

Contributo

Quadro strategico 2026-2029 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)

ASSISTAL

Settembre 2026

Associazione Nazionale Costruttori di Impianti e dei Servizi di Efficienza Energetica - ESCo e Facility Management

SEDE LEGALE - Via Rubicone 11 - 00198 ROMA - Tel. +39 06853730 - nazionale@assistal.it - roma@assistal.it

ALTRE SEDI: P.zza Luigi Di Savoia, 22 - 20124 MILANO - Tel. +39 026085211 - milano@assistal.it

Via Edoardo Plinio Masini, 2 - 35131 PADOVA - Tel +39 0499872783 - padova@assistal.it

www.assistal.it

Chi siamo

ASSISTAL è l'Associazione imprenditoriale di categoria, **aderente a Confindustria**, che rappresenta le imprese specializzate nella fornitura di Servizi di Efficienza Energetica (ESCO) e Facility Management, nonché nella progettazione, fornitura, installazione, gestione e manutenzione di impianti tecnologici. L'Associazione rappresenta circa **1.200 imprese, con un fatturato complessivo annuo di circa 60 miliardi di euro e oltre 120.000 dipendenti**. Le imprese associate rappresentano oltre il 30% del mercato delle costruzioni e manutenzioni impiantistiche, il 75% dell'offerta di servizi di efficienza energetica e facility management e circa il 90% della domanda pubblica di servizi energetici.

Contesto

Nel documento posto in consultazione da ARERA vengono richiamati alcuni temi di interesse per le imprese che ASSISTAL rappresenta. Lo sviluppo di linee di intervento regolatorio in linea con le traiettorie delineate dal PNIEC è valutato positivamente, specie per quanto attiene agli obiettivi in materia di **efficienza energetica, decarbonizzazione e autoconsumo diffuso**.

ASSISTAL accoglie con favore l'apertura manifestata dall'Autorità verso un **confronto strutturato e continuativo con gli stakeholder**, da attuarsi anche mediante il rilancio e la valorizzazione degli Osservatori della Regolazione. Tale strumento partecipativo rappresenta il canale d'elezione per monitorare l'efficacia delle regole, anticipare le criticità applicative del settore e favorire una regolazione condivisa e orientata all'efficienza e alla qualità dei servizi.

Il nostro punto di osservazione in qualità di Associazione nazionale rappresentativa delle ESCo ci porta a ritenere fondamentale focalizzare l'azione regolatoria su tre pilastri imprescindibili, che rappresentano le condizioni abilitanti per la **resilienza del sistema** e il **successo della transizione ecologica** nel prossimo quadriennio:

1. **Il sostegno agli investimenti nel post-PNRR**: le ingenti risorse stanziare dal PNRR e dai fondi europei e nazionali hanno impresso un'accelerazione senza precedenti al rinnovo infrastrutturale del Paese. Risulta tuttavia essenziale che il futuro quadro regolatorio assicuri un'adeguata sostenibilità finanziaria e tariffaria per **dare continuità ai piani di investimento** evitando battute d'arresto al venir meno dei contributi. In quest'ottica, si accoglie con favore l'orientamento di ARERA volto a rafforzare le misure per orientare le scelte d'investimento verso soluzioni innovative e a minor impatto ambientale, nonché a individuare le opere di rilevanza strategica su scala nazionale. Tale impostazione consente infatti di impiegare in modo efficiente le risorse sia pubbliche che tariffarie, con l'obiettivo di coniugare la mitigazione dell'impatto sulle tariffe finali con la salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario degli operatori.
2. **La stabilità e certezza del quadro di regolazione tariffaria**: la bancabilità delle opere e la capacità di attrarre i capitali necessari a sostenere i piani degli investimenti dipendono in modo cruciale da un **quadro regolatorio tariffario stabile**, prevedibile e coerente nel tempo. Eventuali evoluzioni della metodologia tariffaria devono pertanto preservare sia il principio del pieno recupero dei costi efficienti (CAPEX e OPEX), sia l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni.
3. **Il riconoscimento della specificità degli operatori integrati e delle ESCo**: gli operatori integrati e le ESCo operano tramite **modelli di co-investimento** che richiedono

una regolazione dedicata. Richiediamo esplicitamente che i provvedimenti in fase di definizione riconoscano tale natura peculiare, evitando di assimilare impropriamente gli operatori di settore ai tradizionali venditori di energia. Si richiamano, a titolo esemplificativo, le criticità relative all'approvvigionamento di energia elettrica per conto dei clienti nell'ambito dei contratti di servizio energetico e la complessa applicazione della disciplina del DM OIERT ai contratti EPC (Energy Performance Contract) e di Servizio Energia.

ASSISTAL ribadisce che le ESCo svolgono un **ruolo centrale nella transizione energetica** e nella **decarbonizzazione**, grazie alla loro capacità di promuovere interventi di efficienza energetica e soluzioni innovative. Il loro contributo si riflette non solo nella riduzione delle emissioni, ma anche nel rafforzamento della competitività del settore industriale, nel contenimento della spesa pubblica nel settore della PA, nella crescita economica e nel miglioramento della sicurezza energetica del Paese.

Si rileva che il documento posto in consultazione da ARERA cita solo brevemente l'importanza dell'efficienza energetica senza spiegare in modo dettagliato quali interventi regolatori intende attuare in questo ambito nel prossimo triennio. Nello specifico, **manca un riferimento esplicito al principio Energy Efficiency First** che costituisce uno dei pilastri sul quale è stata costruita l'intera architettura normativa europea in materia energetica degli ultimi anni. Tale lacuna andrebbe colmata quanto prima affinché l'Autorità possa ricomprendere il principio dell'efficientamento e dell'uso razionale dell'energia nei propri processi regolatori. Lo sviluppo infrastrutturale non può più basarsi su una logica puramente incrementale delle reti fisiche. Prima di autorizzare nuovi potenziamenti capacitivi (con il conseguente rischio di sovra-investimento e impatto sulle tariffe), è fondamentale che vengano sistematicamente valutate e sfruttate tutte le **soluzioni basate sulla riduzione dei consumi**. Un richiamo formale a tale principio, in stretta analogia a quanto già si sta delineando per il settore idrico con il concetto di "Water Efficiency First", garantirebbe maggiore coerenza strategica e guiderebbe il sistema verso soluzioni a minor costo complessivo.

Proposte

OS1 – Rafforzare le tutele per il consumatore

Si condivide l'orientamento al rafforzamento delle tutele per i consumatori finali, auspicando che tale attenzione includa anche il mercato B2B. Le imprese del settore rappresentato da ASSISTAL rilevano **frequenti ritardi nell'aggiornamento dei dataset** (grafici e tabelle) sui costi medi delle tariffe. Tali dati risultano essenziali per la fatturazione dei ricavi. Si propone che l'Autorità istituisca un protocollo di pubblicazione tempestiva e certa di tali dati a garanzia della correttezza dei flussi finanziari tra le parti.

OS6 – Rafforzare la collaborazione istituzionale nazionale

Si conferma il pieno sostegno alla collaborazione istituzionale. Si propone che tale sinergia si traduca in **tavoli tecnici permanenti** che coinvolgano non solo le istituzioni, ma anche gli operatori di campo, per testare preventivamente l'impatto applicativo delle nuove regolazioni.

OS13 – Supportare lo sviluppo sostenibile delle infrastrutture di telecalore e riconoscere i costi efficienti del servizio

In attuazione di quanto previsto dall'articolo 47-bis della Legge 21 aprile 2023, n. 41, ARERA ha avviato un processo di **revisione del metodo tariffario per il teleriscaldamento**, valutando l'adozione di metodologie alternative a quella fondata sul costo evitato del combustibile alternativo

(gas naturale). Nell'ambito di tale percorso, che dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2026, ASSISTAL esprime apprezzamento per l'impostazione adottata dall'Autorità, che ha previsto un **periodo transitorio** evitando un repentino superamento della metodologia finora applicata dagli esercenti e garantendo, al contempo, la tutela dei clienti finali. L'Autorità correttamente riconosce il **valore strategico dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento** nel conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione della normativa europea e la necessità di calibrare un assetto regolatorio in grado di stimolare gli investimenti abilitanti per la transizione energetica. Tale approccio appare particolarmente condivisibile alla luce dell'elevata eterogeneità che caratterizza il settore del teleriscaldamento, sia sotto il profilo tecnologico sia con riferimento alle fonti energetiche impiegate. In particolare, con riferimento agli impianti alimentati da biomassa legnosa di filiera corta, è opportuno **considerare le specificità dei relativi costi di produzione del calore**, influenzati sia dalle dinamiche dei mercati locali delle filiere forestali sia dall'evoluzione dei mercati energetici nazionali e internazionali.

Con riferimento agli ultimi orientamenti finali posti in consultazione, ASSISTAL accoglie con favore le conclusioni raggiunte dall'Autorità, che evidenziano una convergenza verso il **mantenimento del metodo del costo evitato**, ritenuto il più idoneo a perseguire gli obiettivi di efficienza gestionale e semplificazione amministrativa. Si condivide, altresì, la valutazione secondo cui le criticità applicative di tale metodo possano essere efficacemente mitigate attraverso gli specifici correttivi individuati, consentendo di definire un assetto regolatorio equilibrato, coerente con il quadro normativo e idoneo a coniugare la tutela degli utenti con la sostenibilità economica del servizio. ASSISTAL condivide l'impostazione dell'Autorità volta a **riconoscere il ruolo del teleriscaldamento nel percorso di decarbonizzazione degli usi termici** e a definire un quadro regolatorio stabile e prevedibile, in grado di accompagnare gli investimenti necessari allo sviluppo e alla progressiva trasformazione del settore.

Come evidenziato dalla stessa ARERA negli elementi di contesto del Quadro Strategico, la decarbonizzazione degli usi termici rappresenta una componente essenziale per il raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2030. Il PNIEC fissa una quota di copertura da fonti rinnovabili dei consumi per riscaldamento e raffrescamento pari al 35,9%, attribuendo un **ruolo rilevante al recupero del calore di scarto e allo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti**. Il teleriscaldamento rappresenta una infrastruttura strategica per la decarbonizzazione del calore, in quanto consente di integrare su scala locale fonti e tecnologie differenti e, in particolare, di intercettare risorse termiche che difficilmente potrebbero essere valorizzate attraverso soluzioni individuali. Il **potenziale risulta ancora ampiamente inespresso**: particolarmente significativo è il potenziale legato al recupero del calore di scarto. Studi di settore stimano in oltre 100 TWh annui il calore oggi disponibile come sottoprodotto di processi industriali e di produzione dell'energia e potenzialmente valorizzabile attraverso reti di teleriscaldamento. A tale potenziale si aggiungono le nuove opportunità derivanti dallo sviluppo dei *data center* e dalla progressiva integrazione nelle reti di pompe di calore di grande taglia e altre fonti rinnovabili.

La piena realizzazione di tale potenziale richiede tuttavia un **quadro regolatorio coerente con le peculiarità economiche e competitive del settore**. Il teleriscaldamento opera nel più ampio mercato dei servizi di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria, nel quale compete con tecnologie alternative liberamente scelte dagli utenti finali e in assenza di obblighi generalizzati di allacciamento. Risulta pertanto essenziale assicurare condizioni di effettivo *level playing field*, evitando che la regolazione possa **compromettere la competitività del servizio** e, conseguentemente, la capacità di attrarre nuovi utenti e sostenere gli investimenti necessari allo

sviluppo e alla decarbonizzazione delle reti.

Il settore è inoltre caratterizzato da una **elevata intensità di capitale**, lunghi orizzonti di investimento e una esposizione ai rischi di volume e di credito. Stabilità e prevedibilità del quadro regolatorio costituiscono quindi condizioni essenziali per mobilitare gli investimenti privati necessari. Da questo punto di vista, il futuro metodo tariffario, attualmente in corso di consultazione, dovrà assicurare un adeguato equilibrio tra tutela degli utenti, riconoscimento dei costi efficienti e sostenibilità economico-finanziaria degli investimenti, tenendo conto anche delle differenti caratteristiche delle reti e delle condizioni nelle quali gli investimenti esistenti sono stati realizzati.

Particolare attenzione dovrà inoltre essere posta alla coerenza tra la regolazione tariffaria e il più ampio quadro di *policy* per la decarbonizzazione degli usi termici. Il recepimento della EED (Energy Efficiency Directive), l'attuazione del DM OIERT, i meccanismi FER-T e lo sviluppo delle Garanzie di Origine termiche incidono, attraverso strumenti differenti, sulle **medesime decisioni di investimento**. È pertanto essenziale che tali discipline siano sviluppate in modo coordinato, evitando sovrapposizioni o segnali economici contraddittori e assicurando, tra l'altro, una corretta valorizzazione del calore di recupero e dell'energia rinnovabile prodotta dalle pompe di calore.

Si condivide inoltre l'intenzione dell'Autorità di definire le condizioni per la connessione alle reti di impianti di terzi che producono o recuperano calore, che può rappresentare un'importante leva per intercettare e valorizzare le risorse termiche disponibili localmente.

L'intenzione dell'ARERA è definire il sistema tariffario del settore del teleriscaldamento, con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento efficienti, coerentemente con quanto previsto dalla direttiva europea sull'efficienza energetica, favorendo il progressivo ricorso a fonti energetiche rinnovabili, al recupero di calore e a soluzioni non basate su combustibili fossili.

Fra le linee di intervento individuate dall'Autorità, vi è anche il **completamento delle attività finalizzate alla definizione delle condizioni tecniche, economiche e regolatorie per la connessione alle reti di teleriscaldamento di impianti di terzi** che producono o recuperano calore, al fine di favorire il recupero di cascami termici disponibili a livello locale e contribuire al miglioramento delle performance energetico-ambientali dei sistemi di teleriscaldamento.

Tali interventi regolatori appaiono opportuni in particolare in un momento storico in cui il settore della fornitura di calore è interessato da due provvedimenti nazionali molto importanti come il DM OIERT e il meccanismo FER-T. In particolare, il DM OIERT disciplina le modalità di adempimento dell'obbligo di incremento della quota di energia rinnovabile termica. Il decreto, in coerenza con il quadro europeo di riferimento, non introduce obblighi specifici per il teleriscaldamento, ma **assume a riferimento gli obiettivi previsti per il settore delle rinnovabili termiche**. Al contempo, prevede strumenti di flessibilità, quali l'utilizzo delle garanzie di origine e, in caso di mancato adempimento, il versamento di un contributo compensativo, contribuendo così a contenere e rendere maggiormente prevedibili i costi della transizione.

Pur condividendo l'orientamento dell'Autorità (secondo cui gli eventuali maggiori oneri della transizione energetica dovrebbero essere sostenuti attraverso specifici meccanismi di incentivazione pubblica e non mediante la regolazione tariffaria) si ritiene necessario assicurare un **adeguato coordinamento tra i nuovi obblighi introdotti dal DM OIERT e il quadro regolatorio ed economico di riferimento**. Tale coordinamento è essenziale per garantire certezza agli operatori, favorire gli investimenti necessari alla decarbonizzazione delle reti e preservare la competitività del settore, evitando che l'introduzione dei nuovi obblighi determini effetti distorsivi o rallenti il percorso

di transizione. In tale contesto, particolare attenzione dovrebbe essere riservata agli **investimenti già realizzati dagli operatori del teleriscaldamento e dalle ESCo sulla base del previgente quadro normativo e contrattuale** assicurando condizioni che non compromettano la sostenibilità economica degli investimenti effettuati, né di quelli necessari per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Si accoglie con favore l'intenzione dell'Autorità di disciplinare i criteri di ripartizione dei costi e di allocazione dei rischi tra i soggetti coinvolti, nonché le modalità di accesso alle reti da parte di soggetti terzi, assicurando la congruità dei costi di connessione e la sostenibilità degli interventi. Parimenti, si considera positiva la valutazione di modelli regolatori alternativi rispetto ai tradizionali meccanismi di *third party access* previsti nei settori elettrico e del gas, anche attraverso soluzioni ispirate a modelli di tipo "acquirente unico", al fine di promuovere in modo efficiente l'integrazione del calore recuperato nelle reti.

Molto positivo e opportuno è il riferimento alla necessità dello sviluppo di **sinergie con i data center**, vista la crescita sostenuta che si prevede per tali infrastrutture nel prossimo futuro. A tale proposito, è cruciale che la regolazione nazionale venga armonizzata con quella locale in materia di centri di dati, specie in questa fase in cui molte amministrazioni regionali stanno elaborando leggi e regolamenti che disciplinano la costruzione e la gestione di queste infrastrutture, in previsione della loro diffusione capillare di qui ai prossimi anni.

Il rapido sviluppo dei *data center* sul territorio comporta un crescente fabbisogno elettrico ma genera contestualmente **grandi quantità di calore** che, se opportunamente recuperate, possono diventare una risorsa energetica rilevante per il settore termico. Il recupero del calore dei *data center* attraverso le reti di teleriscaldamento consente, infatti, di ridurre i consumi di combustibili fossili, migliorare l'efficienza energetica complessiva del sistema e valorizzare una fonte energetica altrimenti dispersa.

In tale prospettiva, ARERA potrebbe promuovere una riflessione regolatoria volta a:

- individuare criteri per la **valorizzazione del recupero termico da data center**;
- favorire l'integrazione tra gestori delle reti di teleriscaldamento e operatori delle infrastrutture digitali;
- garantire **certezza regolatoria** agli investimenti necessari per la connessione e il recupero del calore;
- sviluppare meccanismi che riconoscano il beneficio sistemico derivante dalla sostituzione di fonti fossili con il calore recuperato.

OS11 – Favorire il miglioramento della qualità e dell'efficienza delle infrastrutture idriche rafforzando la resilienza nel settore/OS14 – Riconoscere i costi efficienti per la sostenibilità della gestione del servizio idrico

Il riconoscimento di costi efficienti è il presupposto fondamentale per garantire la sostenibilità economica del Servizio Idrico Integrato. In un contesto in cui la spesa energetica rappresenta una delle componenti di costo operativo più onerose e volatili, la capacità del gestore di ottimizzare il profilo di consumo è una leva strategica per il contenimento dei costi oltre che una risposta alle sfide ambientali. Pertanto, l'efficientamento energetico deve essere pienamente integrato nella regolazione come fattore chiave per la determinazione della "efficienza dei costi" richiesta dall'Obiettivo Strategico OS.14.

Il raggiungimento dei target di neutralità energetica fissati dalla nuova Direttiva (UE) 2024/3019 — oltre a costituire un obbligo normativo — rappresenta la via maestra per garantire la sicurezza e la continuità del servizio. L'incertezza geopolitica e l'elevata oscillazione dei prezzi dell'energia rendono infatti necessario un modello di gestione che mitighi l'esposizione al mercato, garantendo una maggiore stabilità dei costi operativi nel lungo periodo.

L'attuale impostazione del metodo MTI-4, basata sul mero ribaltamento dei costi energetici, pur garantendo la copertura dei costi correnti, rischia di disincentivare le strategie di efficientamento di lungo termine; la contrazione dei consumi si traduce infatti in un'immediata riduzione della base tariffaria, non adeguatamente compensata dal Profit Sharing decrescente o dalla premialità del 5%, la cui determinazione risulta per altro incerta ex-ante.

Per allineare la regolazione agli obiettivi di sicurezza e sostenibilità, si propone di:

- **valorizzare l'autoproduzione energetica** incentivando lo sviluppo di impianti da fonti rinnovabili dedicati all'autoconsumo, introducendo target differenziati per l'indicatore ENE. È fondamentale, infatti, che tali target tengano conto dello storico degli interventi già realizzati, evitando di penalizzare i gestori che hanno già dimostrato elevata virtuosità energetica.
- **stabilizzare il riconoscimento dei risparmi** introducendo meccanismi di condivisione stabili che consentano ai gestori di trattenere una quota certa dei risparmi energetici conseguiti. Tale disponibilità consente di supportare il finanziamento di nuovi investimenti ambientali e infrastrutturali, trasformando il risparmio energetico da potenziale contrazione di ricavi in una leva virtuosa di resilienza sistemica.

Accanto all'efficientamento energetico, si ritiene opportuno valorizzare anche l'evoluzione dei modelli di gestione e manutenzione degli asset quale leva strategica per migliorare l'efficienza, l'affidabilità e la resilienza delle infrastrutture del Servizio Idrico Integrato.

La crescente disponibilità di sistemi IoT, algoritmi di Intelligenza Artificiale e piattaforme di Asset Intelligence consente oggi di evolvere dai tradizionali modelli di manutenzione preventiva o a guasto verso strategie manutentive predittive e prescrittive, basate sulla conoscenza dello stato effettivo degli asset e sull'analisi continua dei dati provenienti dal campo.

Il valore della manutenzione predittiva si realizza pienamente quando la conoscenza prodotta dai sistemi digitali viene tradotta tempestivamente in decisioni e interventi operativi sugli asset. In questa prospettiva, l'integrazione delle informazioni patrimoniali e territoriali disponibili nei sistemi SCADA/GIS/SIT con i dati storici e manutentivi degli asset e con quelli acquisiti in tempo reale dai sistemi IoT consente di costruire un patrimonio informativo strutturato, attraverso il quale conoscere lo stato di salute degli asset, individuare precocemente anomalie e fenomeni di degrado e definire le priorità di intervento sulla base delle effettive condizioni operative.

Su questa base, l'impiego di Digital Twin, Intelligenza Artificiale e modelli previsionali può rappresentare un ulteriore livello evolutivo, trasformando la conoscenza degli asset in uno strumento di supporto alle decisioni relative alla manutenzione, alla gestione degli impianti, al rinnovo degli asset e alla pianificazione degli investimenti.

Il modello può essere sintetizzato nella sequenza:

conoscere → prevedere → decidere → intervenire

L'adozione di tali modelli può contribuire alla maggiore affidabilità e disponibilità degli asset, alla

riduzione dei guasti e dei fermi impianto, alla migliore programmazione delle attività manutentive, all'ottimizzazione delle risorse e dei ricambi, all'efficienza energetica, al prolungamento della vita utile delle apparecchiature e, più in generale, al miglioramento della continuità e della qualità del servizio.

Si propone pertanto di riconoscere e valorizzare, nel quadro regolatorio, l'adozione di sistemi e servizi di Asset Intelligence, monitoraggio e manutenzione predittiva e prescrittiva quando finalizzati al miglioramento misurabile dell'efficienza, dell'affidabilità e della resilienza delle infrastrutture.

OS18 – Migliorare la semplificazione e la standardizzazione dei rapporti fra gestore del servizio ed ente affidante/OS19 – Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale

In un contesto caratterizzato da un elevato fabbisogno di investimenti infrastrutturali e dalla progressiva contrazione delle risorse pubbliche a fondo perduto (post-PNRR), riteniamo fondamentale che la regolazione fornisca un quadro chiaro, stabile e attrattivo per il **ricorso al Partenariato Pubblico-Privato (PPP)**.

Si rileva una possibile ambiguità interpretativa sulla natura del PPP. Spesso, tale strumento rischia di essere ricondotto a forme di semplice subappalto o frammentazione delle attività, perdendo di vista l'efficacia dell'integrazione industriale e la visione strategica unitaria, essenziale per la qualità del servizio. Si propone che l'Autorità incentivi **forme di PPP configurate non come semplici strumenti di reperimento di capitali, bensì come vere e proprie alleanze industriali**. È necessario che il quadro regolatorio favorisca queste forme di collaborazione, fornendo al contempo un chiarimento interpretativo essenziale: il ricorso al PPP non deve essere inteso come una forma di subappalto o frammentazione delle attività, bensì come un modello integrato che lascia pienamente salvaguardata l'unicità della gestione in capo al gestore industriale.

L'adozione di tale modello offre benefici sistemici tangibili:

- **Integrazione di competenze industriali:** l'apporto del partner privato consente di coniugare risorse finanziarie e know-how tecnologico, permettendo ai gestori di accelerare la realizzazione delle infrastrutture strategiche senza gravare sulle tariffe all'utenza.
- **Innovazione tecnologica e performance:** la partnership industriale favorisce l'introduzione delle migliori tecnologie disponibili per l'ottimizzazione degli asset, promuovendo un'efficienza gestionale che trascende la singola opera e si traduce in un miglioramento qualitativo del servizio reso al cittadino.
- **Sostenibilità sociale:** attraverso una gestione industriale esperta, capace di attrarre capitali specialistici e di ottimizzare l'uso delle risorse, è possibile perseguire gli obiettivi di modernizzazione del settore mantenendo le tariffe per l'utenza entro parametri di accessibilità economica.

In sintesi, un PPP così configurato agisce come un volano per l'intero tessuto imprenditoriale, garantendo il superamento del gap infrastrutturale attraverso una governance unitaria, solida e orientata ai risultati.

La crescente digitalizzazione delle infrastrutture rende sempre più strettamente connesse competenze tradizionalmente considerate separate: conoscenza e digitalizzazione degli asset, GIS/SIT, acquisizione dei dati mediante sistemi IoT, piattaforme di Asset Intelligence, Intelligenza Artificiale, diagnostica avanzata, Digital Twin e modelli previsionali, pianificazione della manutenzione, gestione dei ricambi e capacità di intervento operativo sul territorio.

Affinché tali strumenti possano esprimere pienamente il proprio potenziale, si ritiene opportuno evitare un'eccessiva frammentazione delle attività e dei relativi affidamenti tra acquisizione del dato, forniture tecnologiche, piattaforme software, diagnostica, posa in opera, manutenzione ed esecuzione degli interventi.

La separazione di queste attività rischia infatti di interrompere proprio quella continuità tra conoscenza e azione che rappresenta uno dei principali elementi di valore dei nuovi modelli manutentivi. Si propone pertanto di favorire modelli di affidamento e collaborazione industriale capaci di valorizzare operatori specializzati e tecnologicamente evoluti, strutturati per coprire l'intera filiera, dall'acquisizione del dato alla sua elaborazione e interpretazione fino alla pianificazione e all'esecuzione operativa degli interventi sugli asset.

L'obiettivo è favorire una responsabilità integrata sull'intero processo, mettendo a sistema competenze IT e OT e superando, ove possibile e conveniente, la frammentazione tra servizi digitali, forniture tecnologiche e attività manutentive.

In questa prospettiva, anche il concetto di alleanza industriale assume particolare rilevanza: il partner industriale non è semplicemente il fornitore di una tecnologia o l'esecutore di una singola attività, ma un soggetto capace di integrare tecnologia, conoscenza degli asset, capacità previsionale, competenze manutentive e capacità operativa, orientando l'intera filiera verso il miglioramento delle performance del servizio.

OS20 – Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica

In relazione alle soluzioni per l'autoconsumo diffuso, ASSISTAL ritiene sicuramente opportuna l'intenzione dell'ARERA di **completare la regolazione vigente**, attuando la normativa europea in materia di condivisione dell'energia e del relativo scorporo in bolletta.

L'autoconsumo diffuso attraverso la condivisione di energia tramite configurazioni come le comunità energetiche e i gruppi di auto-consumatori condominiali sono soluzioni fondamentali per accelerare la diffusione di impianti a fonti rinnovabili, consentire l'abbassamento dei costi di approvvigionamento energetico per famiglie e imprese e contribuire alla diminuzione della povertà energetica. Promuovere efficacemente l'autoconsumo diffuso e le comunità energetiche richiede il **superamento dei limiti attuali sulla taglia degli impianti** (oggi fino 1 MW) e del vincolo per cui tutti i membri della comunità devono essere allacciati alla stessa cabina primaria.

L'apertura prevista dalla D. Lgs. 7 gennaio 2026, n. 3 sulla condivisione dell'energia, attualmente possibile solo per clienti attivi e comunità energetica dei cittadini, rappresenta un'opportunità strategica da valorizzare pienamente. In particolare, la possibilità di **associare impianti fino a 6 MW ubicati nella stessa zona di mercato** rappresenta una potenziale discontinuità nel percorso di elettrificazione e decarbonizzazione dei siti industriali e della Pubblica Amministrazione che hanno, peraltro, profili di consumo particolarmente coerenti con la generazione fotovoltaica e che possono pertanto massimizzare l'autoconsumo effettivo.

Affinché tale innovazione produca effetti concreti, appare tuttavia necessario che il quadro normativo e regolatorio evolva secondo una logica orientata all'effettiva attrattività dei modelli introdotti dal Legislatore. In questo contesto, l'**inclusione dei clienti industriali** può rafforzare la sostenibilità economica e la stabilità delle comunità energetiche.

Si auspica pertanto che l'Autorità si faccia promotrice di **linee guida chiare e di un quadro regolatorio abilitante per tali evoluzioni**, fondamentali per attrarre investimenti e favorire la

partecipazione attiva e che la condivisione dell'energia e l'autoconsumo a distanza venga considerato come uno strumento di politica energetica industriale (oltre che di partecipazione dei consumatori) valorizzandone il potenziale per la competitività del sistema produttivo nazionale e per la riduzione strutturale dei costi energetici della Pubblica Amministrazione.

ASSISTAL ritiene prioritario creare le condizioni per la più ampia diffusione delle configurazioni di autoconsumo, riconoscendone il contributo sia alla decarbonizzazione dei consumi sia al funzionamento efficiente del sistema elettrico. Particolare attenzione dovrebbe essere riservata, in primo luogo, alle forme di **autoconsumo fisico realizzate attraverso i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)**, favorendo la realizzazione di nuova capacità di generazione, in particolare rinnovabile, direttamente presso i siti di consumo e rimuovendo eventuali barriere regolatorie che ancora ne limitino lo sviluppo.

In tale ambito, appare importante che la regolazione riconosca pienamente anche il **ruolo delle ESCo e degli altri soggetti terzi che investono e gestiscono impianti e servizi energetici presso i siti dei clienti finali**. Alcune configurazioni regolatorie, anche con riferimento alla titolarità dei punti di prelievo e ai rapporti tra produttore, cliente finale e soggetto che eroga il servizio energetico, non risultano infatti sempre pienamente coerenti con tali modelli operativi. Si ritiene pertanto opportuno chiarire e, ove necessario, adeguare il quadro regolatorio affinché possa favorire lo **sviluppo di modelli ESCo e di servizi energetici integrati**, senza introdurre vincoli che ne limitino ingiustificatamente l'accesso alle configurazioni di autoconsumo.

Le configurazioni di autoconsumo consentono di avvicinare produzione e consumo, ridurre il ricorso all'energia prelevata dalla rete e accompagnare in maniera efficiente la progressiva elettrificazione dei consumi, offrendo al contempo ai clienti uno strumento per ridurre la propria esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia. Accanto all'autoconsumo fisico, occorre continuare a favorire anche lo sviluppo delle configurazioni virtuali e dell'autoconsumo diffuso, estendendo tali opportunità ai consumatori e produttori per i quali la prossimità fisica non sia concretamente realizzabile.

Attualmente, l'ostacolo più urgente e critico per lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo diffuso è **l'incertezza legata alla scadenza del meccanismo incentivante, attualmente fissata al 31 dicembre 2027**. Questa tempistica così contratta genera una profonda instabilità sul mercato, avendo particolare rilevanza per una ESCo che progetta interventi di ampio respiro, in particolare con la Pubblica Amministrazione attraverso formule di Partenariato Pubblico Privato (PPP) o contratti di altra natura. I lunghi tempi autorizzativi, burocratici e di connessione alla rete rischiano infatti di far saltare la finestra di accesso agli incentivi prima ancora che gli impianti entrino in funzione. Risulta quindi indispensabile una **proroga strutturale di questa scadenza (almeno al 2030)** o l'introduzione di una norma di salvaguardia chiara che tuteli gli investimenti già avviati.

Gli altri ostacoli operativi, pur rimanendo significativi, rappresentano temi ben noti nello sviluppo delle comunità energetiche per operatori ESCo. Tra questi vi sono l'esclusione delle grandi imprese dalla governance delle CER, il limite del 55% della tariffa premio per le aziende e la complessa gestione dei POD intestati alla ESCo nei contratti di prestazione energetica (EPC) con la PA.

In questo scenario, le ESCo possono superare la complessità operativa agendo come **abilitatori industriali e finanziari sotto diversi ruoli** agendo, ad esempio, come produttore terzo (investendo e gestendo direttamente gli impianti), e soggetto referente della configurazione.

Una spinta evolutiva per il settore potrebbe arrivare dal completamento della regolazione di recepimento della Direttiva Market Design, sebbene figure come il cosiddetto "organizzatore della

condivisione” non siano ancora operative. La prospettiva dello scorporo in bolletta e della gestione attiva della flessibilità locale potrebbe portare gli sviluppatori e le ESCo a **superare il ruolo di mero intermediario burocratico ("Soggetto Referente") per assumere una funzione industriale e commerciale inedita e diretta**, strutturando contratti a lungo termine (PPA diffusi) e gestendo l'energia fisica sul territorio.

Le ultime statistiche rese disponibili dal GSE (giugno 2026) segnalano un importante sviluppo delle configurazioni di autoconsumo diffuso: si contano infatti 4.385 CER attive, 361 MW installati e 45.502 POD associati, da cui emerge una realtà caratterizzata da configurazioni ancora strutturalmente "vuote": la taglia media per singola CER è di appena 82 kW con circa 10 membri. Più che spingere nella nascita di nuove configurazioni, la vera sfida industriale in cui le ESCo saranno protagoniste è **"riempire" e ottimizzare le configurazioni di autoconsumo diffuso esistenti**, aggregando sempre più impianti di produzione ed utenti in consumo.

La piena integrazione di nuova capacità rinnovabile e delle risorse di flessibilità richiede, parallelamente, un'**evoluzione della disciplina delle connessioni**. ASSISTAL condivide la necessità di riformare la disciplina delle connessioni, superando l'attuale logica di prenotazione della capacità che ha contribuito al fenomeno della saturazione virtuale della rete. La capacità disponibile, sempre più scarsa in alcune aree del Paese, dovrebbe essere progressivamente consolidata in favore dei progetti che dimostrino un effettivo avanzamento nei rispettivi iter, sulla base di criteri oggettivi e nell'ambito di procedure trasparenti e non discriminatorie. Al contempo, la riforma non dovrebbe tradursi in un trasferimento del rischio di saturazione della rete sui progetti che abbiano già raggiunto uno stadio avanzato di sviluppo. È quindi essenziale prevedere **adeguati meccanismi di tutela nel caso in cui, durante l'iter autorizzativo, venga meno la disponibilità della capacità o della soluzione di connessione originariamente individuata**. In tali circostanze, il gestore di rete dovrebbe essere chiamato a individuare tempestivamente una soluzione alternativa e ad evitare che una criticità sopravvenuta della rete determini la necessità di ripercorrere integralmente procedimenti già in fase avanzata. Un simile presidio appare fondamentale per coniugare l'esigenza di utilizzare in maniera efficiente la capacità di rete con quella, altrettanto importante, di assicurare certezza agli investimenti.

La nuova disciplina dovrebbe inoltre essere accompagnata da un deciso **incremento della trasparenza circa la capacità di rete disponibile e prospettica**, sia sulle reti di trasmissione sia su quelle di distribuzione, attraverso informazioni aggiornate, facilmente accessibili e basate su metodologie di calcolo quanto più possibile uniformi. Si ritiene inoltre utile sviluppare ulteriormente il ricorso a soluzioni di connessione flessibile, laddove queste consentano di utilizzare più efficientemente la capacità esistente e di anticipare la connessione degli impianti. Il ricorso a tali soluzioni dovrebbe tuttavia avvenire sulla base di condizioni chiare e prevedibili, evitando che la flessibilità della connessione divenga uno strumento attraverso cui trasferire in maniera strutturale sugli operatori gli effetti delle congestioni di rete. In ogni caso, una gestione più efficiente delle richieste di connessione non può essere considerata sostitutiva del necessario sviluppo delle infrastrutture: la razionalizzazione dell'accesso alla capacità esistente deve procedere parallelamente al potenziamento, anche in ottica anticipatoria, delle reti di trasmissione e distribuzione.

Da ultimo, ASSISTAL ritiene centrale la piena valorizzazione delle configurazioni ibride FER-FER e FER-BESS, attraverso il **completamento dell'attuale quadro regolatorio in maniera organica e strutturale**. Tali configurazioni assumono particolare rilievo in un contesto caratterizzato da una crescente scarsità della capacità di connessione in determinate aree, in quanto consentono di utilizzare in modo più efficiente la capacità di rete disponibile e, al contempo, di

ottimizzare il profilo complessivo di immissione della generazione rinnovabile non programmabile, con evidenti benefici per il sistema elettrico.

Pur non operando con consumatori di piccola taglia, le EScO potrebbero tuttavia subire **effetti collaterali involontari di misure di tutela per i clienti finali di minori dimensioni** che il Governo, come già avvenuto in passato, potrebbe trovarsi ad introdurre per fornire risposte in un contesto di volatilità. Un caso emblematico è quello del 2022 (cfr. Decreto-Legge 1° marzo 2022, n. 17 e smi), quando la riduzione della componente UG2, applicata anche alla quota variabile per consumi fino a 5.000 smc/anno, nonostante fosse pensata per aiutare le famiglie, ha creato uno squilibrio (e del contenzioso amministrativo) per gli operatori con contratti multiservizi: i ricavi, indicizzati all'andamento del prezzo per i clienti beneficiari della misura, non risultavano coerenti con i costi effettivi di approvvigionamento del gas, rimasti invariati.

Poiché ARERA è frequentemente chiamata a dare attuazione alle misure di tutela e regolazione del mercato energetico, auspichiamo che l'esperienza maturata negli ultimi anni rappresenti un'importante base su cui **costruire interventi sempre più mirati ed equilibrati**, che tengano in considerazione gli impatti trasversali sull'intera filiera, senza trascurare eventuali effetti distorsivi su ambiti che non ricadono nella loro interezza all'interno del rispettivo perimetro di competenza e responsabilità, come può essere appunto quello dei servizi energetici. Ad esempio, nel caso di interventi tariffari a tutela dei piccoli consumatori, si suggerisce di non correlare eventuali agevolazioni agli scaglioni di consumo di gas, ma di ancorare piuttosto tali misure a un perimetro chiaramente definito di clienti vulnerabili.

La fiscalizzazione degli oneri generali di sistema è sicuramente una soluzione di interesse per ridurre il peso della bolletta elettrica, ma rischia di non considerare pienamente gli impatti sull'intero sistema energetico. In particolare, può incidere negativamente sullo sviluppo dell'efficienza energetica e dell'autoconsumo, la cui convenienza economica si basa proprio sui risparmi derivanti dalla riduzione dei prelievi dalla rete. L'auspicio è che ARERA, a partire da questo tema sul quale ha storicamente ricoperto un ruolo propositivo, possa **farsi parte attiva nel promuovere una riflessione più ampia e strutturata sul futuro del settore dell'efficienza energetica**, stimolando la ricerca di proposte che tengano conto degli impatti di lungo periodo di una tale riforma. In particolare, laddove venissero proposti interventi strutturali di fiscalizzazione degli oneri, dovrebbero essere contestualmente valutati ed introdotti meccanismi espliciti di supporto per gli investimenti di efficienza energetica ed autoconsumo che - oltre a salvaguardare le iniziative già avviate da parte degli operatori - valorizzino i benefici sistemici effettivamente apportati da tali configurazioni in termini di riduzione delle perdite di rete, flessibilità e contenimento degli investimenti infrastrutturali. Il tema riveste carattere di particolare rilevanza attesa anche la progressiva riduzione degli oneri generali di sistema associati ai regimi incentivanti storici delle fonti rinnovabili destinata a ridurre il differenziale economico tra energia prelevata dalla rete ed energia autoconsumata (cfr. Relazione ARERA n. 301/2026/I/EFR).

I **Power Purchase Agreements (PPA)** e gli altri strumenti contrattuali di lungo termine rappresentano un elemento chiave per favorire gli investimenti nelle fonti rinnovabili, migliorare la stabilità dei prezzi dell'energia e rafforzare la bancabilità dei nuovi impianti. Nonostante, il recente intervento del Legislatore attraverso il Decreto-Legge 20 febbraio 2026, n. 21 la loro **diffusione è ancora limitata da diversi fattori**, tra cui la volatilità dei prezzi dell'energia, l'elevato rischio di credito, la complessità contrattuale e regolatoria e le difficoltà di accesso per le PMI, che spesso non dispongono della dimensione o delle competenze necessarie per negoziare accordi di lungo termine.

ASSISTAL condivide l'obiettivo dell'ARERA di favorire la diffusione degli strumenti contrattuali di lungo termine e ritiene prioritario rimuovere le barriere regolatorie che ne limitano lo sviluppo. ASSISTAL ritiene che i PPA debbano consolidarsi quale **strumento strutturale di mercato**, capace al contempo di sostenere la finanziabilità di nuova capacità rinnovabile e di offrire ai consumatori una copertura di lungo periodo rispetto alla volatilità dei prezzi. In tale prospettiva, si valutano positivamente gli interventi diretti a **rimuovere le barriere che ne hanno sinora limitato la diffusione**, inclusi lo sviluppo di strumenti di garanzia e l'aggregazione della domanda. È tuttavia essenziale che tali strumenti mantengano una funzione abilitante e complementare rispetto al mercato: gli schemi contrattuali standardizzati e gli strumenti pubblici di aggregazione o mitigazione del rischio dovrebbero pertanto essere volontari e rivolti principalmente alla rimozione delle effettive barriere di accesso, in particolare per i soggetti di minori dimensioni, senza irrigidire un istituto che trova nella libera negoziazione della durata, dei profili, delle quantità, del prezzo e dell'allocazione dei rischi uno dei propri principali elementi di valore.

In particolare, appare opportuno promuovere PPA di natura fisica associati a nuova capacità rinnovabile, così da sostenere concretamente gli investimenti aggiuntivi necessari al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Si auspica pertanto la promozione di modelli aggregati, in grado di ampliare la partecipazione di PMI e clienti finali, riducendo costi e barriere all'ingresso e valorizzando il ruolo degli operatori di mercato già attivi nella fornitura, nell'intermediazione e nella strutturazione di soluzioni PPA.

Sul piano regolatorio, sarebbe utile favorire la standardizzazione dei contratti e strumenti di mitigazione del rischio limitandone l'applicazione alla piattaforma di negoziazione già esistente (Bacheca GME). In tale contesto, l'eventuale coinvolgimento di soggetti pubblici, quali il GSE ed Acquirente Unico, dovrebbe avere una mera funzione di supporto e garanzia, senza assumere un ruolo operativo nella gestione dei PPA. Le attività di strutturazione, aggregazione e gestione dei contratti dovrebbero infatti rimanere affidate agli operatori specializzati, preservando la concorrenza e favorendo lo sviluppo di un mercato efficiente e maturo.

Con riferimento ai PPA transfrontalieri, permane l'esigenza di rafforzare la disponibilità di adeguati strumenti di copertura del rischio di congestione. In tale ambito, gli LTTR (Long-Term Transmission Rights) svolgono un ruolo fondamentale, consentendo agli operatori di gestire l'esposizione ai differenziali di prezzo tra zone di mercato su orizzonti temporali coerenti con la durata dei contratti.

Si ritiene pertanto necessario **estendere progressivamente la maturità dei prodotti LTTR fino ad almeno cinque anni e rendere disponibili anche prodotti pluriennali**. L'offerta di soli prodotti annuali espone infatti le controparti a significativi rischi di rinnovo e di liquidità lungo la durata dei PPA. Adeguati volumi di prodotti a lungo termine, disponibili sulle frontiere della CCR Italy North e in entrambe le direzioni, contribuirebbero a sostenere gli scambi transfrontalieri, la liquidità dei mercati a termine e gli investimenti associati ai PPA.

ASSISTAL accoglie con favore l'intenzione dell'Autorità di contribuire attivamente all'evoluzione del mercato della capacità attraverso una revisione della disciplina per l'approvvigionamento e l'utilizzo efficiente degli stoccaggi (MACSE) e della *demand response*, nonché a porre in essere le misure necessarie a garantire una gestione efficiente degli accumuli e di tutti gli strumenti di flessibilità nel sistema elettrico. **ASSISTAL valuta positivamente il percorso avviato con il TIDE** per favorire la partecipazione delle risorse distribuite ai mercati, che dovrà proseguire rimuovendo le barriere regolatorie, operative e tecnologiche che ancora ne limitano la diffusione. Segnali di prezzo più granulari, inclusi quelli derivanti dall'evoluzione verso prezzi zonal lato prelievo, possono

contribuire a orientare i consumi, ma devono essere accompagnati da condizioni che consentano ai clienti di reagire effettivamente a tali segnali, anche attraverso tecnologie di automazione e gestione dei carichi e tramite l'aggregazione. Ove il solo segnale di mercato non sia sufficiente, appare inoltre opportuno assicurare un'**adeguata remunerazione dei servizi di flessibilità effettivamente forniti al sistema**.

OS24 – Riformare i criteri di regolazione dei servizi infrastrutturali energetici

ASSISTAL condivide l'obiettivo dell'Autorità di **rafforzare la pianificazione anticipatoria e integrata delle infrastrutture energetiche**. La progressiva elettrificazione degli usi finali e la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili richiedono infatti che lo sviluppo delle reti avvenga con sufficiente anticipo rispetto all'effettiva crescita della domanda e della generazione, evitando che la disponibilità di capacità e i tempi di connessione possano rappresentare un fattore limitante per gli investimenti necessari alla transizione.

La pianificazione dovrebbe pertanto basarsi su scenari robusti e coerenti tra i diversi vettori energetici, tenendo conto contestualmente dell'incremento prospettico della domanda elettrica e della progressiva riduzione dei consumi di gas naturale. Con riferimento a quest'ultimo settore, tale evoluzione richiederà una valutazione attenta delle future esigenze infrastrutturali, evitando sia investimenti non coerenti con l'evoluzione attesa della domanda sia un ridimensionamento prematuro delle infrastrutture necessarie a garantire sicurezza e resilienza del sistema.

Come già rappresentato, ASSISTAL condivide inoltre l'esigenza di **valorizzare maggiormente le risorse di flessibilità**, incluse quelle distribuite e della domanda, e le soluzioni innovative che consentano un utilizzo più efficiente della capacità di rete disponibile. In questo quadro, assumono particolare rilievo anche **l'evoluzione della disciplina delle connessioni e lo sviluppo di soluzioni quali le connessioni flessibili**, che possono contribuire a favorire un utilizzo più efficiente delle infrastrutture e ad accelerare l'integrazione di nuova capacità rinnovabile. Si ribadisce tuttavia la necessità che tali strumenti siano accompagnati da regole chiare, trasparenti e prevedibili e non diventino un sostituto strutturale degli investimenti necessari a garantire un adeguato sviluppo della rete.

OS21 – Accompagnare il settore del gas naturale in un'ottica di decarbonizzazione

ASSISTAL condivide l'importanza dell'Obiettivo Strategico volto ad accompagnare il settore del gas naturale verso la decarbonizzazione. Tuttavia, si ritiene fondamentale evidenziare una forte asimmetria nell'attuale assetto regolatorio e di incentivazione per l'uso dei vettori energetici rinnovabili, con particolare riferimento al biometano. Ad oggi, i meccanismi di incentivazione e di allocazione del biometano sono stati indirizzati in via prioritaria verso i soggetti industriali classificati come "Hard-to-Abate" (HtA). Pur comprendendo la logica di supportare i settori a più difficile elettrificazione, **tale approccio esclude di fatto altri attori che giocano un ruolo sistemico altrettanto decisivo nella transizione energetica nazionale**.

Le ESCo gestiscono asset tecnologici complessi e impianti termici/cogenerativi caratterizzati da consumi energetici estremamente elevati. Molti di questi siti rientrano pienamente nell'ambito del regolamento ETS₁, pur non essendo formalmente classificati come HtA. **Le ESCo si trovano quindi a dover gestire una pressione economica e regolatoria crescente** associata al costo delle quote di emissione, pur disponendo di limitati strumenti di flessibilità nell'approvvigionamento di combustibili decarbonizzati a prezzi competitivi. A ciò si aggiunge l'introduzione di requisiti e obblighi normativi sempre più stringenti ed incrementalmente, come quelli previsti dal recente DM OIERT, che

impongono alle aziende un impiego progressivamente maggiore di fonti rinnovabili termiche. Per soddisfare tali requisiti in contesti in cui l'elettificazione non è tecnicamente praticabile nel breve periodo, l'accesso a vettori gassosi rinnovabili come il biometano rappresenta una leva indispensabile.

OS25 – Quadro regolatorio per i settori dell'idrogeno e CCS

Il successo del quadro regolatorio per i settori dell'idrogeno e CCS non dipenderà solo dalla regolazione delle singole infrastrutture ma dalla capacità di favorire l'interconnessione ecologica tra settori. In queste iniziative, le ESCo integrate si pongono come i partner dei clienti finali, industrie e Pubbliche Amministrazioni, consentendo di tradurre i segnali regolatori di ARERA in progetti industriali concreti, sostenibili e a rischio tecnologico mitigato.

Di seguito alcuni spunti per declinare in concreto l'approccio proposto:

1. **Valorizzare il ruolo delle ESCo come integratori tecnologici e finanziari:** lo sviluppo dell'idrogeno e della Carbon Capture and Storage (CCS) richiede ingenti investimenti e presenta profili di rischio tecnologico e finanziario elevati per i clienti finali (in particolare industriali). Le ESCo, operano come veri e propri abilitatori della transizione, assumendosi il rischio dell'investimento, della gestione operativa e delle performance di lungo periodo. Nel futuro quadro regolatorio sulle tariffe e sulle condizioni di accesso alle reti di idrogeno e CO₂, ARERA potrebbe riconoscere ed incentivare i modelli di business basati su contratti di prestazione energetica (EPC) e la presenza di operatori terzi (come le ESCo) che aggregano la domanda o gestiscono la produzione in loco per distretti industriali.
2. **Focus sui settori Hard-to-Abate con produzione on-site e distretti d'innovazione:** l'idrogeno e la CCS saranno determinanti soprattutto per l'industria pesante. Prima dello sviluppo di una rete di trasporto nazionale e transfrontaliera strutturata, la decarbonizzazione avverrà tramite la creazione di "Hydrogen Valleys" o progetti pilota on-site gestiti da ESCo per conto dei consorzi industriali. ARERA potrebbe orientarsi verso l'uso di sandbox regolatorie e pilot projects per testare l'integrazione di produzione di idrogeno on-site, tecnologie di accumulo e reti locali di trasporto. In quest'ottica la regolazione sull'unbundling e sulle tariffe di accesso per le reti locali o dedicate dovrebbe essere flessibile e non penalizzante nella prima fase di mercato, per poter consentire il recupero degli ingenti costi di queste iniziative.
3. **Valorizzare l'integrazione multi-utility:** l'idrogeno verde da elettrolisi richiede ingenti volumi di acqua potabile o, in un'ottica più sostenibile, di acqua reflua depurata. Inoltre, i cascami termici derivanti dai processi di produzione di idrogeno o dalle centrali di compressione CCS possono essere integrati nelle reti di teleriscaldamento. ARERA potrebbe promuovere regole che facilitino l'uso di acque reflue industriali o civili trattate per la produzione di idrogeno, applicando il principio dell'efficienza idrica e della Water Conservation. Più in generale è fondamentale che il quadro regolatorio valorizzi le sinergie tra i settori idrico, dei rifiuti (es. CO₂ biogenica da digestione anaerobica o termovalorizzatori) ed energetico.

Conclusioni

ASSISTAL ritiene che l'azione regolatoria dell'Autorità debba muoversi con coerenza rispetto alle norme già operative, tenendo in considerazione che azioni non coordinate e poco chiare generano effetti negativi immediati e ad alto impatto su un mercato come quello dei servizi energetici, già iper-regolato e oggetto di cambiamenti continui.

L'assenza di un capitolo specificatamente dedicato all'efficienza energetica e del richiamo esplicito al principio *Energy Efficiency First* sono **punti di debolezza del quadro strategico** che vanno in contrasto rispetto alla direzione intrapresa dalla regolazione europea.

Assume, infine, particolare rilievo l'implementazione dell'ETS2 nei settori degli edifici e dei trasporti. Pur condividendo gli obiettivi ambientali ad esso sottesi, occorre evidenziare alcune criticità che rischiano di produrre effetti indesiderati sul settore del teleriscaldamento. Ad oggi, permane infatti un significativo livello di incertezza circa l'evoluzione futura del prezzo delle quote di CO₂, l'effettiva traslazione dei costi lungo la filiera e il coordinamento tra ETS2 e gli altri strumenti europei e nazionali di sostegno alla decarbonizzazione. Tale incertezza genera un **aumento del rischio economico e finanziario per gli operatori** che sono chiamati a pianificare investimenti di natura pluriennale. Attualmente, il quadro regolatorio risulta **eccessivamente penalizzante per gli operatori medio-piccoli**, gravati dall'impatto economico diretto di ETS2 e OIERT, senza che la regolazione offra strumenti adeguati a sostenere la transizione verso modelli più efficienti.