritaria con funzioni di controllo e indirizzo, mentre la ESCo gestisca gli aspetti tecnici e commerciali. Questo assetto consente una governance condivisa e un'allocazione dei rischi più bilanciata, ma richiede una solida capacità negoziale e organizzativa da parte dell'amministrazione per evitare squilibri gestionali e garantire la coerenza con gli obiettivi pubblici.

- Replicabilità e snellezza: il modello concessorio si adatta meglio ai piccoli enti locali per via della sua maggiore semplicità amministrativa e procedurale, che consente di predisporre bandi standardizzati e impiegare risorse limitate in termini di competenze tecniche e giuridiche. Questo è particolarmente rilevante nei Comuni di piccole dimensioni, dove spesso mancano strutture tecniche interne adeguate a gestire procedure articolate. Il PPP, al contrario, è maggiormente idoneo a contesti strutturati, capaci di sostenere analisi economico-finanziarie complesse, predisporre PEF dettagliati e monitorare nel tempo il rispetto dell'equilibrio economico-finanziario. Ad esempio, un PPP che preveda la costituzione di una società mista o il co-finanziamento privato con articolati meccanismi di remunerazione richiederebbe una costante attività di controllo sui flussi finanziari e sulla governance, attività difficilmente sostenibile da amministrazioni scarsamente dotate.

Inoltre, il rispetto dei criteri Eurostat impone l'assunzione effettiva del rischio da parte del partner privato, che deve essere verificata e documentata con rigore: un'attività sicuramente più agevole in enti con una consolidata struttura amministrativa ed esperienza pregressa in operazioni complesse (caratteristiche non certo disponibili in realtà più piccole).

Entrambe le opzioni risultano giuridicamente praticabili e coerenti con gli obiettivi di efficienza e sostenibilità, ma la scelta tra i due strumenti dipende dalla dimensione dell'ente, dal grado di maturità progettuale e dalla capacità amministrativa di gestione dell'intervento.

Nel paragrafo successivo verranno sviluppati due modelli applicativi per il possibile *match* tra EPC e CER, partendo da un elemento di differenziazione: il promotore dell'iniziativa, passaggio – questo – necessario per comprendere quale tipologia di modello di CER sia compatibile con ciascuna procedura di affidamento

del contratto EPC: una CER promossa direttamente dalla PA (public lead) o una CER promossa da una pluralità di soggetti, tra cui la PA (governance mista).

Nel primo caso, la proposta è guidata dalla PA in un contesto a dominanza pubblica; nel secondo, il modello nasce in una logica di governance mista, con il coinvolgimento paritetico di attori pubblici e privati.

IV.1 Il modello “public lead”: EPC a iniziativa pubblica e CER a dominanza pubblica

Il primo modello si configura nel contesto di un comune di piccole dimensioni (sotto i 5.000 abitanti), proprietario di un edificio scolastico energivoro, che bandisce una gara pubblica per l'affidamento di un contratto EPC finalizzato alla riqualificazione energetica dell'immobile. Tra le prestazioni richieste rientrano l'installazione di impianti fotovoltaici con sistema di accumulo, il miglioramento dell'involucro edilizio e la successiva attivazione di una comunità energetica rinnovabile tra il comune, la scuola e alcune utenze residenziali limitrofe, rientranti nella medesima cabina primaria.

In questo quadro, il fornitore selezionato si occupa della progettazione, della realizzazione e della gestione per dieci anni, ripagandosi attraverso i risparmi conseguiti e gli incentivi alla condivisione dell'energia erogati tramite GSE. La pubblica amministrazione non sostiene direttamente i costi iniziali degli impianti, che sono a carico dell'operatore economico nell'ambito del contratto EPC. L'intera operazione può dunque essere strutturata come una concessione tiepida, in cui la sostenibilità economica è garantita dal contributo pubblico sotto forma di adesione alla CER, che consente l'accesso a meccanismi incentivanti, e non da un corrispettivo diretto.

La differenza sostanziale rispetto ai casi oggetto di studio e ricerca analizzati nel capitolo due è rappresentata dall'abbattimento dei costi iniziali per la PA nella realizzazione dell'infrastruttura necessaria all'avvio della CER, reso possibile dalla natura stessa del contratto EPC, che prevede l'anticipo degli investimenti da parte dell'operatore economico. A differenza dei modelli descritti, in cui la PA interviene spesso con fondi propri o attraverso contributi esterni per la costruzione dell'impianto; di contro, l'esempio proposto consente alla pubblica amministrazione di attivare una CER senza oneri iniziali, aderendo a un paradigma contrattuale orientato al risultato.

Il primo modello proposto si avvicina al modello "public lead" elaborato da RSE¹¹⁵, in cui è la PA a promuovere la comunità energetica assumendo un ruolo di indirizzo e coordinamento, ma senza dover sostenere direttamente il costo iniziale degli impianti, affidato invece al partner privato nell'ambito dell'appalto EPC.

IV.2 Il modello “governance mista”: EPC con CER urbana partecipata

Il secondo modello sperimentale si inserisce nel contesto di una grande città che intenda riqualificare energeticamente più edifici pubblici attraverso l'affidamento di un EPC integrato. Oltre agli edifici della PA, il contratto EPC potrebbe prevedere l'installazione di impianti FER anche presso sedi di PMI, cooperative sociali e soggetti del terzo settore, già individuati come futuri membri della comunità energetica.

Il modello contrattuale consentirebbe la realizzazione di una CER a struttura consortile o cooperativa, con governance partecipata e distribuzione dei benefici tra soggetti pubblici e privati. In questo caso, la CER assumerebbe una capacità intrinseca di generare ricavi da utenza (ricordando il limite, ampiamente esposto nel capitolo 2, del carattere non lucrativo in merito alla partecipazione di realtà imprenditoriali), e l'intervento potrebbe essere configurato come una concessione calda, con remunerazione interamente a carico del flusso di benefici energetici e finanziari generati.

Tale seconda ipotesi configura una variante ibrida tra il modello "public lead" e il modello "community-based" così come delineati da RSE nella piattaforma Energy Community Map: da un lato, permane l'iniziativa pubblica come motore del progetto; dall'altro, la gestione è fortemente partecipata e i benefici sono distribuiti tra soggetti pubblici e privati.

Nel paragrafo che segue verranno approfonditi i modelli in rapporto alle condizioni contrattuali necessarie, ai ruoli istituzionali (ARERA, GSE, MASE), e alle implicazioni contabili secondo i criteri Eurostat.

IV.3 Condizioni contrattuali, ruoli istituzionali e implicazioni contabili nei modelli EPC-CER

¹¹⁵ L. De Vidovich, L. Tricarico e M. Zulianello – *COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, 2022, FrancoAngeli s.r.l.

Affinché i modelli EPC-CER proposti risultino concretamente realizzabili e replicabili, è indispensabile che le condizioni contrattuali siano adeguatamente strutturate e coerenti con il quadro regolatorio nazionale ed europeo.

In particolare, il contratto EPC dovrà prevedere in capo alla ESCo:

- l'esplicita inclusione della progettazione, installazione e gestione di impianti FER e sistemi di accumulo;
- la definizione di obiettivi di performance energetica misurabili e verificabili;
- clausole relative alla partecipazione alla CER, al ruolo dell'operatore economico nella gestione energetica condivisa, e agli eventuali flussi economici derivanti dagli incentivi GSE;
- la redazione obbligatoria di un Piano Economico Finanziario (PEF) che tenga conto delle entrate da risparmio energetico e da condivisione energetica.

Sotto il profilo istituzionale, la cooperazione tra le principali autorità di settore risulta determinante:

- ARERA definisce il quadro regolatorio per l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche, nonché le tariffe di rete e gli oneri di sistema. Il suo ruolo è cruciale per assicurare stabilità normativa e trasparenza nella valorizzazione dell'energia condivisa;
- GSE gestisce l'accesso ai meccanismi incentivanti e fornisce supporto tecnico-amministrativo alle PA, anche attraverso il Portale CER e le attività previste dal PNRR;
- MASE svolge attività di indirizzo e coordinamento, stabilendo i criteri di ammissibilità e le linee strategiche per la promozione delle CER e dell'efficienza energetica.

Sul piano contabile, secondo le linee guida Eurostat, la possibilità di classificare gli investimenti come off-balance dipende principalmente dalla corretta allocazione del rischio operativo al partner privato. Affinché ciò avvenga, devono essere rispettate alcune condizioni:

- il rischio di disponibilità, costruzione e domanda non deve gravare in modo significativo sulla PA;
- la remunerazione dell'operatore deve dipendere dal raggiungimento di risultati energetici;

- eventuali contributi pubblici non devono coprire integralmente i costi dell'investimento.

Nel modello “public lead”, ad esempio, se l'adesione della PA alla CER si limita alla sola partecipazione come prosumer e non comporta trasferimenti finanziari diretti, l'investimento può essere qualificato off-balance. Diversamente, se la PA fornisse un contributo iniziale rilevante, ciò potrebbe alterare l'allocazione del rischio, determinando una contabilizzazione on-balance.

L'adeguata strutturazione contrattuale, il rispetto delle linee guida Eurostat e il coinvolgimento coordinato delle autorità istituzionali costituiscono dunque le precondizioni essenziali per l'effettiva implementazione e replicabilità dei modelli EPC-CER descritti.

Dal punto di vista tecnico applicativo sulle CER, gli aspetti giuridici più rilevanti da disciplinare riguardano la definizione delle obbligazioni contrattuali connesse alla creazione della CER, la titolarità dell'impianto e le modalità di condivisione dell'energia, la durata contrattuale e i criteri di misurazione delle performance, nonché la compatibilità con il principio dell'equilibrio economico-finanziario e con le norme in materia di finanza pubblica.

L'adozione di uno schema contrattuale/modello associativo, validato da soggetti istituzionali (es. ANAC, GSE, ARERA), potrebbe favorire l'applicazione omogenea del modello e ridurre i rischi giuridici, favorendo un clima di fiducia tra PA e operatori privati.

In tal senso, come già indicato nel capitolo 2, è a favore della tesi sostenuta il fatto che il GSE eroga già servizi di supporto tecnico-amministrativo rivolti ai Comuni con meno di 5.000 abitanti, nell'ambito del PNRR, per la realizzazione di impianti FER inseriti in configurazioni di CER. Tali servizi comprendono la possibilità di accedere a contributi a fondo perduto fino al 40% delle spese ammissibili, incluse quelle relative alla progettazione, consulenza e studi preliminari.

Sulla base di tale esperienza applicativa, si può ipotizzare che il GSE possa svolgere un ruolo analogo anche nel modello EPC-CER oggetto della presente tesi, fornendo assistenza tecnica alle amministrazioni a partire dalla redazione del PEF necessario per la conclusione del contratto di EPC, che abbia ad oggetto specificamente la fase di progettazione dell'intervento, validazione del piano energetico, supporto alla rendicontazione degli incentivi e monitoraggio delle performance contrattuali. Questo tipo di accompagnamento potrebbe risultare

determinante soprattutto per le piccole e medie amministrazioni, che spesso non dispongono delle competenze interne necessarie per la gestione di progetti complessi a contenuto energetico e innovativo.

In parallelo, anche ARERA potrebbe svolgere un ruolo fondamentale nella fase di sperimentazione e diffusione del modello EPC-CER, sin dalla fase del PEF del contratto EPC, agendo quale garante della coerenza regolatoria e della stabilità dei meccanismi di valorizzazione dell'energia condivisa.

In particolare, l'Autorità potrebbe fornire indicazioni applicative e linee guida per l'inquadramento tariffario e regolatorio delle configurazioni che nascono da un contratto EPC, definendo criteri standardizzati per la ripartizione dei benefici tra PA, operatori economici e membri della comunità energetica. Inoltre, potrebbe facilitare la messa a punto di strumenti informativi e metodologie di calcolo comuni, utili a supportare le stazioni appaltanti nella valutazione delle offerte e nella successiva misurazione dei risultati. Il coinvolgimento attivo di ARERA sarebbe, dunque, essenziale per assicurare la certezza delle regole e la replicabilità dei modelli su scala nazionale.

Inoltre, l'attivazione di sportelli di supporto tecnico-amministrativo a livello centrale o regionale potrebbe accompagnare le stazioni appaltanti nella definizione delle gare EPC.

Entrambi i modelli descritti mostrano potenzialità significative per l'adozione di una contrattualistica pubblica avanzata e funzionale alla transizione ecologica. Tuttavia, affinché tali ipotesi possano concretizzarsi su scala ampia e sistemica, sarà necessaria una chiara e coerente volontà legislativa che sappia riconoscere e disciplinare esplicitamente l'integrazione tra contratti EPC e comunità energetiche, superando l'attuale frammentarietà normativa e favorendo l'adozione di strumenti giuridici e finanziari realmente abilitanti per le pubbliche amministrazioni. L'integrazione tra contratti EPC, autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili (CER) pone la pubblica amministrazione davanti a una sfida strategica e culturale. Si tratta di un'opportunità concreta per accelerare la transizione energetica, ma che impone anche una riconsiderazione dei tradizionali paradigmi contrattuali e amministrativi, a fronte di un quadro normativo ancora in fase di consolidamento.

Conclusioni

I contratti EPC, le CER e l'autoconsumo elettrico possono contribuire alla transizione ecologica in Italia?

L'integrazione tra contratti di rendimento energetico (EPC) e Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) costituisce una delle traiettorie più promettenti per abilitare una transizione energetica giusta, sostenibile e partecipata nel settore pubblico. I modelli sperimentali proposti in questa tesi dimostrano come sia giuridicamente e tecnicamente possibile strutturare soluzioni contrattuali capaci di coniugare l'efficienza energetica con la produzione e condivisione di energia rinnovabile, secondo modelli replicabili e finanziariamente sostenibili.

Tuttavia, affinché tali modelli possano tradursi in una prassi amministrativa consolidata e sistemica, è indispensabile un salto qualitativo sul piano normativo e istituzionale. Ad oggi, le principali iniziative di regolazione e promozione – tanto in materia di CER quanto di EPC – derivano perlopiù da atti di soft law, quali linee guida, contratti tipo e atti di indirizzo adottati da autorità indipendenti (ANAC, ARERA), gestori pubblici (GSE) o ministeri competenti (MASE). Sebbene tali strumenti abbiano avuto un ruolo importante nel favorire l'adozione progressiva di pratiche innovative, il loro carattere non vincolante rischia di tradursi in una ambiguità operativa che frena l'effettiva implementazione sul territorio.

Emblematico, in tal senso, è il caso del contratto tipo ANAC per l'EPC, adottato nel 2024 senza efficacia vincolante e rimasto, ad oggi, poco utilizzato. La sua scarsa applicazione testimonia come l'assenza di obbligatorietà e di integrazione con il sistema normativo “duro” – in primis con il Codice dei contratti pubblici – possa neutralizzare anche gli strumenti tecnicamente più validi, se non accompagnati da una chiara volontà politica e da meccanismi operativi coerenti.

Similmente, anche le linee guida di ARERA sul funzionamento delle CER, così come le regole operative del GSE, rappresentano strumenti preziosi ma non risolutivi, in quanto soggetti a modifiche frequenti e non sempre coordinati con gli strumenti normativi primari. A ciò si aggiunge il fatto che le norme incentivanti – come quelle introdotte dal decreto MASE del maggio 2025 – risultano ancora frammentarie, temporanee e incapaci di creare un ecosistema stabile e strutturato di sostegno alle CER su scala nazionale.

Ne deriva una considerazione centrale: alla base di un'effettiva implementazione dei modelli EPC-CER non può che esservi una chiara assunzione di responsabilità politica. È la volontà politica, infatti, che deve farsi carico:

- di trasformare la soft law in norme cogenti e integrate;
- di assicurare la coerenza tra obiettivi strategici, regole di contabilità pubblica e strumenti di attuazione;
- di dotare le amministrazioni – soprattutto quelle di piccole dimensioni – di strutture di accompagnamento tecnico, modelli standardizzati e procedure accessibili.

In assenza di un simile intervento organico e determinato, si rischia che anche i modelli più promettenti restino confinati nella sperimentazione, privi di reale efficacia e destinati a replicare il destino incerto di molte innovazioni normative recenti.

I due modelli EPC-CER proposti nella tesi – “public lead” e “governance mista” – hanno dimostrato di poter superare le criticità contabili (attraverso la strutturazione off-balance), giuridiche (grazie all'inquadramento concessorio o PPP) e operative (con il coinvolgimento dei soggetti istituzionali). Tuttavia, la loro attuabilità diffusa resta subordinata:

- all'adozione di una disciplina organica di rango primario, che riconosca e disciplini espressamente l'integrazione tra EPC e CER;
- alla valorizzazione del ruolo di ANAC, ARERA, GSE e MASE come soggetti coordinati e parte attiva nella definizione di schemi contrattuali, strumenti finanziari e regole tecniche vincolanti;
- alla creazione di una governance multilivello in cui la PA non sia mero esecutore, ma attore strategico, in grado di orientare il mercato verso soluzioni virtuose e partecipative.

In definitiva, l'efficacia dei contratti EPC come leva per lo sviluppo delle CER dipenderà dalla capacità del legislatore e delle istituzioni di trasformare la soft law in diritto effettivo, di assicurare certezza regolatoria e continuità degli incentivi, e di costruire una cultura amministrativa orientata all'innovazione sostenibile. Solo così sarà possibile far evolvere la sperimentazione in politica pubblica strutturale, facendo dei modelli EPC-CER non un'eccezione, ma una regola dell'agire amministrativo.

BIBLIOGRAFIA

P. BRAMBILLA, Le comunità energetiche e la sagacia di Pirandello, Rivista Giuridica AmbienteDiritto.it - ISSN 1974 - 9562 - Anno XXIV - Fascicolo n. 1/2024

M.A. CABIDDU E ALTRI, “Nuovo Codice dei Contratti Pubblici – Commentario ragionato D. Lgs. N. 36/2023”, Gruppo 24 ore, 2023 - Il Sole 24 ORE S.p.A.

L. DE VIDOVICH, L. TRICARICO E M. ZULIANELLO – COMMUNITY ENERGY MAP Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili, 2022, FrancoAngeli s.r.l.

NOCERA I.L., DEALESSI F., LANCIANI A., Comunità Energetiche Rinnovabili. Alcuni profili problematici, GIURETA, 2024.

M. RIZZO, “Le Pubbliche amministrazioni e l’efficienza energetica”, in Volume “Appalti Pubblici Resilienza dei territori” n. 10 a cura di M.A. Cabiddu e M.C. Colombo, Il Sole 24 Ore, 2018.

RUGGERI L., Comunità energetiche e modelli giuridici: l’importanza di una lettura euro-unitaria, 2024 - Actualidad Jurídica Iberoamericana N° 20, febrero 2024, ISSN: 2386-4567, pp. 1222-1245

POLITECNICO DI MILANO, UNIVERSITÀ DI TRENTO, LEAP BY POLIMI - Comunità energetiche: gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali, 2024, Milano.

SITOGRAFIA

GuarantEE Project, Model Contracts and Tendering Templates, Horizon 2020, 2019, disponibile su <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/how-to-participate/reference-documents?programmePeriod=2021-2027&frameworkProgramme=43108390>

Commissione Europea – Directorate-General for Energy, Comprehensive study of building energy renovation activities and the uptake of nearly zero-energy buildings in the EU – Final Report, 2019 disponibile su: https://op.europa.eu/en/search-results?p_p_id=eu_europa_publications_portlet_search_executor_SearchExecutorPortlet_INSTANCE_q8EzsBteHybf&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&queryText=Comprehensive+Study+of+Building+Energy+Renovation+Activities+and+the+Uptake+of+Nearly+Zero-Energy+Buildings+in+the+EU&facet.collection=EULex%2CEUPub%2CEUDir%2CEUWebPage%2CEUSummariesOfLegislation%2CPublicProcurement&startRow=1&resultsPerPage=10&SEARCH_TYPE=SIMPLE

Ministère de la Transition Écologique, Contrats de performance énergétique, con riferimento al progetto dell’ospedale di Le Mans. Disponibile su: <https://www.ecologie.gouv.fr/contrats-performance-energetique>

ADEME – Contrats de performance énergétique dans le secteur public, 2022, disponibile su: <https://librairie.ademe.fr/>

Eurostat, A guide to the statistical treatment of Energy Performance Contracts, maggio 2018, disponibile su: https://www.eib.org/files/pj/guide_to_statistical_treatment_of_epcs_en.pdf

Commissione Europea – CA EED, Energy Performance Contracting Guidance, 2019, disponibile su: <https://energy-efficiency-watch.org/library>

Comune di Trapani, Piano d’Azione per l’Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), approvato con Delibera Consiglio Comunale n. 11 del 2 marzo 2021. Disponibile su: <https://www.comune.trapani.it>

Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties – Rijksgebouwendienst, “Energieprestatiecontracten bij rijksgebouwen”. Informazioni disponibili su: <https://www.rvo.nl>

IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, “EESI2020 – Energy Efficiency Services Initiative”, progetto europeo LIFE. Documentazione disponibile su: <https://www.idae.es>

European Investment Bank (EIB), ELENA – European Local Energy Assistance, progetti attivati in Lituania. Fonte: <https://www.eib.org/en/products/advising/elena>

JRC – Joint Research Centre, Energy Service Market in the EU – Status Review and Recommendations 2019, Commissione Europea, disponibile su: <https://publications.jrc.ec.europa.eu>

Ministry of National Development, National Building Energy Performance Strategy, 2014, disponibile su: https://energy.ec.europa.eu/document/download/9eee3d91-28a7-4cac-8a86-d3b0e2946020_en?filename=2014_article4_hungary_en+translation.pdf;

European Commission, National Energy Efficiency Action Plan IV – Hungary, 2017, disponibile su: https://energy.ec.europa.eu/document/download/2cd68cfc-3621-402f-b9b8-d3d5aa87c959_en?filename=hu_building_renov_2017_section_3.3.1_of_the_neeap_en.pdf

Government of Estonia, National Development Plan of the Energy Sector until 2030 (NDPES 2030), approvato dal Ministero dell’Economia e delle Infrastrutture, disponibile su: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/est199996.pdf>

Berliner Energieagentur (a cura di), Guidelines on Energy Performance Contracting, pubblicato nell’ambito del progetto europeo GarantEE, cofinanziato dal programma Horizon 2020 della Commissione Europea, 2019 disponibile al link: <https://www.berliner-e-agentur.de/en/publikationen>

ARERA, “Relazione annuale sul meccanismo dei certificati bianchi 2023”, disponibile su: <https://www.arera.it>

Relazione illustrativa al D.Lgs. 31 marzo 2023, n. 36, disponibile al link: https://temi.camera.it/leg19/temi/19_tl18_contratti_pubblici.html

N. Magnani, (a cura di) – Transizione energetica e partecipazione della società civile – Università di Trento, 2023 p. 31. Disponibile al link: <https://iris.univr.it/retrieve/b512d9c6-da5a-44df-8aa5-96249410cbbf/%282023%29%20Magnani%2C%20VIttori%2C%20De%20Vita%20%28volume%20completo%29.pdf>.

ARERA, Delibera 318/2020/R/eel – Regolazione delle comunità energetiche e dell'autoconsumo collettivo, disponibile al link: <https://www.arera.it/it/docs/20/318-20.htm>

Ministero dello Sviluppo Economico – Decreto 16 settembre 2020 – Modalità attuative per l'incentivazione dell'energia condivisa. Gazzetta Ufficiale n. 259 del 19 ottobre 2020, disponibile al link: <https://www.mimit.gov.it/it/normativa/decreti-ministeriali/decreto-ministeriale-16-settembre-2020-individuazione-della-tariffa-incentivante-per-la-remunerazione-degli-impianti-a-fonti-rinnovabili-inseriti-nelle-configurazioni-sperimentali-di-autoconsumo-collettivo-e-comunita-energetiche-rinnovabili>

ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. (2009). Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement). Deliberazione ARG/elt 107/09. Recuperato da <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/09/TIS.pdf> ARERA+9Trilance+9 Da ultimo aggiornato con la delibera ARERA 345/2023/R/eel – ultima formulazione: <https://www.arera.it/area-operatori/produzione-tide>

GSE – Regole operative per l'accesso agli incentivi per autoconsumo collettivo e CER. Disponibile al link: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/FER%20ELETTRICHE/NORMATIVE/DM%20FER%202019%20Regolamento%20Operativo%20per%20l%20Accesso%20agli%20incentivi%20con%20Allegati.pdf

Agenzia delle Entrate. (2023). Guida al Superbonus 110%, disponibile al link: <https://www.agenziaentrate.gov.it>

C.N.N., Studio n. 38-2024/i – Le incentivate comunità energetiche rinnovabili e il loro atto costitutivo, di E. CUSA, 27 marzo 2024 e disponibile al link: <https://notariato.it/wp-content/uploads/Studio38-2024Iec.pdf>

UnionCamere, DINTEC Consorzio per l'innovazione tecnologica - Piccole e Medie Imprese, grandi energie. GUIDA ALLE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI, 2024, disponibile al link: https://www.marche.camcom.it/fai-crescere-la-tua-impresa/transizione-ecologica/guida_cer_2023_rev0.pdf

L. Baronchelli - Energia condivisa: le Comunità Energetiche crescono del 90% in Italia, Lumi4Innovation, 14 novembre 2024, disponibile al link: <https://www.lumi4innovation.it/comunita-energetiche-in-italia/>

Rapporto di Legambiente 2024. Comunità energetiche rinnovabili. Il punto della situazione in Italia. Disponibile al link: https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2021/11/Comunita-energetice_report_2024.pdf consultabile sino al 10/05/2025.

GSE – Comunità energetiche rinnovabili e gruppi di auto consumatori, 2024, disponibile al link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/attuazione-misure-pnrr/comunit%C3%A0-energetiche-5000abitanti>

GSE. (2024). Cogenerazione ad alto rendimento - Efficienza energetica. Disponibile al link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-pa>

GSE. (2024). Cogenerazione ad alto rendimento - Efficienza energetica. Disponibile al link: <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/cogenerazione-ad-alto-rendimento/car-e-pa>

Dipartimento per la Programmazione e il Coordinamento della Politica Economica - PPP & CONTRATTI DI PRESTAZIONE ENERGETICA (EPC) dalla A alla Z, UNA GUIDA PER LE AMMINISTRAZIONI E GLI OPERATORI – 2022 – pp. 39, disponibile al link: https://www.programmazioneeconomica.gov.it/media/tnyguvvs/vademecum-epc_ppp_dipe_vs-pubblicata_13052022.pdf

NORMATIVA

Direttiva 2018/2001/UE *sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II)* GUUE 21/12/2018, n. 328

Direttiva 2019/944/UE *sul mercato interno dell'energia elettrica (IEM)* G.U.U.E. L 14/06/2019, n. 158

Direttiva 2018/2001/UE *sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, G.U.U.E. 21 dicembre 2018, n. L 328.

Direttiva 2012/27/UE *Elementi minimi da includere nei contratti di rendimento energetico*”, G.U.U.E. L 315 del 14.11.2012.

D. Lgs. 30 maggio 2008, n. 115, “*Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e ai servizi energetici, nonché abrogazione della direttiva 93/76/CEE*”, in G.U. n. 154 del 3 luglio 2008, S.O. n. 158.

D.lgs. 4 luglio 2014, n. 102, *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE* in G.U. n. 165 del 18 luglio 2014.

D.Lgs. 18 aprile 2016, n. 50, *Attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei*

trasporti e dei servizi postali, nonché' per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in G.U. n. 91 del 19 aprile 2016, S.O. n. 10

Decreto-Legge 30 dicembre 2019, n. 162 (cd. “Milleproroghe”), convertito con modificazioni dalla Legge 28 febbraio 2020, n. 8. G.U. n. 305 del 31 dicembre 2019

D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199. *Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.* G.U. n. 285 del 30 novembre 2021

D. Lgs. 31 marzo 2023, n. 36 G.U. n.77 del 31 marzo 2023

UNI/TS 11300-1:2014, *Prestazioni energetiche degli edifici – Parte 1: Determinazione del fabbisogno di energia termica dell'edificio per la climatizzazione estiva e invernale.*

UNI CEI 11352:2014 – *Certificazione delle ESCo - Energy Service Company.*