

OTTOBRE 2025

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

OTTOBRE 2025

Focus energia

FEDERMANAGER - AIEE

INDICE

1. INFO ITALIA

- Nuove regole per le rinnovabili: aree idonee, semplificazioni e obiettivi regionali al 2030

2. INFO EUROPA

- BP Energy Outlook 2025: Scenari, Tecnologie e Impatti Strategici

3. APPROFONDIMENTI

- HiHELIOS: una soluzione avanzata per la sfida europea dell'accumulo di energia

4. NEWS DAL MONDO

1. INFO ITALIA

• Nuove regole per le rinnovabili: aree idonee, semplificazioni e obiettivi regionali al 2030

Nel recente decreto-legge del Governo in via di conversione in Parlamento, riorganizza la disciplina delle aree idonee per impianti da fonti rinnovabili, introduce regole specifiche per agrivoltaico e offshore, semplifica i percorsi autorizzativi per i progetti collocati in tali aree e assegna a regioni e province autonome obiettivi di potenza da raggiungere entro il 2030.

In questo senso, l'obiettivo del Governo è duplice: accelerare l'installazione di nuova capacità rinnovabile per rispettare gli impegni europei al 2030 e, al contempo, garantire la tutela del paesaggio, del patrimonio culturale, delle aree agricole e della biodiversità. Per raggiungere questo equilibrio, la norma modifica la disciplina del testo unico di riferimento (il D.Lgs. 190/2024) definendo criteri omogenei per le regioni, prevedendo strumenti di monitoraggio e meccanismi di coordinamento tra i diversi livelli di governo.

Il carattere di urgenza del provvedimento nasce dall'esigenza di sbloccare il processo di individuazione delle aree idonee, finora rallentato da contenziosi amministrativi interni e da alcune osservazioni della Commissione europea. L'impegno italiano, sancito nel PNRR nel 2021, **affondava le radici nella direttiva RED II (2018/2001)**, che poneva l'obiettivo di accelerare la diffusione delle rinnovabili. **Successivamente, la direttiva RED III (2023/2413) ha modificato la RED II introducendo** esplicitamente il concetto di «zone di accelerazione» (go-to areas): aree del territorio particolarmente idonee all'installazione di impianti da fonti rinnovabili con procedure autorizzative semplificate, tempistiche dimezzate e, in determinate condizioni, esenzioni dalla valutazione di impatto ambientale se adottate adeguate misure di mitigazione.

L'articolo 15-quater della direttiva RED II, come modificato dalla RED III, obbliga gli Stati membri a individuare queste zone entro il **21 febbraio 2026**, mediante mappatura coordinata del territorio che tenga conto del potenziale di energia rinnovabile, dei vincoli ambientali e delle esigenze di tutela del paesaggio. In sostanza, la situazione italiana è un paradosso comune a molti Stati membri: target ambiziosi di decarbonizzazione ma procedure autorizzative frammentate, lunghe e incerte che frenano gli investimenti e lo sviluppo di nuovi progetti. Il recepimento della direttiva RED II, avvenuto con il **decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199**, all'**articolo 20** introduce per la prima volta una disciplina organica delle aree idonee. Il decreto:

- Demandava a un successivo decreto ministeriale (da adottarsi entro 180 giorni) la definizione dei principi e dei criteri omogenei per l'individuazione delle aree idonee;
- Prevedeva che le regioni e le province autonome, entro ulteriori 180 giorni dal decreto ministeriale, emanassero leggi regionali per individuare le aree idonee sui rispettivi territori;
- Stabiliva un set minimo di aree considerate idonee *ex lege*: siti di bonifica, discariche chiuse, cave dismesse, aree adiacenti a infrastrutture lineari (autostrade, ferrovie);

- Introduceva il principio di privilegiare superfici già edificate o impermeabilizzate per limitare il consumo di suolo;
- Fissava l'obiettivo di installare 80 GW di nuova potenza rinnovabile entro il 2030.

La **ratio** del meccanismo era ben evidente: fornire agli operatori certezza territoriale preventiva, accelerare gli iter autorizzativi nelle aree idonee attraverso semplificazioni procedurali, e orientare lo sviluppo verso zone a minore conflitto con tutele ambientali e paesaggistiche, evitando l'approccio "caso per caso" che aveva generato migliaia di contenziosi e tempi estremamente lunghi, con un impatto negativo sul costo del kWh prodotto dagli impianti.

Nonostante l'impianto normativo del 2021, l'attuazione del provvedimento si è rapidamente incagliata. Il decreto ministeriale 21 giugno 2024 (DM "Aree Idonee"), adottato dal MASE, di concerto con i Ministeri della Cultura e dell'Agricoltura, doveva stabilire i principi e i criteri per guidare le regioni ma una sentenza del TAR Lazio ne ha annullato alcune parti cruciali¹, in particolare quelle relative alle fasce di rispetto dai beni culturali e paesaggistici e ad alcuni criteri di individuazione delle aree.

Parallelamente, la maggior parte delle regioni non ha mai provveduto ad emanare le previste leggi regionali, complice l'incertezza normativa generata dai contenziosi, la complessità tecnica della mappatura territoriale e, in alcuni casi, resistenze politiche locali. Questo ha creato un **doppio vuoto**: normativo (decreto ministeriale parzialmente annullato) e attuativo (assenza di leggi regionali).

La conseguenza è stato un ulteriore rallentamento degli iter autorizzativi: senza aree idonee formalmente individuate, i proponenti non possono accedere alle semplificazioni procedurali, e i progetti restano ingabbiati in procedimenti lunghi e incerti, oltre al rischio, per il Paese, di non raggiungere la milestone PNRR, con possibile sospensione dei pagamenti europei all'Italia.

Il decreto-legge in conversione rappresenta il tentativo del Governo di sbloccare definitivamente la situazione, con una strategia triplice:

1. Elevare a rango di legge primaria i contenuti del decreto ministeriale non annullati dal TAR, evitando che ulteriori contenziosi blocchino nuovamente il processo;
2. Centralizzare tutta la disciplina nel D.Lgs. 190/2024, creando un testo unico di riferimento per operatori e amministrazioni;
3. Fissare termini perentori (120 giorni) per le leggi regionali, con poteri sostitutivi statali in caso di inadempienza, rendendo di fatto "obbligatoria" l'attuazione regionale.

Si supera l'approccio cooperativo (lo Stato fissa principi, le regioni attuano nei propri tempi) a vantaggio di un intervento diretto e prescrittivo dell'Autorità centrale, con tempi stringenti e meccanismi sanzionatori. La compressione temporale è evidente: dalle scadenze "morbide" del 2021 (360 giorni complessivi tra decreto ministeriale e leggi regionali) si è arrivati ai 120 giorni perentori, con la minaccia dell'intervento sostitutivo statale.

1. In particolare, il decreto in discussione interviene per rimediare alla sentenza del TAR Lazio n. 9155 del 13 maggio 2025, che ha annullato in parte il decreto ministeriale del 21 giugno 2024 (adottato dai Ministeri dell'Ambiente, della Cultura e dell'Agricoltura) con il quale si intendeva stabilire i principi e i criteri per l'individuazione delle aree idonee. La pronuncia della giustizia amministrativa aveva quindi creato un vuoto normativo che rischiava anche di compromettere il raggiungimento della milestone correlata alla Riforma 1 della Missione 7 del capitolo REpowerEU del Piano nazionale di ripresa e resilienza.

Tra le novità terminologiche spicca l'introduzione di impianto agrivoltaico tra le definizioni: "impianti fotovoltaici progettati per preservare la continuità delle attività agricole e pastorali, con moduli eventualmente collocati in posizione elevata, sistemi di rotazione dei pannelli e l'impiego di strumenti di agricoltura digitale e di precisione". La definizione chiarisce pertanto che l'uso energetico deve essere compatibile con la vocazione agricola del suolo perché progettato proprio per non comprometterne l'uso produttivo.

A tale proposito, un elemento di particolare rilievo riguarda le stesse superfici agricole. Per preservare la destinazione produttiva dei suoli, la norma fissa un intervallo nazionale quelle idonee compreso tra lo 0,8% e il 3% delle superfici agricole utilizzate (SAU), lasciando alle amministrazioni locali la possibilità di definire particolari soglie comunali, purché rientranti comunque in questi limiti. La piattaforma digitale per le aree idonee includerà poi un contatore dedicato, per consentire alle regioni di monitorare in tempo reale il raggiungimento delle percentuali previste e di prevenire frazionamenti o interpretazioni che possano erodere la superficie agricola produttiva.

Regole queste molto dettagliate che gli operatori temono che possano però ridurre drasticamente lo sviluppo dell'agrivoltaico.

Il testo presentato individua anche un set minimo di aree potenzialmente idonee su terraferma, includendo superfici e strutture già impermeabilizzate, aree industriali in crisi, siti di bonifica, cave e miniere dismesse, discariche chiuse, beni del demanio militare, beni statali, e taluni beni demaniali o in uso ai Ministeri dell'Interno, della Giustizia e agli uffici giudiziari. Per i soli impianti fotovoltaici, inoltre, tale set minimo include anche le aree adiacenti alla rete autostradale e all'interno di stabilimenti industriali.

Per distribuire equamente gli sforzi verso gli obiettivi europei, torna ad essere adottata la metodologia del burden sharing: a ciascuna regione e provincia autonoma è assegnato un obiettivo di potenza da raggiungere al 2030, secondo una tabella allegata al decreto. Le regioni potranno comunque concludere accordi tra loro per il trasferimento statistico di quote di potenza, secondo uno schema tipo che il Ministero definirà con decreto.

Rispetto poi ai criteri di individuazione, questi sono orientati a: tutela del patrimonio culturale e paesaggistico; protezione della qualità dell'aria e delle acque; salvaguardia delle aree protette e della Rete Natura 2000; differenziazione delle aree per fonte e tecnologia; priorità alle superfici impermeabilizzate e alle aree industriali dismesse. In questo quadro, la norma vieta divieti generalizzati all'installazione di impianti rinnovabili, ma stabilisce che non possano essere identificate come idonee aree la cui destinazione o caratteristiche siano in contrasto con i piani paesaggistici. La disciplina introduce anche una clausola specifica per le zone di protezione dei siti UNESCO, limitando l'installazione di impianti da fonti rinnovabili esclusivamente agli interventi di cui all'allegato A del D.Lgs. 190/2024, che elenca gli interventi di taglia o impatto minore, e quelli attratti nel regime di procedura abilitativa semplificata (PAS) per effetto dell'articolo 7, comma 2, dello stesso decreto.

La disciplina delle aree idonee si estende anche al mare, con l'introduzione di un elenco minimo di aree idonee per impianti offshore, dove si considerano idonee le aree individuate dai piani di gestione dello spazio marittimo, le piattaforme petrolifere in disuso e le aree distanti 2 miglia nautiche da ciascuna piattaforma, nonché i porti (per impianti eolici fino a 100 MW). In questo caso, sarà il Ministero dell'Ambiente il soggetto incaricato di pubblicare un vademecum per i proponenti, contenente gli adempimenti e le informazioni minime necessarie per l'autorizzazione unica degli impianti offshore. L'obiettivo è fornire chiarezza procedurale e ridurre i tempi di istruttoria per progetti marini, settore strategico per l'aumento della capacità rinnovabile in aree costiere.

Una volta identificate le aree, i progetti che vi ricadranno interamente potranno beneficiare di significative sempli-

ficazioni procedurali: iter autorizzativi più rapidi e procedure amministrative meno onerose. Per gli interventi di cui agli allegati A e B, non ricadenti in regime di autorizzazione unica, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio ma non vincolante entro i medesimi termini previsti per il rilascio degli atti di assenso mentre nel caso degli interventi di allegato C (autorizzazione unica), tale parere sarà sempre non vincolante anche ai fini della valutazione dell'impatto ambientale. Se l'autorità non si esprime entro il termine, l'amministrazione procedente provvede comunque sulla domanda, e i termini del procedimento di autorizzazione unica sono ridotti di un terzo (con arrotondamento per difetto).

Le semplificazioni si applicano anche agli interventi di sviluppo o potenziamento della rete di trasmissione nazionale, con un'eccezione esplicita per gli impianti di accumulo mobili di grande estensione (BESS), che non rientrano nel novero degli interventi semplificabili. Questa distinzione riflette la volontà del legislatore di mantenere iter autorizzativi più stringenti per i sistemi di stoccaggio, presumibilmente per ragioni di impatto territoriale e di controllo della dispersione degli sforzi autorizzativi.

Se un impianto ricade solo parzialmente in area idonea, le semplificazioni non si applicano agli interventi elencati negli allegati A, B e C, evitando così che la semplificazione diventi uno strumento per aggirare vincoli in aree sensibili. Questo approccio mira a coniugare rapidità autorizzativa e rispetto delle tutele ambientali, ma richiede una corretta qualificazione del territorio da parte delle amministrazioni regionali.

La norma istituisce anche un sistema di governance e monitoraggio coordinato dallo Stato: il Ministero dell'Ambiente, con il supporto di GSE e RSE, monitora il raggiungimento degli obiettivi regionali e trasferisce i risultati su una piattaforma digitale dedicata, entro il 31 luglio di ciascun anno. La piattaforma include una sezione pubblica per la consultazione dei dati e un contatore delle superfici agricole utilizzate, strumento utile per verificare il rispetto delle soglie stabilite.

Il decreto-legge 175/2025 dovrebbe rappresentare uno dei driver fondamentali per raggiungere gli obiettivi europei (80 GW al 2030), conciliando crescita della capacità rinnovabile, tutela delle risorse naturali e agricole e necessità di aumentare la sicurezza energetica del Paese, diminuendo la quota di energia importata.

Tuttavia, la sfida attuativa è significativa e il percorso degli ultimi quattro anni dimostra che le buone norme non si traducono automaticamente in risultati concreti e la sfida, ora, sarà quella di trasformare le previsioni normative in pratiche amministrative efficaci, con un indubbio beneficio anche sulle tariffe energetiche.

Infine, il successo del burden sharing e dei trasferimenti statistici dipenderà dalla capacità amministrativa delle regioni e dalla rapidità con cui verranno adottati gli strumenti di governance (primo fra tutti il decreto ministeriale per gli accordi di trasferimento statistico e la piattaforma digitale, che deve diventare operativa in pochi mesi) ma la complessità delle determinazioni tecniche (parametri di equiparazione per geotermico e idroelettrico, calcolo dei trasferimenti tra regioni costiere e interne per l'offshore) da un lato e lo scarso favore di cui godono gli impianti di grande taglia da parte delle popolazioni locali, dall'altro, rendono tutta in salita la strada verso l'efficacia dello strumento.

2. INFO EUROPA

• BP Energy Outlook 2025: Scenari, Tecnologie e Impatti Strategici

Il BP Energy Outlook 2025 offre una visione articolata e non prescrittiva dell'evoluzione del sistema energetico globale fino al 2050, attraverso due scenari principali, "Current Trajectory" e "Below 2°C". Entrambi sono costruiti su tecnologie esistenti e non includono innovazioni future non ancora mature, mantenendo una posizione di neutralità tecnologica, per consentire ai decisorи di valutare le opzioni senza pregiudizi, considerando fattori come costi, infrastrutture, sicurezza energetica e accettabilità sociale.

Il **Current Trajectory** è basato su politiche esistenti e tendenze recenti. In questo scenario, le emissioni di CO₂ sono più o meno stabili fino al 2030, per poi decrescere gradualmente. Con una riduzione del 25% al 2050, sui livelli del 2023, non raggiungono gli obiettivi climatici di Parigi.

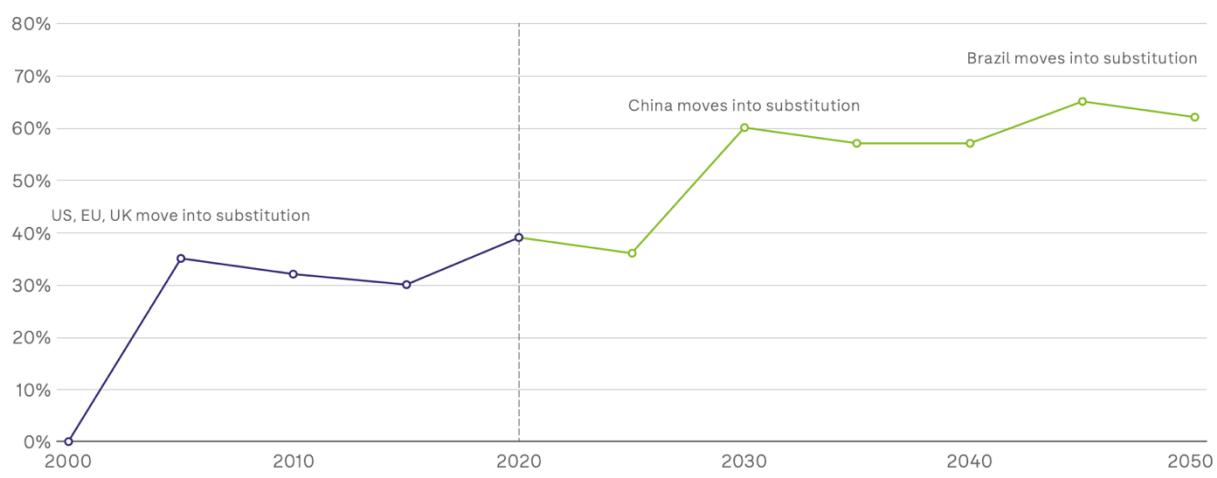
Lo scenario **Below 2°C**, al contrario, è costruito su questo obiettivo e ipotizza un'accelerazione significativa dei processi di decarbonizzazione, arrivando a una riduzione del 90% delle emissioni nette entro il 2050. È superfluo evidenziare come un tale scenario sia accompagnato da un importante rafforzamento delle politiche climatiche, una forte e radicale modifica dei comportamenti sociali e una rapida adozione di tecnologie low-carbon, mix che accompagna gli scenari di decarbonizzazione più spinti da diversi anni.

Ciò che vale la pena evidenziare, soprattutto alla luce del dibattito revisionista che si sta tenendo in Europa negli ultimi due anni, è la presenza stabile, in una domanda di energia sempre più elevata e trainata dalle economie emergenti, dei fenomeni dell'elettrificazione dei consumi e della crescita di penetrazione delle rinnovabili nel mix di offerta dell'energia. In un mercato dell'elettricità che raddopierà entro il 2050, solare ed eolico diventano le fonti dominanti nella generazione, grazie alla loro competitività crescente, anche senza le azioni delineate dal "Below 2°C".

Quello che viene determinata dall'intervento pubblico è la velocità della transizione, ovvero il tasso di sostituzione dei combustibili fossili. Nelle diverse aree del pianeta, con tempistiche differenti, si passa dalla tradizionale fase di "energy addition" (co-esistenza tra fossili e rinnovabili) a quella di "energy substitution", dove le fonti low-carbon sostituiscono progressivamente quelle fossili.

Non si tratta ancora di un fenomeno generalizzato, il sistema energetico si trova attualmente nella fase di "energy addition"; sebbene l'impiego di fonti energetiche a basse emissioni di carbonio sia in rapida crescita, tale incremento non è sufficiente a soddisfare l'intera espansione della domanda totale di energia. Di conseguenza, l'utilizzo di combustibili fossili non abbattuti continua ad aumentare. Ma è comunque un dato interessante: il 40% della domanda energetica mondiale proviene da regioni e paesi che hanno già raggiunto la fase di "energy substitution", tra queste, ad esempio, l'Unione Europea e gli Stati Uniti.

Figura 1 - Energia primaria dei paesi in “sostituzione energetica” nella traiettoria attuale
Quota di energia primaria globale



(Fonte: bp Energy Outlook: 2025 edition)

Il passaggio da addizionalità a sostituzione, con velocità diverse, sembra comunque ineluttabile. Nello scenario “Current Trajectory”, la quota di energia primaria globale fornita da paesi e regioni giunti alla fase di energy substitution dovrebbe superare il 60% del totale prima del 2050. Tra gli esempi rilevanti figura la Cina, prevista in ingresso alla fase di substitution intorno al 2030, e il Brasile negli anni 2040.

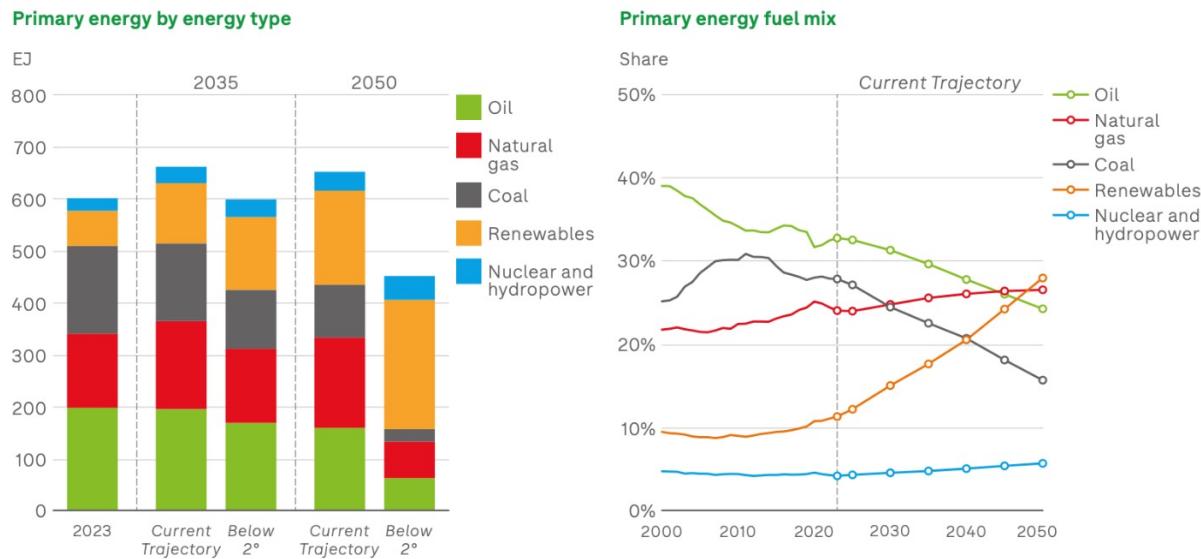
Tra le motivazioni, il costo di produzione dell’energia di alcune rinnovabili, ormai più che competitivo con le fonti tradizionali, è sicuramente un fattore abilitante, ma accelerare il passaggio alla fase di sostituzione richiede la combinazione di una serie di misure di intervento, che in parte si sovrappongono con quelle dello scenario “Below 2 C°”, dove sono presenti anche misure di abbattimento delle fossili, come la CCUS e l’idrogeno “low carbon”.

Il loro ruolo è riconosciuto come cruciale per la decarbonizzazione di settori industriali difficili da elettrificare ma veramente significativo solamente per la traiettoria di decarbonizzazione più ambiziosa e grazie a politiche di supporto e investimenti mirati.

La sicurezza energetica, richiamata più volte evidenziando le tensioni geopolitiche in atto, rappresenta un driver fondamentale nella configurazione del sistema energetico in entrambi gli scenari, ma con approcci differenziati. Nel “current”, questa viene garantita mantenendo un mix energetico diversificato: il gas naturale fornisce flessibilità, il nucleare assicura generazione baseload affidabile mentre le rinnovabili crescono rapidamente raggiungendo il 28% dell’energia primaria. Questo approccio risponde alle tensioni geopolitiche portando alcuni paesi produttori a preferire l’utilizzo di combustibili fossili domestici piuttosto che aumentare la dipendenza da tecnologie low-carbon dominate da supply chain internazionali o a non dover necessariamente ricorrere alle tecnologie meno costose, a vantaggio della sicurezza degli approvvigionamenti.

Nel Below 2°, la sicurezza energetica si basa principalmente sulla riduzione della dipendenza da importazioni di combustibili fossili, con un’ulteriore accelerazione dell’elettrificazione alimentata da energia low-carbon domestica e l’emergere di potenziali «Electrostates» - paesi importatori che scelgono di aumentare il ritmo dell’elettrificazione per ridurre la dipendenza da combustibili fossili importati.

Figura 2 - Consumi di energia primaria e fuel mix nei due scenari considerati



(Fonte: bp Energy Outlook: 2025 edition)

L'ultima considerazione, forse la più importante, è la misura della contrazione della domanda globale di energia al 2050 e rispetto al 2023, necessaria a raggiungere l'obiettivo climatico. Si tratta di un enorme sforzo sull'efficienza, che rappresenta ad oggi il gap più importante tra le politiche in atto, e la vera sfida per coniugare benessere economico ed obiettivi emissivi.

Il BP Energy Outlook 2025, oltre ad essere uno stimolo alla riflessione sull'attuale contesto, è uno strumento utile per l'analisi multi-scenario nei processi decisionali e per gestire l'incertezza di chi è chiamato a programmare il futuro delle aziende.

3. APPROFONDIMENTI

• **HiHELIOS: una soluzione avanzata per la sfida europea dell'accumulo di energia**

Il progetto HiHELIOS², finanziato dall'UE, sta sviluppando sistemi innovativi di batterie ibride modulari TRL 7³ per accelerare l'integrazione delle energie rinnovabili e garantire la fornitura di energia elettrica.

Il panorama energetico europeo sta attraversando una forte trasformazione verso la neutralità climatica, che porterà a una maggiore integrazione di fonti energetiche rinnovabili come l'eolico e il solare fotovoltaico (FV). Questa transizione richiede una nuova flessibilità di rete per bilanciare il consumo e la produzione di elettricità. I sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) rappresentano una soluzione chiave, ma le tecnologie attuali spesso impongono un compromesso tra potenza e capacità energetica. Nessuna singola soluzione chimica eccelle nel fornire contemporaneamente elevata potenza per la stabilità della rete ed elevata energia per l'accumulo a lungo termine.



Il progetto Horizon Europe HiHELIOS intende risolvere questo problema, sperimentando un innovativo sistema di accumulo di energia ibrido (HESS).

Il progetto sta sviluppando una soluzione integrata che combina il meglio di entrambe le tecnologie di accumulo, puntando all'accumulo a lungo termine, a una durata stimata di oltre 5.000 cicli e a un costo livellato di accumulo (LCOS) inferiore a 0,05 €/kWh.

L'innovazione principale di HiHELIOS risiede nel suo design ibrido, che combina due distinte tipologie di tecnologie di accumulo di energia:

1. **Accumulo di energia ad alta capacità:** per esigenze di lunga durata, HiHELIOS sfrutta moduli batteria al nichel-manganese-cobalto (NMC) di seconda vita, recuperati da veicoli elettrici (EV). Ciò fornisce un accumulo conveniente e ad alta capacità, riducendo al contempo l'impatto ambientale delle batterie dei veicoli elettrici, prolungandone la durata.

2. <https://www.hihelios.eu/>

3.TRL - Technology Readiness Level (in italiano Livello di Maturità Tecnologica) è un metodo per la valutazione del grado di maturità di una tecnologia. L'obiettivo è di dimostrare la prontezza della tecnologia all'implementazione e raggiungere una versione più vicina al prodotto finale. La tecnologia viene testata nel suo ambiente operativo, non più solo simulato, per verificarne le prestazioni in condizioni reali. Viene testato anche il processo produttivo che diventerà quello definitivo. LIVELLI: TRL 1: Osservati i principi fondamentali - TRL 2: Formulato il concetto della tecnologia -TRL 3: Prova di concetto sperimentale - TRL 4:Tecnologia convalidata in laboratorio - TRL 5:Tecnologia convalidata in ambiente industrialmente rilevante -TRL 6:Tecnologia dimostrata in ambiente industrialmente rilevante -TRL 7: Dimostrazione di un prototipo di sistema in ambiente operativo - TRL 8: Sistema completo e qualificato -TRL 9:Sistema reale provato in ambiente operativo, produzione competitiva, commercializzazione.

2. Stoccaggio di alta potenza: per gestire rapidi picchi di potenza per servizi di rete come la regolazione della frequenza, il sistema integra batterie al litio-ferro-fosfato (LFP) o supercondensatori. Questi componenti reagiscono in millisecondi, fornendo la potenza istantanea necessaria a garantire la stabilità della rete.

Questo approccio modulare consente a ciascun sistema HiHELIOS di essere adattato con precisione alle esigenze dell'applicazione, ottimizzando prestazioni, durata e convenienza ben oltre i sistemi convenzionali.

Un'architettura di controllo intelligente e stratificata⁴

HiHELIOS sta sviluppando un'architettura di controllo avanzata e multistratificata per garantire che i sistemi ad alta energia e ad alta potenza funzionino in sinergia. Questo sistema gerarchico è costituito da tre livelli principali:

- **Un Sistema di Gestione dell'Energia (Energy Management System -EMS):** si tratta di un sistema che combina hardware e software per monitorare, controllare e ottimizzare l'uso dell'energia. Raccoglie dati sui consumi energetici tramite sensori e gli analizza per identificare inefficienze e opportunità di risparmio.

Operando nel cloud, l'EMS è il responsabile strategico di alto livello. Utilizza previsioni avanzate (meteo e domanda energetica), insieme ai prezzi di mercato, per pianificare il programma di carica e scarica ottimale nell'arco di ore o giorni, massimizzando i ricavi e l'efficienza.

- **Un Sistema di Gestione dell'Energia (Power Management System-PMS):** il sistema che automatizza e ottimizza il consumo di elettricità. Situato in loco, il PMS è il responsabile strategico. Traduce i comandi strategici dell'EMS in azioni in tempo reale, prendendo decisioni ogni secondo su come distribuire l'energia tra i componenti ibridi e rispondendo con precisione alle condizioni della rete locale e alle richieste di servizio.

• **Un Sistema di Gestione della Batteria (Battery Management System-BMS):** il sistema elettronico "cervello" che monitora, gestisce e protegge le batterie ricaricabili, controllando parametri per garantirne la sicurezza, l'efficienza e la durata. Il BMS è il custode della batteria. Monitora costantemente lo stato di salute, la temperatura e lo stato di carica di ogni cella della batteria, garantendone il funzionamento sicuro ed entro i limiti. Fornisce tali dati al PMS.

Questo framework intelligente sarà potenziato da modelli di batteria avanzati e "gemelli digitali" per la diagnostica in tempo reale e la manutenzione predittiva, prolungando ulteriormente la durata del sistema.

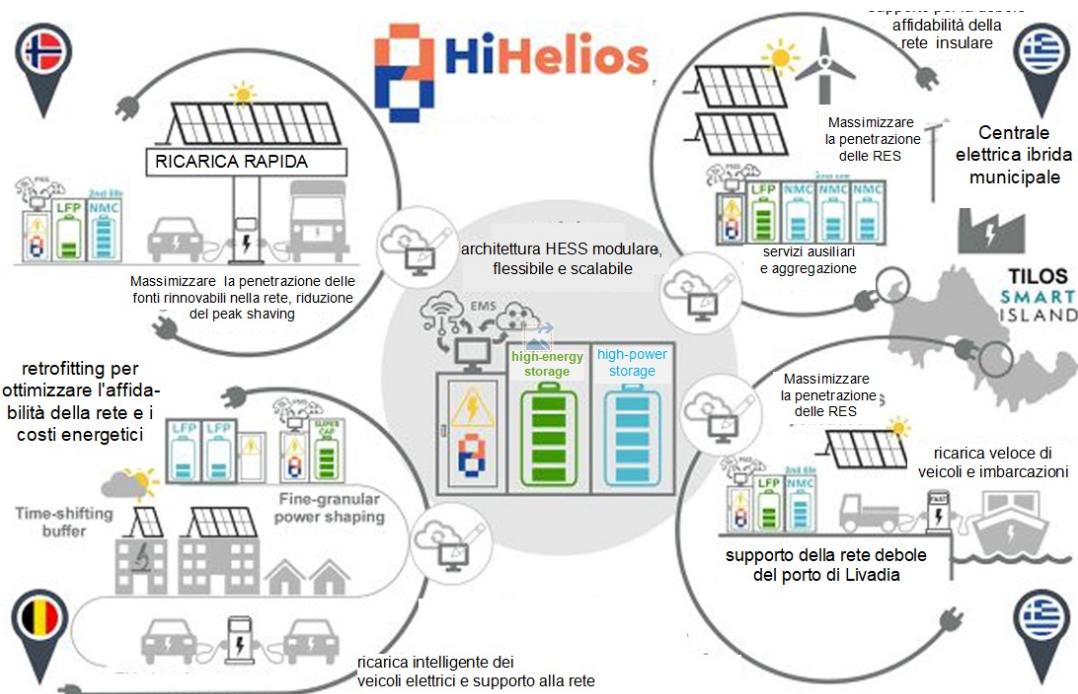
Per dimostrare la sua versatilità, HiHELIOS sta applicando il suo sistema in Europa, in casi di utilizzo diversi, ognuno dei quali affronta una sfida di rete specifica, con esigenze di accumulo di energia sia a breve che a lungo termine.

- **Norvegia: il supporto alla ricarica rapida dei veicoli elettrici.** Presso una stazione di ricarica rapida per gestire picchi di potenza estremi causati dalla ricarica simultanea di più veicoli elettrici, evitando così costosi rinforzi di rete, nonché per disporre di energia sufficiente per immagazzinare l'eccesso di produzione fotovoltaica locale.

- **Belgio: ricarica intelligente dei veicoli elettrici e supporto alla rete.** Ammodernamento di un sistema di batterie esistente per ottimizzare la gestione di una comunità energetica locale con ricarica dei veicoli elettrici, integrazione dell'energia solare e fornitura di servizi di flessibilità all'edificio e alla rete locale.

4. Un'architettura di controllo intelligente e stratificata combina più livelli di gestione per ottimizzare funzioni come sicurezza, efficienza energetica e comfort, tipico degli smart building. Questi livelli includono sensori, sistemi di controllo locali, piattaforme centralizzate e l'integrazione con il cloud, creando una "difesa in profondità" per i dati e le operazioni.

• **Grecia: supporto alla rete insulare.** Sull'isola di Tilos, verranno implementati due **Sistemi Energetici di accumulo ibridi** (HESS). Uno supporterà la microrete intelligente di un porto turistico migliorando l'affidabilità della ricarica dei veicoli elettrici e dei carichi locali, evitando la congestione. Il secondo HESS farà parte di una centrale elettrica ibrida municipale con un sistema di accumulo BESS, con produzione eolica e fotovoltaica già esistenti, fornendo ulteriori servizi di stabilità critici come la capacità di "black start"⁵ al debole sistema elettrico dell'isola, nonché aumentando le capacità di stoccaggio di energia per spostare quotidianamente la produzione rinnovabile nei periodi di consumo.



HiHELIOS mira a progettare e produrre su misura un sistema ibrido di accumulo di energia (HESS) per quattro casi d'uso in tre diversi paesi

Dal livello TRL 7 al mercato

HiHELIOS è più di un progetto di ricerca: è un percorso diretto verso la commercializzazione. L'obiettivo principale in questa fase è di fornire delle dimostrazioni pienamente operative al livello di maturità tecnologica (TRL) 7. Al termine del progetto, questi sistemi rimarranno in servizio, garantendo una validazione a lungo termine e concreta delle loro prestazioni, affidabilità e fattibilità economica.

Il progetto riunisce 12 partner provenienti da sei paesi, garantendo un percorso diretto dalla fase di ricerca e sviluppo all'applicazione sul mercato. Si sta già definendo una roadmap concreta per raggiungere il livello TRL 9 e preparare l'implementazione su scala industriale.

HiHELIOS è attivamente alla ricerca di stakeholder, investitori e partner industriali per sviluppare partnership tecniche o commerciali e contribuire a plasmare un futuro energetico europeo resiliente, sostenibile e competitivo.

5. La capacità di "black start" di un impianto di produzione elettrica (come una centrale idroelettrica o un turbogas) è la capacità di avviarsi autonomamente in assenza di tensione sulla rete, permettendo così di riaccenderla gradualmente. Le centrali con questa capacità possono isolarsi dalla rete e funzionare come "isola" per fornire energia alle altre centrali e ai carichi essenziali.

4. NEWS DAL MONDO

A causa delle sanzioni statunitensi, la russa Lukoil progetta di vendere le sue attività all'estero

La compagnia petrolifera russa Lukoil venderà le sue attività all'estero dopo essere stata colpita dalle sanzioni statunitensi per la guerra in Ucraina. A causa dell'introduzione di misure restrittive nei confronti della società e delle sue controllate da parte di alcuni stati, la società ha annunciato in un comunicato del 28/10/2025 la sua intenzione di vendere le sue attività internazionali.

Lukoil è una delle compagnie petrolifere russe più diversificate a livello internazionale, con attività upstream in Kazakistan, Uzbekistan e Azerbaijan, Iraq, Camerun, Nigeria, Ghana e altri paesi. Inoltre, l'azienda vende i suoi prodotti attraverso i propri canali di distribuzione all'ingrosso e al dettaglio, con una rete di stazioni di rifornimento sviluppata in 19 paesi, infrastrutture di rifornimento e complessi di rifornimento aereo.

La Commissione Europea riavvia la piattaforma di approvvigionamento congiunto di gas

Il Commissario europeo per l'Energia e l'Edilizia Abitativa, membro della Commissione Europea, ha annunciato il rilancio della piattaforma di approvvigionamento congiunto AggregateEU per aiutare le aziende dell'Unione ad acquistare gas non russo. AggregateEU, consente di aggregare la domanda e acquistare gas in comune a livello europeo. Questa iniziativa è guidata da scadenze chiave: il divieto di importazioni di GNL russo a partire da gennaio 2027 e la prevista eliminazione graduale di tutte le importazioni di petrolio e gas dalla Russia entro gennaio 2028, che spinge paesi come Ungheria e Slovacchia ad assicurarsi forniture energetiche alternative.

Dal 2022, le importazioni di gas sono diminuite del 10% annuo (-7,5% nel 2024), attestandosi a 332 miliardi di metri cubi nel 2024. Due terzi del gas vengono importati tramite gasdotti (219 miliardi di metri cubi), principalmente dall'Algeria (23% nel 2024), dalla Norvegia (18%), dalla Russia (17%, in calo rispetto al 41% del 2021) e dall'Azerbaijan (10%). Nel 2024, il GNL rappresentava quasi il 34% delle importazioni di gas dell'UE, rispetto al 20% del 2021; gli Stati Uniti erano il principale fornitore (quasi il 45%, il doppio rispetto al livello del 2021).

La Germania approva la linea di trasmissione HVDC Ultranet da 2 GW

L'Agenzia Federale Tedesca per le Reti ha completato il processo di approvazione del progetto per l'ultima delle sette sezioni della linea elettrica Ultranet. I gestori del sistema di trasmissione Amprion e TransnetBW sono responsabili della pianificazione, costruzione e gestione di Ultranet.

Una volta operativa, la linea ad alta tensione in corrente continua (HVDC) trasporterà elettricità dalla Renania Settentrionale-Vestfalia al Baden-Württemberg su una distanza di circa 342 km, avrà una capacità di trasmissione di 2 GW e opererà a 380 kV. La linea dovrebbe entrare in servizio entro la fine del 2026.

L'OPEC+ annuncia un aumento della produzione di petrolio di 137.000 barili al giorno a partire da dicembre

I paesi dell'OPEC+ (Arabia Saudita, Russia, Iraq, Emirati Arabi Uniti, Kuwait, Kazakistan, Algeria e Oman) hanno annunciato un aumento della produzione di petrolio di 137.000 barili al giorno, oltre agli 1,65 milioni di barili al giorno di aggiustamenti volontari annunciati nell'aprile 2023. Questo aumento sarà implementato a dicembre 2025. Di

conseguenza, l'Arabia Saudita prevede di aumentare la sua produzione di 41.000 barili al giorno, portandola a 10,1 milioni di barili al giorno. Anche la Russia aumenterà la sua produzione di 41.000 barili al giorno (raggiungendo quasi 9,6 milioni di barili al giorno), l'Iraq di 18.000 barili al giorno (raggiungendo circa 4,3 milioni di barili al giorno), gli Emirati Arabi Uniti di 12.000 barili al giorno (raggiungendo 3,4 milioni di barili al giorno) e il Kuwait di 10.000 barili al giorno (raggiungendo 2,6 milioni di barili al giorno).

Oltre dicembre 2025, nei mesi di gennaio, febbraio e marzo 2026, a causa di fattori stagionali, gli otto paesi hanno deciso di sospendere gli aumenti di produzione.

Energean propone un gasdotto sottomarino da Israele a Cipro, da 1 miliardo di metri cubi/anno

Il produttore di gas britannico Energean ha annunciato la firma di una Lettera d'Intenti con il gruppo industriale energetico cipriota Cyfield per la fornitura di gas naturale alla centrale elettrica che il gruppo sta progettando a Mari nel distretto di Larnaca (Cipro). Energean ha proposto ai governi di Cipro e Israele di esportare gas naturale da Israele a Cipro tramite un nuovo gasdotto sottomarino. Energean progetterà, costruirà e gestirà il gasdotto che collegherà la FPSO (unità galleggiante per la produzione, e lo stoccaggio) "Energean Power", attualmente in produzione in acque israeliane, direttamente a Cipro. Il gasdotto da 400 milioni di dollari potrebbe essere interamente finanziato da Energean e avrebbe una capacità di 1 miliardo di metri cubi all'anno, sufficiente a soddisfare il fabbisogno del progetto e anche a fornire ulteriore gas all'isola, se necessario.

L'azienda stima che il gas potrebbe iniziare a fluire attraverso il gasdotto entro 12 mesi dal ricevimento delle autorizzazioni governative. Israele ha già espresso il suo sostegno ed Energean è in attesa di una risposta dalle autorità cipriote.

La Spagna approva una legge per promuovere l'accumulo di energia e modernizzare la rete

Il governo spagnolo ha approvato un decreto che prevede misure urgenti per il rafforzamento del sistema elettrico attraverso la promozione dell'accumulo di energia, il ripotenziamento degli impianti e l'accelerazione dell'elettrificazione dell'economia.

La legge rafforza il ruolo della Commissione Nazionale per i Mercati e la Concorrenza, estendendone il ruolo di supervisione e controllo sugli obblighi degli operatori del settore. Richiede inoltre al gestore del sistema (Red Eléctrica) di elaborare proposte tecniche che saranno esaminate e approvate a breve per migliorare le reti di trasmissione e distribuzione.

Il regolamento dà inoltre priorità all'ibridazione delle centrali elettriche con moduli di accumulo, per migliorare l'efficienza e la stabilità della produzione, e incoraggia la connessione dei progetti alla rete fissando un limite di cinque anni ai diritti di connessione dopo la loro concessione, per evitare speculazioni.

Questa iniziativa è in linea con l'obiettivo della Spagna di integrare 22,5 GW di BESS entro il 2030.

Slovenia e Italia pianificano di potenziare il loro collegamento elettrico, aumentando la capacità di 600 MW

Il gestore del sistema di trasmissione elettrica sloveno ELES e Terna hanno firmato un accordo da 250 milioni di euro per potenziare il collegamento di trasmissione elettrica tra i due Paesi, aumentando la capacità transfrontaliera di 600 MW. Il progetto, il cui completamento è previsto entro il 2031, mira a migliorare l'integrazione del mercato, l'affidabilità della rete e la sicurezza energetica regionale.

L'investimento congiunto comprende tre potenziamenti principali:

L'aggiunta di un terzo trasformatore di sfasamento presso la sottostazione di Divača per potenziare la linea ad alta tensione Divača-Redipuglia a 400 kV, e migliorare la stabilità e la flessibilità della rete elettrica, ottimizzando la trasmissione di energia e gestendo meglio il flusso di potenza;

La sostituzione del conduttore con tecnologia a basso cedimento e il potenziamento del trasformatore nella linea 220 kV Divača–Padriciano;

Il potenziamento del collegamento a 220 kV Padriciano-Redipuglia e aggiunta di un nuovo trasformatore nell'entroterra per ottimizzare la gestione dell'energia.

L'inizio dei lavori è previsto per il 2029, una volta ottenute le autorizzazioni. ELES prevede di richiedere finanziamenti UE per la propria quota di investimento.

L'Ucraina punta a ridurre le emissioni nette di gas serra del 65% entro il 2035 rispetto al 1990

L'Ucraina ha approvato il suo secondo Contributo Determinato a Livello Nazionale (NDC) all'Accordo di Parigi, impegnandosi a ridurre le proprie emissioni nette di gas serra (GHG) di oltre il 65% entro il 2035 rispetto al livello del 1990 (916,5 MtCO₂eq). Ciò corrisponderebbe a limitare le emissioni nette di gas serra, inclusi gli assorbimenti, a meno di 321 MtCO₂eq entro il 2035. L'NDC copre tutti i settori, tra cui energia, processi industriali e utilizzo dei prodotti, agricoltura, uso del suolo, cambiamenti di uso del suolo e silvicoltura, e rifiuti, e si applica al territorio dell'Ucraina entro i suoi confini riconosciuti a livello internazionale. In precedenza, nel suo primo NDC (2021), il Paese si proponeva di ridurre le proprie emissioni di gas serra del 60% entro il 2030 rispetto al livello del 1990.

L'Ucraina punta ad aumentare la quota di energie rinnovabili nel consumo finale di energia al 27% entro il 2030 e ad eliminare gradualmente la produzione di energia a carbone entro il 2035. Inoltre, intende migliorare l'efficienza energetica e porre fine ai sussidi inefficienti ai combustibili fossili per il trasporto su strada.

A lungo termine, l'Ucraina punta alla neutralità carbonica entro il 2050.

Tra il 1990 e il 2022, le emissioni totali di gas serra del Paese (incluse le attività LULUCF) sono diminuite del 78%.

L'Iran raggiunge l'obiettivo di aumentare del 6,2% la sua produzione di petrolio e gas nel 2025

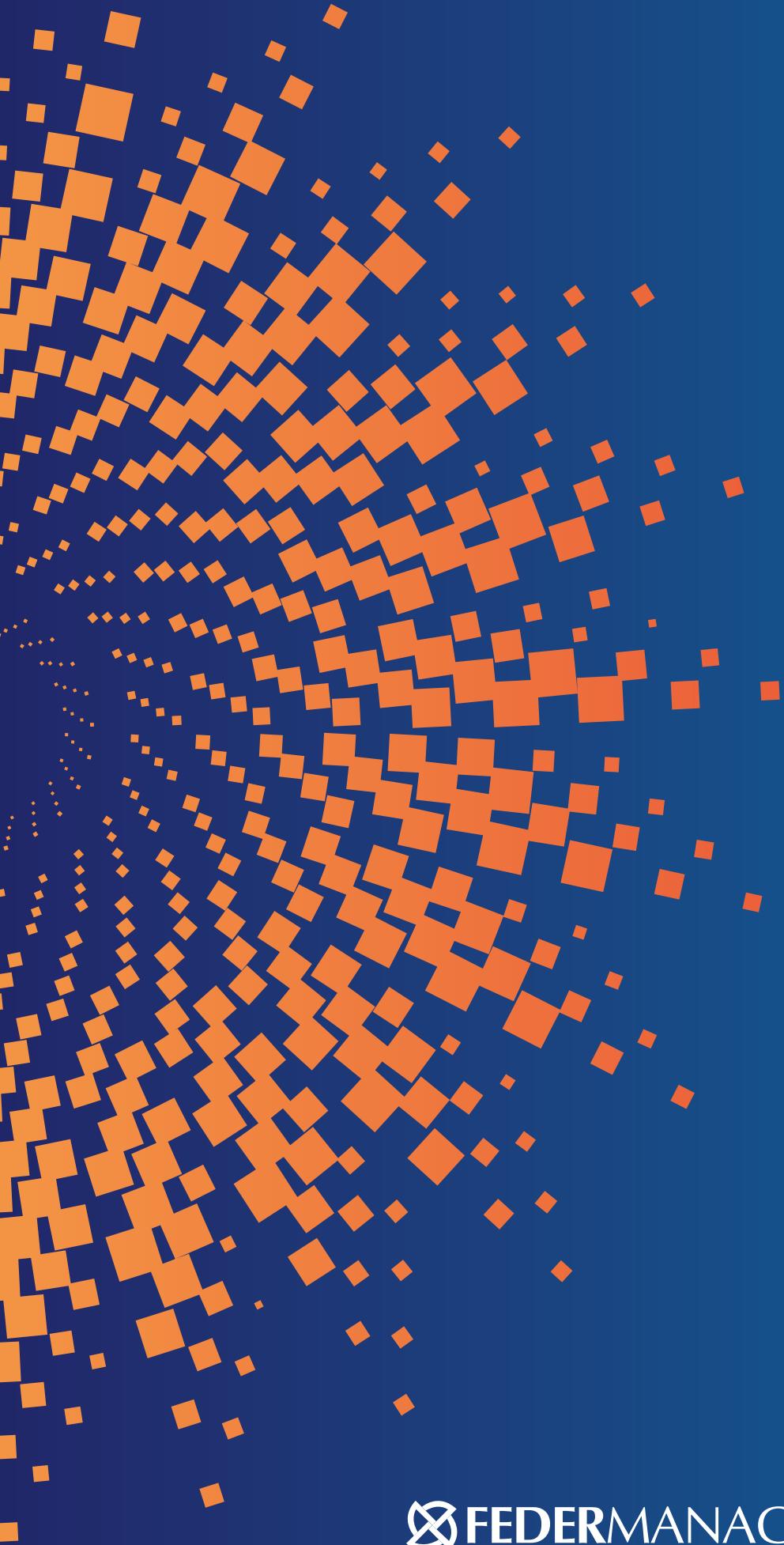
Il Ministro del Petrolio iraniano ha annunciato che il paese ha raggiunto i suoi obiettivi per il primo anno nell'ambito del Settimo Piano di Sviluppo iraniano (un piano quinquennale che punta a un tasso di crescita annuale dell'8% per superare le sanzioni internazionali, e include obiettivi specifici per il settore energetico).

Nel corso dell'anno, l'Iran ha conseguito principalmente una crescita del 6,2% nell'estrazione di petrolio e gas.

E' stato aperto un conto di investimento che dovrebbe raggiungere circa 2 miliardi di dollari entro la fine del 2025. Sono stati aperti 24 giacimenti di petrolio e 34 di gas con l'obiettivo di attirare investimenti sia da parte di compagnie nazionali che straniere e sono stati firmati quattro contratti di sviluppo per lo sfruttamento di questi giacimenti, per produrre circa 32 milioni di metri cubi di gas al giorno e 78.000 barili di petrolio al giorno.

La produzione media di petrolio greggio ha raggiunto circa 4,15 milioni di barili al giorno, mentre la produzione di gas grezzo si è attestata a circa 1 Gb/giorno.

Si prevede che gli obiettivi generali del piano richiederanno un totale di circa 190 miliardi di dollari di finanziamenti.



 **FEDERMANAGER**

AIEE ASSOCIAZIONE
ITALIANA ECONOMISTI
DELL'ENERGIA