



FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE
ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

Audizione Quadro Strategico 2026-2029

Collegio ARERA

10 settembre 2026

Le osservazioni di Federazione ANIE

Sommario

Chi siamo	3
Introduzione	3
Governare il trilemma: sostenibilità, competitività e sicurezza	3
La transizione: rinnovabili sì, gas naturale in progressivo phase-out.....	4
Stabilità normativa, regimi transitori e armonizzazione europea	4
L'Osservatorio della regolazione	5
L'importanza del monitoraggio	5
Integrazione dei mercati nazionali ed approvvigionamento a termine in MBR	5
Meccanismi di capacità e flessibilità	6
Autoconsumo e flessibilità locale	6
La riforma delle procedure di connessione	7
La rete, abilitatore della transizione.....	8
L'efficienza energetica.....	8
Sicurezza energetica, elettrificazione e digitalizzazione	9
FER X Definitivo	9
Il superamento del PUN	10
Smart meter gas naturale.....	10
Il riciclo: una risorsa per la sicurezza degli approvvigionamenti	10

Chi siamo

Federazione ANIE rappresenta, nel Sistema Confindustria, oltre 1.100 imprese attive nelle filiere dell'elettrotecnica e dell'elettronica e i General Contractor industriali. Il settore occupa 480.000 addetti con un fatturato aggregato di oltre 110 miliardi di euro.

ANIE riunisce player strategici che rendono disponibili tecnologie all'avanguardia per i mercati dell'energia, del building, dell'industria e delle infrastrutture.

Il comparto costituisce uno degli attori industriali più rilevanti per la modernizzazione del Paese e per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione e digitalizzazione.

Introduzione

ANIE esprime un generale apprezzamento per il documento posto in consultazione sul Quadro Strategico 2026-2029, che si inserisce nel processo di indirizzamento del nuovo Collegio di ARERA.

Le imprese associate ad ANIE mettono a disposizione del mercato tecnologie hardware e software, nonché servizi ad alto valore aggiunto, a supporto dell'intero sistema: dalla generazione alla trasmissione, dalla distribuzione fino agli usi finali. Sebbene l'identità e le competenze siano prevalentemente riconducibili al settore elettrico, il patrimonio tecnologico e industriale della sua base associativa si estende anche ad altri vettori energetici, offrendo soluzioni e servizi per i settori del gas naturale, power to gas oltre che settore idrico e tele-calore.

Governare il trilemma: sostenibilità, competitività e sicurezza

I tre pilastri sui quali si fonda l'azione di ANIE sono sostenibilità, competitività e innovazione. È in questo solco chiediamo ad ARERA di indirizzare le sue attività.

ANIE ritiene che la transizione possa avere successo soltanto se questi tre fattori crescono in modo equilibrato e reciprocamente rafforzativo. La sfida principale consiste nel trovare un punto di equilibrio tra gli obiettivi climatici, la sicurezza degli approvvigionamenti e la sostenibilità economica per famiglie e imprese.

In questa prospettiva, ANIE individua una direttrice strategica: l'integrazione tecnologica, ovvero il processo di combinazione e coordinamento di tecnologie diverse per creare un sistema energetico più sicuro, efficiente e sostenibile.

Con riferimento al sistema elettrico assumono particolare rilevanza:

- gli interventi di efficienza energetica;
- il pieno sviluppo delle fonti rinnovabili;
- la diffusione dei sistemi di accumulo;

- il potenziamento delle reti intelligenti;
- l'uso efficiente dei vettori energetici e delle risorse;
- la digitalizzazione dei sistemi di misura, monitoraggio e gestione dell'energia;
- l'elettrificazione dei consumi;
- la mobilità elettrica
- la valorizzazione della flessibilità;
- l'evoluzione dei mercati verso modelli più efficienti e trasparenti;
- la riduzione strutturale dei costi di sistema;
- l'economia circolare.

La transizione: rinnovabili sì, gas naturale in progressivo phase-out

Uno dei temi prioritari della transizione è l'alto costo dell'energia elettrica determinato principalmente dal prezzo del gas naturale e dalla contenuta penetrazione delle fonti rinnovabili.

Il quadro regolatorio deve tenerne conto, classificando il gas naturale come vettore di transizione. Se necessario, si intervenga per calmierare il prezzo dell'energia elettrica, con regole sulla falsariga del TOPE spagnolo, ma a condizione che si tratti di un intervento temporaneo, molto limitato nel tempo, in quanto risulterebbe, a lungo andare, distorsivo delle dinamiche di mercato e impattante sugli investimenti in corso, minando il processo di transizione.

Stabilità normativa, regimi transitori e armonizzazione europea

L'ingrediente principale della ricetta è assicurare la stabilità normativa nel medio-lungo termine e l'adozione di regimi transitori che non ledano gli investimenti in corso. È un ingrediente fondamentale per la crescita manifatturiera, tanto più nel momento in cui l'Europa ha stabilito obiettivi per ricostruire la filiera delle net zero technology. In linea generale, senza una visibilità di ampio respiro le imprese difficilmente intraprenderanno investimenti che apportano valore alla crescita economica del paese.

In presenza di modifiche al quadro normativo, i regimi transitori rappresentano uno strumento indispensabile, in quanto consentono di accompagnare il passaggio dal quadro regolatorio previgente a quello nuovo, garantendo continuità giuridica, certezza per gli operatori e tutela degli investimenti già avviati. La loro introduzione si rende particolarmente necessaria quando le modifiche normative incidono su assetti consolidati, richiedendo tempi adeguati di adattamento per evitare effetti distorsivi, contenziosi o rallentamenti nell'attuazione degli obiettivi di policy.

Con riferimento al recepimento dei provvedimenti europei da parte degli Stati membri, si riconosce il valore di un'adozione tempestiva delle nuove disposizioni. Tuttavia, laddove tale processo avvenga secondo approcci e calendari differenziati, possono emergere asimmetrie regolatorie suscettibili di incidere sul corretto funzionamento del mercato interno. Si suggerisce pertanto di promuovere un più

efficace coordinamento a livello europeo, al fine di garantire condizioni di maggiore omogeneità e prevedibilità.

L'Osservatorio della regolazione

Alla base di tutto vi è il confronto. In questi anni ANIE ha sviluppato un dialogo costruttivo e continuativo, diretto e franco con ARERA. Però, non basta. Le consultazioni, talvolta, non sono risultate sufficienti a definire un quadro regolatorio stabile (a titolo esemplificativo ci si riferisce alla Delibera 385/2025/R/eel e successive).

Per sviluppare una visione comune e coesa che produca un'azione efficace nel tempo occorre un confronto più ampio coinvolgendo i portatori di interesse. Ed è per questo che si valuta positivamente l'istituzione o meglio il ripristino dell'Osservatorio della regolazione.

L'importanza del monitoraggio

Negli ultimi anni ANIE ha più volte rappresentato ad ARERA l'opportunità di attivare specifiche attività di monitoraggio, con il duplice obiettivo di consentire interventi correttivi ove necessari e di accrescere il livello di trasparenza e conoscibilità del mercato. Auspichiamo che il nuovo corso possa dare seguito a tali richieste.

Si ritiene tuttavia necessario un cambio di paradigma, orientando l'attività di monitoraggio da una logica prevalentemente ex post a un approccio maggiormente ex ante. La tempestività degli interventi costituisce infatti un elemento essenziale per prevenire criticità e mitigare i possibili effetti indesiderati. Al contrario, un monitoraggio esclusivamente ex post rischia di risultare meno efficace, poiché interviene quando le dinamiche di mercato hanno già prodotto i propri effetti, con conseguenze che finiscono inevitabilmente per gravare sui consumatori e sugli operatori.

Il monitoraggio va esteso non solo alle dinamiche di offerta degli operatori nei mercati dell'energia e del bilanciamento e ridispacciamento, ma anche all'unbundling e alle altre attività regolate da ARERA (meccanismi di asta, progetti pilota, strumenti di policy, etc).

Integrazione dei mercati nazionali ed approvvigionamento a termine in MBR

Si sostiene l'esigenza di mercati energetici europei più integrati, liquidi e trasparenti.

ANIE nel 2025 ha suggerito l'iscrizione dell'Italia alla [FCR Cooperation Platform](#), piattaforma europea per l'approvvigionamento di FCR già utilizzata in vari Stati membri europei.

Si propone di avviare un processo di rendicontazione dettagliata dei singoli servizi ancillari, di introdurre nuovi servizi (ad es. quello dell'inerzia sintetica) e di approvvigionarli a termine. Ciò dovrebbe aiutare ad attivare nuove risorse di modulazione sia da generazione distribuita che da demand response.

Meccanismi di capacità e flessibilità

Si concorda con l'indirizzo di revisionare i due principali meccanismi di approvvigionamento a termine di capacità e flessibilità, quali il CAPACITY MARKET ed il MACSE. Diverse sono le tecnologie che assolvono contemporaneamente a queste due finalità, tra cui i sistemi di accumulo. Questa peculiarità del sistema italiano rende, però, molto più complicato articolare il quadro normativo per garantire la progressione temporale di sviluppo dei sistemi di accumulo, creando molta incertezza. Si propone di far convergere in un unico meccanismo le due finalità. In tal modo crescerebbe anche il livello di competitività.

Si reputa opportuno definire un quadro regolatorio favorevole agli investimenti in tecnologie di accumulo innovative e competitive, quali quello del long duration energy storage. Riguardo il pompaggio considerando l'esiguo utilizzo delle centrali esistenti, va fatta un'attenta riflessione prima di consentire l'avvio di investimenti costosi, con tempi di realizzazione molto lunghi e vita utile superiore ai 40 anni. Con specifico riferimento al MACSE, si propone infine l'introduzione di limiti massimi alla capacità aggiudicabile da un singolo operatore e da un singolo sito, al fine di evitare fenomeni di concentrazione di mercato e mitigare rischi di vulnerabilità del sistema elettrico nazionale in caso di malfunzionamenti degli asset.

Autoconsumo e flessibilità locale

Occorre continuare a promuovere investimenti nelle fonti rinnovabili di piccola e media taglia onde favorire l'autoconsumo che riduce i costi della bolletta elettrica dei consumatori e strutturare un quadro regolatorio che abiliti la flessibilità sulla rete non solo di trasmissione, ma anche di distribuzione.

Si constata la disponibilità di 10 GWh di capacità di sistemi di accumulo residenziali, oggi utilizzati prettamente per l'autoconsumo, ma che potrebbero fornire un importante volume di flessibilità.

Le CACER sono un naturale contenitore di flessibilità e pertanto si suggerisce di improntare una regolazione che attragga investimenti nelle configurazioni di autoconsumo diffuso predisposte con soluzioni digitalizzate volte a rendere il consumatore consapevole dei propri profili di prelievo e/o immissione e ad offrire i servizi di modulazione.

Si accoglie con favore l'orientamento dell'Autorità nel riconoscere la tecnologia Chain-2 come strumento abilitante di una serie di servizi volti alla gestione della domanda e di efficientamento dei consumi. A tal proposito si manifesta forte preoccupazione per le criticità riscontrate nell'attivazione e nell'utilizzo della Chain-2 degli smart meter di seconda generazione. Le inefficienze operative registrate presso i DSO stanno rallentando lo sviluppo di servizi innovativi e compromettendo sia la fiducia degli utenti finali sia gli investimenti effettuati dalle aziende per la Chain-2. È pertanto necessario intervenire affinché la Chain-2 diventi effettivamente un servizio di massa, affidabile e pienamente funzionante, in grado di supportare lo sviluppo della flessibilità distribuita, della mobilità elettrica e dei nuovi servizi energetici digitali, in linea con le norme tecniche in materia di DU (Dispositivo Utente), CIR (Controllore Infrastruttura di Ricarica), CCI (Controllore Centrale di Impianto) e le tecnologie in corso di sviluppo quali CIBT (Controllore di Impianto in BT) ed UPDM (Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio) semplificato.

Di seguito un quadro che sintetizza la situazione:

Aspetti Critici	Descrizione
Servizio Chain2	- Inadeguati servizi di ammissibilità, attivazione, modifica e cancellazione del canale Chain2. - Carenza di canali di supporto tecnico e gestione TICKET (solo E-Distribuzione possiede sistema Ticketing) - Assenza di procedure con tempi certi e SLA da comunicare agli asset provider: - Non sono previste verifiche periodiche del rispetto dei livelli di servizio Chain2 secondo quanto previsto dagli allegati A e B della delibera ARERA 87/2016/R/eei
Smart Meter	- Blocco Smart Meter - Presenza di disservizi relativi ad un gran numero di Smart meter 2G che si bloccano dopo mesi di corretto funzionamento. - Irraggiungibilità degli Smart Meter - Diverse associazioni effettuate tramite i portali di DSO terminano in <u>non eseguite/annullate</u> per problemi di raggiungibilità degli Smart meter rallentando le attivazioni del servizio; Smart meter appartatamente ammissibili, risultano poi non associabili. - Pre-Configurazione - Assenza di procedure operative dei DSO, nel momento in cui gli stessi riscontrano problematiche sul campo di raggiungibilità degli Smart Meter 2G, di attuare una procedura di sostituzione con Smart Meter 2G pre-configurati, in modo da accelerare il servizio Proposta: perché non può essere utilizzato canale di backup Chain1 a RF-169 MHz?
Distributori	- Servizio Chain2 disponibile solo per pochi distributori (bassa percentuale di distributori compliance con la normativa Chain2) - I DSO hanno rispettato le tempistiche di sostituzione massiva dei meter, senza però aver nessun obbligo di mettere a disposizione interfacce (es. portali web) in grado di supportare tutti i servizi previsti dalla tecnologia Chain2 - Ogni DSO applica proprie procedure, diverse da quelli degli altri, e non esistono delle API di comunicazione con i portali, in modo da strutturare un servizio uniforme.

Si è favorevoli all'adozione di strumenti regolatori e tariffari per promuovere le infrastrutture di ricarica elettrica. Nello specifico si potrebbe introdurre un meccanismo tariffario premiante nelle ore in cui si offrono servizi di flessibilità. Si sottolinea, inoltre, l'esigenza di una regolazione che chiarisca il trattamento degli oneri sull'energia prelevata e successivamente reimmessa in rete dai veicoli elettrici. Si denuncia il numero esiguo di DSO che hanno avviato progetti pilota per la flessibilità locale e si auspica che le sperimentazioni in futuro amplino sia il perimetro geografico sia la durata stessa della sperimentazione al fine di stimolare gli investimenti.

La riforma delle procedure di connessione

Si evidenzia l'esigenza di coordinamento con la disciplina degli iter autorizzativi. In particolare, di ridurre i tempi di validazione dei PTO (Piano Tecnico Operativo) e di allineare le tempistiche di TICA e TUFER (D.Lgs 190/2024) in relazione ai regimi concessori ed infine di salvaguardare le iniziative con stato di avanzamento prossimo alla conclusione dell'iter del procedimento sia di tipo amministrativo che di tipo ambientale con soluzioni benestriate dai gestori di rete. Si auspica la pubblicazione della roadmap prevista da ARERA concernente i provvedimenti attuativi ai sensi dell'art. 10-bis, comma 1, del D.Lgs. 190/2024 e del DM MASE n. 291 dell'8 settembre 2026 relativi alla risoluzione del problema della saturazione virtuale della rete.

Un altro aspetto che si sottopone all'attenzione dell'Autorità è quello di intervenire sulla regolamentazione per promuovere i contratti di connessione flessibile e quelli delle configurazioni ibride, coordinando queste ultime con i meccanismi di supporto economico agli investimenti. In tal modo si potranno mitigare gli effetti della saturazione virtuale e si consentirà un più efficace utilizzo della rete.

La rete, abilitatore della transizione

La rete è l'abilitatore della transizione, in quanto ad essa sono connessi la molteplicità delle unità sia di consumo che di generazione. Si concorda nell'adozione dell'approccio ROSS BASED più consono agli obiettivi di efficientamento dei costi di investimento gravanti sulla collettività ed indirizzati agli scenari di elettrificazione, evoluzione della domanda e obiettivi di decarbonizzazione.

Si evidenzia l'assenza di un'adeguata analisi costi benefici nei piani di sviluppo dei DSO che validino le decisioni di investimento tra tecnologie della rete e servizi di flessibilità, affinché si possano promuovere soluzioni innovative e attivare risorse di flessibilità non fossile.

Occorre migliorare il coordinamento tra TSO e DSO. Una menzione meritano le difficoltà incontrate nel 2026 in materia di RIGEDI e CCI.

L'efficienza energetica

Si ritiene che il principio Energy Efficiency First debba assumere un ruolo esplicito e trasversale nella regolazione. Prima di autorizzare o remunerare nuovi potenziamenti capacitivi, è opportuno valutare sistematicamente le soluzioni basate sulla riduzione dei consumi, sulla gestione della domanda e sul miglioramento dell'efficienza degli asset esistenti. L'efficienza energetica deve essere considerata una vera e propria risorsa di sistema, capace di contribuire alla competitività, alla sicurezza energetica e alla riduzione degli investimenti infrastrutturali necessari.

Il quadro regolatorio dovrebbe riconoscere la specificità delle ESCo e dei contratti EPC, evitando assimilazioni automatiche ai tradizionali venditori di energia quando i modelli operativi sono fondati su co-investimento, gestione integrata degli impianti e assunzione del rischio di performance. Tale riconoscimento è rilevante anche per autoconsumo, condivisione dell'energia, gestione dei POD e servizi energetici integrati per imprese e Pubblica Amministrazione.

Per il teleriscaldamento è necessario assicurare un quadro tariffario stabile e prevedibile, capace di riconoscere i costi efficienti e di sostenere gli investimenti necessari alla decarbonizzazione del calore. La regolazione dovrebbe favorire il recupero di calore industriale e da data center, l'integrazione di fonti rinnovabili e pompe di calore e il collegamento di impianti di terzi alle reti, coordinandosi con EED, DM OIERT, FER-T e Garanzie di Origine termiche. Occorre preservare un effettivo level playing field con le tecnologie alternative e tenere conto delle specificità economiche e tecnologiche dei diversi sistemi.

Anche nel servizio idrico l'efficienza energetica dovrebbe essere valorizzata in modo più strutturale, riconoscendo autoproduzione e risparmi energetici attraverso meccanismi stabili che non trasformino il miglioramento dell'efficienza in una penalizzazione economica per il gestore. Nel post-PNRR, inoltre, il Partenariato Pubblico-Privato può contribuire agli investimenti infrastrutturali se configurato come alleanza industriale capace di integrare capitale e competenze, preservando l'unitarietà della gestione.

Sicurezza energetica, elettrificazione e digitalizzazione

Le crisi geopolitiche manifestatesi negli ultimi anni hanno aperto un acceso dibattito su come perseguire l'obiettivo della sicurezza energetica degli approvvigionamenti. La scarsità e esosità delle risorse energetiche si contrappone alla copiosità e gratuità delle risorse rinnovabili.

Ciò impone la migrazione dei consumi dai vettori energetici tradizionali (gas naturale, diesel, benzina, etc) verso il vettore elettrico ed in prospettiva l'idrogeno. A talo scopo il governo italiano ha destinato una buona parte delle risorse PNRR e negli ultimi mesi si parla del post PNRR. Si auspica che ARERA continui in tale direzione.

La digitalizzazione e con essa la cyber security pervaderà non solo reti, fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, ma anche i principali driver dell'elettrificazione: mobilità elettrica, pompe di calore, cold ironing, idrogeno rinnovabile e data center.

L'Europa ha un piano per l'elettrificazione che si pone l'obiettivo di aumentare la quota di elettricità nel consumo finale di energia dal 23% attuale al 46% entro il 2040.

Negli ultimi 20 anni le innovazioni tecnologiche hanno aumentato le opportunità di elettrificazione dei consumi finali di energia dal 25% al 75%, soprattutto negli edifici. Risulta, pertanto, importante che la regolazione dell'Autorità promuova l'integrazione delle tecnologie di Building Automation and Control Systems (BACS), dei sistemi di gestione energetica degli edifici (BEMS), della sensoristica intelligente e delle piattaforme digitali interoperabili. Tali tecnologie rappresentano infatti lo strumento più efficace per tradurre i dati provenienti dai sistemi di misura in azioni concrete di efficienza energetica, flessibilità e riduzione dei costi per i consumatori mediante l'ottimizzazione dei consumi. Si suggerisce pertanto che ARERA valorizzare il contributo delle tecnologie digitali nell'ambito dei provvedimenti di riqualificazione energetica, quali a titolo esemplificativo il Conto Termico 3.0 ed il Piano Sociale per il Clima, ed introduca specifiche iniziative volte a:

- promuovere l'utilizzo dei dati energetici da parte degli utenti finali e soggetti da essi delegati;
- integrare nelle analisi regolatorie i benefici derivanti dagli Smart Building e dagli indicatori di Smart Readiness Indicator (SRI), previsti dalla Direttiva europea sulla prestazione energetica degli edifici (EPBD);
- promuovere adeguati requisiti di cybersecurity in coerenza con l'evoluzione normativa europea;

FER X Definitivo

Si segnala l'esigenza di rianalizzare i dati di mercato in base ai quali l'Autorità stabilirà i prezzi di aggiudicazione per gli impianti di potenza inferiore o uguale a 1 MW. Nella consultazione 239/2025/R/efr per il DM FER X Transitorio si era segnalato un disallineamento concettuale tra lo studio del GSE e il documento di consultazione di ARERA, in quanto il primo si concentra sui costi di O&M (Operation & Maintenance), mentre il secondo sugli OPEX (Operating Expenses), evidenziando che i costi di O&M sono una sottocategoria specifica degli OPEX, la crescente inflazione, le specificità dell'idroelettrico (i costi per canoni di concessione, i sovracanon BIM, i canoni rivieraschi ed il canone del co-uso delle infrastrutture idrauliche per gli impianti su acquedotto) e quelle dell'eolico (l'esigua campionatura considerata nello studio del GSE, inficiata inoltre dall'utilizzo di turbine rigenerate con

differente struttura di costo). Questo disallineamento ha prodotto l'entrata in esercizio di soli 37 impianti (per complessivi 18 MW), di cui 1 idroelettrico e 36 fotovoltaici.

Il superamento del PUN

Si tratta di una previsione imposta dalla Commissione Europea anni orsono. La riforma dovrebbe essere accompagnata da un'analisi di impatto e coordinata con lo sviluppo delle reti, della domanda (cfr. Data Center), delle risorse di flessibilità. In assenza delle necessarie condizioni infrastrutturali e di mercato, una maggiore granularità zonale da un lato darebbe beneficio ai consumatori ubicati nelle zone di mercato in cui si sviluppano maggiormente fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, dall'altro si corre il rischio di amplificare differenziali territoriali determinati dalle congestioni. Di contro gli investimenti in domanda elettrica (cfr. Data Center). Una tale riforma richiede l'adozione di un congruo regime transitorio.

Smart meter gas naturale

Con la deliberazione 532/2025/R/GAS, l'Autorità ha prorogato al 31 dicembre 2027 il periodo di applicazione delle disposizioni contenute nella RTDG 2020-2025 tra cui: *«confermare i livelli di costo standard previsti per gli anni tariffari 2024 e 2025 per le diverse tipologie di gruppo di misura» e «rinviare a successivi approfondimenti le valutazioni in merito all'eventuale riconoscimento del valore residuo degli smart meter dismessi prima del termine della vita utile, nonché le valutazioni in tema di un eventuale maggior riconoscimento nel caso di installazione di GdM smart dotati di funzionalità aggiuntive».*

Si auspica che sul valore residuo sia fatta chiarezza sulla fine del servizio GPRS o 2G (analogamente ai contatori elettrici con modulo GSM in modalità CSD) e sulle funzionalità aggiuntive sia riconosciuto un delta aggiuntivo al costo standard, in base alle funzionalità aggiuntive effettivamente realizzate.

La nuova direttiva MID 2026/706, che dovrà essere recepita entro aprile 2028, non chiarisce se le disposizioni di cui al punto 10.6 relative al visualizzatore a distanza si applichino anche ai contatori del gas naturale, per i quali attualmente esso non è previsto. Sarebbe utile un chiarimento da parte di ARERA per la stesura di normative tecniche.

Infine, si propone di estendere l'accesso al SII ai fornitori di servizi, purché delegati propriamente dall'utente finale, al fine di offrire servizi all'utente finale per l'efficienza energetica e la riduzione/ottimizzazione del consumo di gas.

Il riciclo: una risorsa per la sicurezza degli approvvigionamenti

Il riciclo costituisce un elemento essenziale per rafforzare la resilienza delle catene di fornitura e garantire una maggiore autonomia nell'approvvigionamento delle materie prime critiche. In questo contesto, le imprese ANIE svolgono un ruolo di primo piano attraverso il contributo RAEE. Il settore sta inoltre sostenendo investimenti industriali per la capacità di trattamento e valorizzazione delle risorse, come dimostra la recente entrata in esercizio di un impianto dedicato al riciclo delle batterie agli ioni di litio. Si



FEDERAZIONE NAZIONALE IMPRESE
ELETTROTECNICHE ED ELETTRONICHE

tratta di iniziative che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità, competitività industriale e sicurezza energetica delineati a livello europeo e nazionale.