

**PIANO TRIENNALE DI REALIZZAZIONE 2025-27 - RICERCA DI SISTEMA
ELETTRICO NAZIONALE**

Progetti di ricerca di cui all'art. 10 comma 2, lettera a) del decreto 26 gennaio 2000

**AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE, L'ENERGIA E LO SVILUPPO
ECONOMICO SOSTENIBILE**

Obiettivo: Digitalizzazione ed evoluzione delle reti

Progetto 2.3A – Progetto Integrato Evoluzione e pianificazione delle reti elettriche

Durata: 36 mesi

Periodo attività: 01/01/2025 - 31/12/2025

ABSTRACT ATTIVITA' ANNUALE:

Il presente documento descrive le attività di ricerca del progetto “Evoluzione e pianificazione delle reti elettriche” svolte durante la prima annualità.

Le attività di ricerca hanno riguardato le seguenti Linee di Attività:

- ENEA (affidatario del progetto) per LA1.1, LA1.2, LA1.4, LA1.6, LA1.13, LA1.16, LA2.1, LA2.2, LA2.3, LA3.1
- Università degli Studi di Palermo- Dipartimento di Ingegneria per LA1.7
- Università degli Studi di Cagliari-Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica per LA1.8
- Politecnico di Bari- Dipartimento di Ingegneria Elettrica e dell'Informazione per LA1.9
- Università degli Studi della Campania "Luigi Vanvitelli"- Dipartimento di Ingegneria per LA1.10
- Università di Pisa- Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni per LA1.11
- Politecnico di Torino- Dipartimento Energia per LA2.9

Tutte le LA hanno pienamente raggiunto gli obiettivi e le milestone previste al mese M12. Di seguito si riporta sintetica descrizione delle attività di ricerca svolte.

ATTIVITA' SVOLTE

WP1: Studio e definizione di nuovi metodi e strumenti per la pianificazione delle reti di distribuzione, anche ibride (AC-DC)

<i>AFFIDATARIO / COBENEFICIARIO</i>	<i>SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI RICERCA SVOLTE, RISULTATI CONSEGUITI E RICADUTE SUL SETTORE PRODUTTIVO</i>
ENEA	La linea LA1.1 “Analisi degli impatti del cambiamento climatico sull'affidabilità dei componenti delle reti elettriche” ha come obiettivo lo studio delle leggi matematiche che caratterizzano il comportamento elettrotermico dei principali componenti delle reti elettriche anche in funzione di fattori ambientali (es. vento per le linee aeree, umidità per le linee interrate, ecc.) e la relativa definizione del modello affidabilistico di

	componente. Nella prima annualità, le attività si sono concentrate, in una prima fase, sulla revisione dello stato dell'arte internazionale riguardante l'approccio Physics-of-Failure (PoF) applicato alla resilienza climatica delle reti e, successivamente, è stata avviata la definizione delle leggi matematiche per i seguenti componenti: • Trasformatori di Potenza: Definizione del modello di accoppiamento termico-dielettrico basato sugli standard IEEE/IEC e sulla formula di Norris-Landzberg, per stimare l'invecchiamento dell'isolamento cartaoil in funzione della temperatura dell'hot-spot e del carico. • Linee Aeree: Definizione di un modello di bilancio termico dinamico (basato su IEEE Std 738) che integra variabili ambientali quali radiazione solare e raffreddamento convettivo del vento. • Cavi Interrati e Giunti: È stato definito un modello basato sul metodo Neher-McGrath che integra l'interazione termica tra conduttore e terreno. Un risultato rilevante è la definizione della resistività termica del suolo (p_{soil}) come variabile dinamica dipendente dall'umidità locale, utilizzando una funzione di decadimento esponenziale per simulare l'impatto della siccità sulla dissipazione termica. I giunti sono stati modellati come punti critici con un offset termico di $+6,5^{\circ}\text{C}$ e una specifica sensibilità alle infiltrazioni idriche. Risultati: 1) identificazione dei fattori di stress (π) e delle relative soglie critiche (quali umidità, velocità del vento e temperatura operativa) da integrare nei modelli; 2) definizione dei modelli matematici per le linee aeree, i cavi interrati, i giunti e i trasformatori di potenza. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
	La linea LA1.2 “Studio e sviluppo di configurazioni di reti ibride in ambiente OpenDSS” ha come obiettivo la definizione di configurazioni di reti elettriche, sia in MT che in BT, e costruire le relative architetture in ambiente OpenDSS per la successiva integrazione nel software da realizzare nella LA2.6. Nel corso della presente annualità, è stata condotta un'approfondita analisi della letteratura scientifica per individuare le topologie di rete che esercitano il maggiore impatto nel contesto della transizione energetica. Sulla base di questo studio, sono stati costruiti e testati i relativi modelli di rete in OpenDSS, ponendo particolare enfasi sulla penetrazione dei sistemi di generazione da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo energetico. La selezione delle topologie e delle tecnologie è stata orientata a conferire la massima flessibilità ai modelli, garantendone la capacità di adattamento ai diversi scenari operativi. Questi ultimi saranno definiti nel successivo semestre di attività, consentendo così di analizzare a fondo potenzialità e criticità delle configurazioni di rete proposte. La scelta tecnologica, nello specifico, si è concentrata sull'integrazione della generazione da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo di energia e un particolare focus è stato dato anche alla mobilità elettrica, con un'attenzione mirata ai relativi sistemi di ricarica. I modelli, implementati in OpenDSS, sono stati validati attraverso un rigoroso controllo incrociato con il software DIGSILENT PowerFactory. L'attività ha permesso di evidenziare alcune complessità tecniche, e, in

	particolare, la difficoltà dello strumento OpenDSS nel gestire correttamente le configurazioni di rete magliate. Risultati: 1) definizione di tre configurazioni di rete (milestone raggiunta al mese M12) una in media tensione AC, una in bassa tensione AC e una in bassa tensione ibrida (AC-DC); 2). caratteristiche degli elementi di rete integrati nelle configurazioni; 3) sviluppo in formato OpenDSS di tre modelli di rete base corrispondenti alle topologie individuate. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi e la milestone prefissati nella prima annualità.
	La linea LA1.4 “Definizione di casi studio per la progettazione e realizzazione di modelli avanzati di stima del carico per la pianificazione a lungo termine” ha come obiettivo la definizione di casi d'uso che serviranno come base per sviluppare modelli avanzati di stima del carico termico (soddisfatto da vettore elettrico) ed elettrico nell'ambito della LA1.5. La presente annualità si è focalizzata, da un lato, sulla definizione dell'impianto metodologico e sull'individuazione delle variabili rilevanti per la successiva modellazione dei carichi energetici; dall'altro, sul consolidamento e sulla strutturazione dei casi studio in forma coerente con le esigenze dei modelli. In particolare, è stata avviata un'analisi per costruire scenari rappresentativi del settore edilizio, con riferimento a contesti in cui il fabbisogno termico per il riscaldamento è soddisfatto, integralmente o parzialmente, mediante il vettore elettrico. Le attività condotte hanno riguardato la selezione dei principali parametri descrittivi di immobili e utenti, tra cui la tipologia edilizia, la geometria, le proprietà termo-fisiche dell'involucro, la destinazione d'uso, le condizioni climatiche, i profili di utilizzo e i sistemi di climatizzazione. Parallelamente, è stato definito il modello di riferimento per comprendere come i consumi per il riscaldamento si riflettano sulla domanda di energia elettrica, concentrandosi sulle tecnologie di elettrificazione dei consumi termici. Ciò ha consentito di individuare gli input e i livelli di dettaglio richiesti per sviluppare analisi future, applicabili sia a livello di singolo edificio sia su scala aggregata, in coerenza con gli obiettivi di pianificazione a lungo termine. Sono stati poi dettagliati gli scenari di riferimento, approfondendo l'impatto di tali variabili (clima, involucro, abitudini d'uso e prestazioni degli impianti) sulla formazione dei profili di carico. L'analisi ha permesso di legare il carico termico al consumo elettrico effettivo, catturando la reale variabilità temporale dei consumi. In questo contesto, i modelli flessibili così creati – risultando replicabili e scalabili – consentiranno di generare profili di carico orari e supportare la pianificazione territoriale. Infine, è stata verificata l'idoneità di tali archetipi ad alimentare sistemi di calcolo avanzati, capaci di simulare in modo integrato l'evoluzione a lungo termine della domanda termica ed elettrica. Risultati: 1) implementazione dei casi studio; 2) definizione dei parametri energetici, delle variabili descrittive e delle relazioni tra fabbisogno termico e assorbimento elettrico. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.

	La linea LA1.6 “Analisi di dataset di tipo energetico e climatico e di modelli per la valutazione e la previsione di effetti sulla operatività di infrastrutture elettriche locali in condizioni metereologiche estreme” ha l’obiettivo di individuare ed aggregare dataset e tecniche basate sui dati che servano a mettere in luce possibili relazioni tra eventi meteo eccezionali ed impatto su infrastrutture critiche quali quelle elettriche. Questa attività è propedeutica allo studio di fattibilità di modelli per la valutazione o la previsione dell’impatto nell’ambito della LA2.8. La presente annualità è stata dedicata allo studio dei rischi per le reti di distribuzione connessi a eventi meteo estremi — la cui frequenza, severità e durata sono in continuo aumento — e alla ricerca di dati da utilizzare come variabili predittive. Tale ricerca è stata estesa anche al di fuori del contesto italiano, includendo: eventi meteo-climatici passati basati su osservazioni, guasti all’infrastruttura con conseguente interruzione dell’operatività e mappe di rischio relative alle aree in cui le condizioni ambientali rendono l’infrastruttura più vulnerabile. Dopo aver delineato una panoramica del possibile impatto degli eventi meteo sui sistemi di potenza, è stata avviata la ricerca di fonti dati relative alle interruzioni di corrente elettrica in Italia legate a tali fenomeni, al fine di analizzare la complessa interdipendenza tra le variabili coinvolte. Sin dalle prime fasi è emersa la difficoltà nel reperire dati reali da fonti pubbliche, riscontrando una sostanziale carenza di open data sull’impatto che eventi meteo eccezionali hanno avuto sul sistema di distribuzione italiano. La disponibilità di open data, infatti, può essere limitata da problemi di ordine organizzativo o da questioni di sicurezza nazionale, trattandosi di infrastrutture critiche. Malgrado i notevoli sforzi compiuti negli ultimi anni, la disponibilità e la qualità degli open data variano sensibilmente tra le diverse aree e categorie; ad esempio, la maggiore disponibilità di dati meteo-climatici non è confrontabile con altre tipologie di dati, anche in termini di risoluzione spaziale e temporale. Per quanto concerne la ricerca di variabili predittive, tra i fenomeni meteorologici sono stati considerati, in particolare, le precipitazioni intense e le ondate di calore. Dei dataset individuati sono state estratte le caratteristiche principali ed è stato predisposto script per scaricare campioni di dati e ispezionarne il formato. Sono stati inoltre vagliati i report diffusi dalle imprese distributrici, quali piani di sviluppo e resilienza, o altre raccolte di informazioni non strutturate. In tali documenti vengono pubblicati prevalentemente gli episodi di interruzione verificatisi su vasta scala, che hanno coinvolto un numero rilevante di utenti disalimentati e di guasti, tralasciando spesso i disservizi legati a eventi più localizzati o i dettagli sulla localizzazione dei malfunzionamenti. Risultati: Revisione della letteratura sull’interazione clima-rete elettrica. Selezione di fonti di dati pubblici e casi di studio reali utili alla valutazione dell’impatto climatico sulle infrastrutture di rete al verificarsi di eventi estremi. Dati reali possono fornire una base utile per la generazione di dati sintetici a corredo delle osservazioni. Avviate interlocuzioni con stakeholder. Criticità: gli obiettivi della LA per la prima annualità sono stati pienamente raggiunti senza alcuna criticità.
--	---

La linea LA1.7 “**Applicazioni del Wide-Synchronization Control nelle reti di distribuzioni ibride per incrementare la sicurezza e la stabilità – Analisi teorica**” ha come obiettivo la definizione delle basi teoriche e del complesso delle equazioni matematiche per l’adozione del wide-synchronization control nelle reti di distribuzione anche in presenza di sistemi MVDC.

Nella presente annualità è stata condotta una ricerca bibliografica preliminare per l'inquadramento teorico del **wide-synchronization control** e l'individuazione del relativo *research gap*. Sebbene tale concetto sia stato ampiamente studiato e applicato ai sistemi di trasmissione, non si riscontrano applicazioni specifiche nell'ambito delle reti di distribuzione. L'analisi ha quindi evidenziato le potenzialità derivanti dall'attuazione di segnali di *wide-area* tramite risorse distribuite, con particolare riferimento a cluster di risorse eterogenee afferenti a porzioni di reti di distribuzione ibride. A valle di questa fase, è stata formulata la base teorica per l'estensione del controllo a sincronizzazione estesa alla distribuzione; nello specifico, è stata sviluppata una prima formalizzazione del problema che considera come, in questo contesto, l'attuazione del comando debba dipendere non solo dal segnale di feedback remoto, ma anche dallo stato locale della rete e delle sue risorse.

Successivamente, la formalizzazione è stata ulteriormente affinata per l'applicazione alle reti di distribuzione ibride. Come emerso nelle fasi precedenti, l’attuazione del comando di *wide-area* deve necessariamente tenere conto della disponibilità e dei limiti operativi delle risorse distribuite, garantendo l'assenza di violazioni nello stato della rete, quali criticità nei profili di tensione o sovraccarichi di corrente. Pertanto, l'integrazione di controlli *wide-area* nei sistemi di distribuzione è stata formalizzata teoricamente come un problema di dispacciamento vincolato in tempo reale. Tale approccio metodologico ha introdotto la necessità di un "dispatcher" a livello di cluster: questa figura ha il compito di risolvere il problema di ottimizzazione in tempo reale per determinare i setpoint ottimali delle risorse aggregate, allocando così tra i diversi nodi della rete il quantitativo totale di potenza richiesto dall'azione di controllo globale.

Si evidenzia che l’identificazione di opportuni cluster e il raggruppamento delle risorse distribuite ha rappresentato un elemento critico dell’attività; l’eventuale presenza di comunità energetiche rinnovabili e virtual power plants, infatti, agevola l’identificazione del cluster, ma in mancanza di algoritmi specifici, in molti casi è necessario procedere in base a criteri principalmente euristici.

Risultati: 1) Analisi bibliografica di controlli wide-area con attuazione da parte di risorse distribuite; individuazione di una base teorica e metodologica per l’applicazione del concetto di wide-synchronization control a reti di distribuzione; 2) Formalizzazione dell’applicazione del wide-synchronization control a reti di distribuzione come problema di dispacciamento vincolato in tempo reale; introduzione dell’elemento “dispatcher” per un dato cluster di risorse distribuite partecipanti all’attuazione

Criticità: l’attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.

La linea LA 1.8 “Sviluppo di modelli e metodi di calcolo innovativi per la pianificazione risk-based a lungo termine delle reti elettriche di distribuzione MT finalizzata all’incremento dell’Hosting Capacity e al miglioramento della resilienza” ha come obiettivo la definizione dei modelli di pianificazione risk-based, da integrare nel tool di pianificazione a lungo termine delle reti elettriche di distribuzione finalizzato all’incremento della HC e al miglioramento della resilienza che UNICA svilupperà nell’ambito del progetto.

La presente annualità si è focalizzata sull’ analisi bibliografica delle metodologie di calcolo per la risoluzione del Load Flow Probabilistico (PLF) e dell’Optimal Power Flow Probabilistico (OPLF) e sul consolidamento del modello di calcolo dell’*Hosting Capacity* (HC).

Una prima bibliografica è stata fatta con l’obiettivo dell’integrazione all’interno di uno strumento di pianificazione *risk-based* delle metodologie di calcolo per la risoluzione del Load Flow Probabilistico (PLF) e dell’Optimal Power Flow Probabilistico (OPLF). Occorre tenere presente che questi calcoli dovranno essere ripetuti decine di migliaia di volte dallo strumento di pianificazione durante il processo di individuazione del miglior compromesso tra soluzioni tradizionali di investimento per il rinforzo delle reti elettriche di distribuzione e soluzioni moderne di gestione della flessibilità delle risorse energetiche distribuite. Pertanto, l’obiettivo è la definizione di un approccio “semplificato” che garantisca un buon compromesso tra qualità della soluzione finale e onere computazione, in modo da rendere trattabili anche studi su reti elettriche di distribuzione di dimensioni reali.

Una seconda ricerca bibliografica ha riguardato la definizione e il calcolo dell’Hosting Capacity per le reti elettriche di distribuzione, andando successivamente a definire un primo modello basato su simulazioni Monte Carlo, che funga da benchmark per nuovi approcci più veloci basati su tecniche di machine learning e di intelligenza artificiale.

Infine, si è condotta un’attività di perfezionamento dei calcoli dell’OPF sviluppato durante le attività del precedente progetto 2.3 PTR 2022-2024, con particolare riferimento allo sfruttamento dei *Soft Open Points* nelle analisi di rete N-1.

In merito al consolidamento del modello di calcolo dell’*Hosting Capacity* (HC) è stato definito un approccio probabilistico (basato su simulazioni Monte Carlo - MCS) che tenga conto dell’incertezza sul carico elettrico e sull’operatività della specifica risorsa di cui si intende calcolare l’HC (Generazione Distribuita o Veicoli Elettrici) e fissando una soglia di rischio sulla probabilità (durata attesa per anno) di violazione dei vincoli tecnici.

Ogni configurazione studiata durante l’MCS viene costruita estraendo casualmente la quantità complessiva di risorsa aggiuntiva, la sua suddivisione in unità singole (anche di potenza diversa) e la successiva allocazione nei nodi della rete elettrica. I calcoli di Load Flow Probabilistico sono stati condotti mediante la linearizzazione delle equazioni di load flow valida per le reti di distribuzione. Si è anche esaminata una prima applicazione dell’intelligenza artificiale per stimare a livello di Cabina Primaria l’accettabilità o meno di prefissati livelli di HC. L’intelligenza artificiale è stata anche indagata per risolvere direttamente il problema dell’OPF delle risorse di flessibilità nelle reti elettriche di

	distribuzione. Sono stati confrontati due approcci basati sulle GNN (<i>Graph Neural Network</i>): un modello supervisionato addestrato sui risultati deterministici dell'OPF, e un modello non supervisionato guidato dalla fisica Physics-Guided GNN), nel quale la struttura dell'OPF è integrata direttamente all'interno del processo di addestramento attraverso una funzione di perdita che combina i costi dell'uso della flessibilità con le equazioni di bilancio e i limiti tecnici. Si evidenzia che lo strumento di OPF perfezionato è stato impiegato per predisporre una versione estesa dell'articolo prodotto al termine delle attività di ricerca del precedente Progetto 2.3 PTR 2022-2024 e presentato al congresso CIRED 2025, che è stato selezionato per la pubblicazione su rivista. L'articolo è stato sottoposto a revisione (e successivamente accettato e pubblicato nel 2026) per la rivista IET Journal of Engineering. Lo stesso strumento è stato usato anche per un secondo articolo approvato per essere presentato al congresso CIGRE Paris Session di Agosto 2026. I riferimenti dei due articoli sono di seguito riportati nella sezione "Risultati". Risultati: 1) Analisi bibliografica di metodi di calcolo per PLF e POPF; analisi bibliografica per definizione e calcolo dell'HC nelle reti di distribuzione; individuazione di una metodologia per il calcolo dell'HC basato su simulazioni Monte Carlo; 2) Pubblicazione di 2 articoli scientifici: [1] S. Carcangiu, G. Celli, M. Parehar, F. Pilo, "Soft Open Points for Optimising Flexibility Exploitation in Power Distribution Networks," The Journal of Engineering, vol. 2026, n. 1, ISSN: 2051-3305, https://doi.org/10.1049/tje2.70185 [2] S. Carcangiu, G. Celli, F. Pilo, G.G. Soma, F. Cazzato, C. Pregagnoli, "Enhancement of Flexibility exploitation by Soft Open Point adoption on power distribution networks," approvato per presentazione in CIGRE Paris Session 2026, 23-28 August. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
Politecnico di Bari Dipartimento di Ingegneria Elettrica e dell'Informazione	La linea LA1.9 "Sviluppo di una metodologia per la riconfigurazione delle reti a supporto della pianificazione delle reti elettriche di distribuzione" ha come obiettivo l'incremento della scalabilità e della portabilità degli algoritmi di soluzione del problema ONR sviluppati nel Progetto 2.3 PTR 2022-2024. La presente annualità si è focalizzata sullo sviluppo di una formulazione matematica deterministica del problema di Optimal Network Reconfiguration (ONR) che, assieme ai vincoli topologici che modellano le logiche di Distribution Automation FDIR attualmente impiegate dai principali distributori italiani, considera i vincoli di rete (equazioni AC Load Flow) e i vincoli tecnici di sicurezza (profili minimi e massimi di tensione, sovraccarico, etc.). Il problema di ottimizzazione così formulato è un problema non convesso, misto-intero non-lineare (MINLP), la cui soluzione può essere troppo onerosa anche per i risolutori commerciali attualmente disponibili. Per questo motivo, sono state utilizzate tecniche di Mixed-Integer Second-Order Cone Programming (MISOCP) in grado di approssimare la non-linearità delle equazioni di rete e consentire la risoluzione del problema di

	ottimizzazione anche mediante solver general purpose. Rispetto alla formulazione misto-intera lineare (MILP) proposta all'interno del Progetto 2.3 PTR 2022-2024, il nuovo modello matematico è in grado di ricavare topologie radiali e connesse fisicamente realizzabili, tali da minimizzare le perdite e ottimizzare indici di qualità del servizio elettrico (EENS, SAIDI, SAIFI) rispettando i vincoli di esercizio. La metodologia sviluppata è stata applicata su sistemi benchmark di distribuzione radiali a singola sorgente di alimentazione e successivamente validata su un modello di rete realistico in diversi scenari di esercizio per testarne le performance computazionali in termini di scalabilità. La qualità delle soluzioni ottenute è stata anche analizzata tramite il confronto con algoritmi di ottimizzazione globale (i.e. metodi di metaeuristica). È stato dimostrato come l'approccio MISOCP sia sempre preferibile poiché rappresenta accuratamente la fisica della rete e converge sempre a soluzioni più ottimali con tempi di calcolo ridotti, compatibili con i requisiti dei sistemi SCADA/DMS. Infine, la metodologia è stata ulteriormente testata utilizzando sistemi benchmark di distribuzione e modelli di rete realistici, e validandone gli output su set estensivi di condizioni operative (Monte Carlo). In aggiunta, il problema ONR proposto è stato utilizzato per investigare i benefici della riconfigurazione topologica nella mitigazione degli impatti di eventi climatici avversi sull'esercizio delle reti di distribuzione. L'approccio proposto per considerare l'effetto delle condizioni climatiche sull'affidabilità del sistema, si basa sulla valutazione di come variano i tassi di guasto e di riparazione dei componenti in funzione delle condizioni meteorologiche. In particolare, sono stati forniti approcci deterministici per aggiornare i parametri affidabilistici in relazione a eventi climatici sfavorevoli quali ondate di calore, allagamenti e raffiche di vento. Le simulazioni numeriche hanno dimostrato l'applicabilità della metodologia ed evidenziato i benefici in termini dei principali indicatori di affidabilità delle reti. Risultati: formulazione matematica deterministica del problema di ONR mediante tecnica di programmazione MISOCP (milestone raggiunta al mese M12); 2) test della metodologia proposta su sistemi benchmark; 3) sottomissione/pubblicazione di 3 paper scientifici: Presentazione e pubblicazione del paper: [1] R. Cometa, A. Velini, M. La Scala, R. Musca, M. Minetti, A. Bonfiglio and S. Bruno "Employing MISOCP Relaxations to Solve Distribution Optimal Network Reconfiguration," 2025 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Austin, TX, USA, 2025, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM52009.2025.11224978; Sottomissione per pubblicazione su rivista internazionale dei paper: [2] R. Cometa, A. Velini, M. R. Nasab, F. Lorusso, M. La Scala, and S. Bruno, "A MISOCP Formulation for Distribution Optimal Network Reconfiguration Considering Fault Detection Isolation & Recovery Practices," IEEE Transactions on Industry Applications (in revisione). [3] A. Velini, R. Cometa, F. Lorusso, M. La Scala, and S. Bruno, "Mitigating the Impact of Adverse Weather Events Via MISOCP-Optimal Network Reconfiguration," IEEE Transactions on Industry Applications (in revisione).
--	--

	Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi e la milestone prefissati nella prima annualità.
Università degli Studi della Campania "Luigi Vanvitelli" Dipartimento di Ingegneria	La linea LA1.10 “Modellazione avanzata della distorsione di grandezze elettriche di convertitori elettronici di potenza nelle reti e microreti di distribuzione” ha come obiettivo la modellazione del comportamento di alcuni componenti delle reti elettriche di distribuzione, in presenza di deformazioni armoniche nelle grandezze di corrente e tensione. Durante la prima annualità sono stati individuati i componenti connessi alla rete elettrica di distribuzione tramite convertitori statici di potenza da considerare come generatori di distorsione armonica di tensione e corrente verso la rete elettrica. Questi componenti sono stati divisi in due categorie quali: generatori, interfacciati tramite moduli di conversione di tipo active front-end (AFE) e carichi, interfacciati tramite moduli di tecnologia Diode Bridge Rectifier (DBR). I componenti generatori individuati sono stati impianti eolici ed impianti fotovoltaici, quelli rappresentativi del carico, invece, carica batteria per veicoli elettrici, inverter per alimentazione di sistemi HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning) di tipo domestico, lampade a led. È stata inizialmente sviluppata una modellazione del sistema di conversione per generatori eolici, basata nel dominio del tempo poiché di più immediata implementazione con applicativi software commerciali come MathWorks/Simulink; questo primo passo è stato intrapreso con lo scopo di avere un riferimento di confronto per successivamente realizzare una modellazione nel dominio della frequenza che utilizzasse il metodo iterativo alle armoniche basato sulle FCM (Frequency Coupling Matrix), che risulta particolarmente adatto per modellare un numero elevato di carichi non lineari distribuiti sui nodi della rete di distribuzione. Il primo componente modellato, tra quelli evidenziati, è stato quella di una turbina eolica di potenza nominale di qualche MW da connettere alla rete di distribuzione. Un primo contributo simulativo nell'analisi armonica associata al funzionamento di turbine eoliche è stato pubblicato nell'articolo “M. Cellisio, A. Costanzo, M. De Santis, R. Langella and L. Rubino, "Simplified Model of Type IV Wind Turbine for Real-Time Digital Simulations," 2025 IEEE Kiel PowerTech, Kiel, Germany, 2025, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180652” presentato alla Conferenza PowerTech 2025 tenutasi a Kiel in Germania. In questo primo contributo l'analisi del funzionamento della turbina eolica interfacciata con sistema di conversione è stata eseguita nel dominio del tempo in ambiente MathWorks/Simulink con modellazione del modulo di conversione di tipo “switching” e di tipo “average”. Successivamente, sullo stesso componente, è stata sviluppata una modellazione del sistema di conversione basato sul dominio della frequenza. L'analisi nel dominio della frequenza, che prende il nome di FCM (Frequency Coupling Matrix), è un metodo complessivo particolarmente adatto per sorgenti non lineari distribuiti su molti nodi della rete. L'obiettivo principale è quello di ottenere un metodo più snello ed accurato rispetto a quello basato nel dominio del tempo, specialmente nel caso di molte risorse energetiche distribuite connesse alla rete di distribuzione. Il metodo della singola turbina eolica è stato sviluppato nel

	dominio della frequenza con tecnica FCM in ambiente MatLab/Simulink ed è stata effettuata un'analisi della distorsione armonica introdotta verso la rete dal generatore eolico. Risultati: 1) sviluppo della modellazione e del controllo di moduli di conversione per impianti eolici basata su modellazione nel dominio del tempo “switching” e “average” che hanno consentito di determinare con eccellente accuratezza il livello di emissione armonica verso la rete di distribuzione di media tensione. L'analisi ha permesso di valutare indici di qualità dello spettro armonico come THD (total harmonic distortion) di corrente iniettata e tensione imposta al nodo di connessione con la rete e verificare il soddisfacimento delle normative al riguardo; 2) Modellazione del funzionamento di una turbina eolica connessa alla rete di distribuzione mediante un metodo iterativo nel dominio della frequenza, comprensivo del relativo sistema di conversione. È stata inoltre analizzata la distorsione armonica introdotta dalla turbina verso la rete attraverso i principali indici del contenuto armonico delle forme d'onda di tensione e corrente (come il THD), confrontando i risultati con quelli ottenuti tramite modellazione nel dominio del tempo; 3) sottomissione/pubblicazione di 1 paper scientifico: [1] M. Cellisio, A. Costanzo, M. De Santis, R. Langella and L. Rubino, "Simplified Model of Type IV Wind Turbine for Real-Time Digital Simulations," 2025 IEEE Kiel PowerTech, Kiel, Germany, 2025, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180652”. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
Università di Pisa Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni	La linea LA1.11 “: Definizione e sviluppo di tecniche di modellazione geospaziali di sistemi di distribuzione” ha come obiettivo la definizione delle basi delle metodologie di modellazione geospaziali per sistemi di distribuzione di media e/o bassa tensione, e lo sviluppo di un modello prototipale che permetta di definire modelli di distribuzione per regioni di interesse dell'utente, sulla base delle informazioni georeferenziate disponibili in letteratura combinate ad appropriati algoritmi di analisi ed ottimizzazione delle stesse. Le attività della presente annualità si sono concentrate, in una prima fase, sull'analisi dello stato dell'arte degli strumenti <i>open-source</i> per la modellazione geospaziale delle reti elettriche (tra cui PyPSA-Earth, SciGrid, GridKit e ding0) e su uno studio preliminare delle architetture necessarie per stimare la configurazione delle reti di distribuzione esistenti in aree geografiche definite. Parallelamente, sono state esaminate le possibili fonti di dati per il reperimento delle informazioni necessarie, approfondendo in particolare l'utilizzo del database OpenStreetMap (OSM). Successivamente, è stato avviato lo sviluppo di una tecnica prototipale per l'estrazione dei dati da OpenStreetMap focalizzata sui sistemi di distribuzione. Sono state confrontate due metodologie di download — tramite earth-osm e Overpass API — per individuarne la maggiore efficienza. L'analisi ha indicato come soluzione ottimale l'interfaccia Overpass, che è stata pertanto impostata come default. Inoltre, per incrementare la qualità e il dettaglio dei dati, è stata introdotta la possibilità di integrare le informazioni sugli edifici tramite il database Microsoft Buildings. Infine, è stata avviata la definizione delle regole preliminari all'interno dell'architettura PyPSA-Distribution, finalizzata

	all'integrazione dei dataset per la modellazione e l'analisi delle reti di distribuzione nell'ambiente PyPSA. Dallo svolgimento delle attività sono emersi i seguenti punti di attenzione: 1) qualità disomogenea dei dati OSM per le reti di distribuzione (MT/BT), con copertura insufficiente rispetto alle reti di trasmissione; dati di rete spesso proprietari presso i DSO; 2) precisione nell'assegnazione dei parametri elettrici (impedenze, capacità) limitata all'uso di valori tipici in assenza di dati specifici. Risultati: 1) Analisi dei tool e dei dati a disposizione; identificazione di PyPSA-Distribution come primo strumento geospaziale open-source scalabile per reti di distribuzione; 2) sviluppo preliminare di una metodologia e procedura per la creazione di una stima di rete di distribuzione tramite dati open-source, sviluppata in Python nel repository PyPSA-Distribution. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
ENEA	La linea LA1.13 “Implementazione di modelli di ottimizzazione multiobiettivo avanzati a supporto della pianificazione a breve termine delle reti” ha come obiettivo lo sviluppo di modelli di ottimizzazione a breve termine per la gestione delle reti elettriche, che integrano agli aspetti tecnici ed economici, valutazioni sulle variabili sociali. Nel corso dell'annualità, sono stati costruiti i presupposti concettuali e operativi per integrare le variabili sociali nei modelli di gestione delle reti. Pertanto, è stata inizialmente condotta una ricognizione della letteratura per individuare le principali dimensioni sociali che impattano sulla gestione stessa delle reti, quali i comportamenti degli utenti, l'accettabilità delle strategie di gestione, la disponibilità a modificare i profili di consumo, le funzioni di comfort/discomfort e le differenze tra i diversi contesti territoriali e socio-economici. Su questa base, è stata effettuata una selezione delle variabili più pertinenti rispetto allo specifico problema di ottimizzazione, privilegiando quelle maggiormente rappresentative e compatibili con la struttura del modello ed escludendo quelle difficilmente formalizzabili in termini quantitativi. Infine, è stata verificata la presenza di possibili interdipendenze tra le variabili selezionate, con l'obiettivo di ridurre le ridondanze informative e contenere la complessità complessiva del modello. A valle di tale attività, si è proceduto con la ricerca di tecniche per la quantificazione e formalizzazione matematica delle grandezze sociali selezionate in parametri integrabili nei modelli di ottimizzazione. Infine, si è proceduto alla definizione dei pesi da attribuire alle diverse variabili sociali, aspetto cruciale per rendere il modello adattabile a diversi contesti territoriali o socio-economici e assicurarne una maggiore replicabilità in scenari differenti. L'integrazione delle variabili sociali nel modello richiede una corretta calibrazione e la definizione di pesi coerenti rispetto agli altri obiettivi considerati. Questa fase presenta una criticità metodologica, poiché tali pesi possono dipendere in misura significativa dal contesto territoriale, regolatorio e socio-economico di riferimento. Di conseguenza, una calibrazione non sufficientemente robusta potrebbe ridurre la trasferibilità del modello e renderlo eccessivamente vincolato a uno specifico caso di

	studio. Per mitigare tale criticità, i pesi sono stati definiti e testati attraverso simulazioni e mediante l'analisi di open dataset (quali, ad esempio, quelli messi a disposizione dall'ISTAT), così da verificare la stabilità dei risultati al variare delle assunzioni adottate e rendere il modello più flessibile e trasferibile. A valle dell'individuazione delle variabili e dei pesi, si è proceduto, quindi, alla definizione del modello multiobiettivo che tiene conto delle variabili stesse. Risultati: variabili sociologiche da integrare nei modelli di ottimizzazione (milestone raggiunta al M6); modello multiobiettivo che integra le variabili sociologiche individuate, opportunamente tarate attraverso i coefficienti di peso (milestone raggiunta al M12). Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi e le milestone prefissati nella prima annualità.
	La linea LA1.16 “Definizione di un modello per la caratterizzazione degli effetti dei guasti alla rete elettrica sulle reti idriche” ha come obiettivo lo sviluppo di un modello digitale per la caratterizzazione degli effetti dei guasti alla rete elettrica sulle reti idriche. La presente annualità si è focalizzata sia sull'individuazione di una rete di distribuzione urbana in Campania gestita da GORI come rete pilota, sia sullo sviluppo del modello idraulico di tale rete utilizzando il motore di calcolo EPA-EPANET e altre piattaforme GIS-based (ad esempio, InfoWater Pro). Al fine di sviluppare un modello di funzionamento idraulico, sono state identificate le componenti fisiche della rete, georeferenziate e caratterizzate tramite attributi funzionali, sia di natura idraulica che energivora. Si è quindi proceduto con la raccolta dei dati, acquisendoli direttamente dall'ente gestore o derivandoli da dati geospaziali (quali DTM e immagini telerilevate). È stato inoltre generato un modello dati idraulico, organizzando opportunamente le informazioni raccolte. Successivamente, si è proceduto alla calibrazione del modello idraulico, assegnando parametri quali la scabrezza delle condotte e altri coefficienti specifici. Sono stati infine definiti gli scenari di funzionamento ordinario della rete ed è stato testato il modello attraverso la simulazione di tali configurazioni. Risultati: 1) acquisizione di un layer geografico della rete di distribuzione pilota, raccolta dei dati caratteristici del funzionamento idraulico della rete idrica, caratterizzazione degli elementi di interconnessione della rete idrica con la rete elettrica e generazione di un geodatabase; 2) il modello idraulico della rete di distribuzione urbana includendo la identificazione e caratterizzazione fisica e funzionale degli elementi della rete di distribuzione che richiedono una alimentazione per il relativo funzionamento, elementi critici rispetto alla combinazione del funzionamento idraulico/elettrico; 3) le simulazioni di funzionamento ordinario della rete di distribuzione modellata ovvero il funzionamento in assenza di malfunzionamenti degli elementi energivori. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.

WP2: Modellistica e sperimentazione a supporto della pianificazione delle reti elettriche

<i>AFFIDATARIO / COBENEFICIARIO</i>	<i>SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI RICERCA SVOLTE, RISULTATI CONSEGUITI E RICADUTE SUL SETTORE PRODUTTIVO</i>
ENEA	La linea LA2.1 “Modelli avanzati di previsione del consumo energetico e generazione rinnovabile a breve termine propedeutici alla predizione dei nodi critici” ha come obiettivo individuare e valutare modelli avanzati di previsione del consumo energetico a breve termine da utilizzare per ottenere la predizione delle aree critiche nell’ambito della LA2.6. Nella prima fase della presente annualità è stato condotto uno studio della letteratura sulle principali metodologie di previsione a breve termine del consumo energetico, spaziando dagli approcci classici fino alle tecniche più recenti basate su machine learning, deep learning e modelli fondazionali per serie temporali. Lo studio si è focalizzato in particolare sugli scenari caratterizzati da scarsa disponibilità di dati storici in cui i modelli data-driven tradizionali risultano penalizzati. In questo contesto, particolare attenzione è stata rivolta ai modelli fondazionali per serie temporali, i quali, grazie al pre-addestramento su ampie e diversificate collezioni di serie temporali, sono in grado di operare efficacemente in modalità zero-shot, ovvero senza richiedere alcuna fase di addestramento o fine-tuning sui dati dell'utenza target. L'analisi della letteratura ha consentito di selezionare un insieme rappresentativo di metodologie da sottoporre a sperimentazione comparativa nella fase successiva. Nella seconda fase è stata condotta una sperimentazione comparativa sistematica delle metodologie selezionate, con l'obiettivo di valutarne le prestazioni nella previsione day-ahead del consumo energetico in scenari data-scarce. L'attività ha riguardato un ampio spettro di approcci: modelli statistici (SARIMA), modelli di machine learning (regressione lineare), architetture di deep learning (N-BEATS, NHITS, TimesNet) e modelli fondazionali (Chronos, Chronos-Bolt, Chronos-2 e TimeGPT). La sperimentazione è stata condotta su dati di monitoraggio reali relativi a due edifici non residenziali del Centro Ricerche ENEA di Portici, nell'intervallo luglio 2023 – luglio 2025. È stato adottato uno schema di valutazione di tipo rolling forecast, in cui ciascun modello è chiamato a produrre previsioni a 24 ore utilizzando finestre di osservazione di lunghezza variabile (7, 14, 21 e 28 giorni). Tutti i modelli fondazionali sono stati impiegati in modalità zero-shot, senza alcun fine-tuning sui dati di target. In definitiva, i risultati ottenuti, valutati mediante le metriche CV-RMSE e MAPE, hanno evidenziato come i modelli fondazionali superino sia le baseline statistiche sia gli approcci di deep learning addestrati sul dataset specifico (1 anno di dati). In particolare, considerando la finestra di osservazione più ridotta ($W = 7$ giorni), il modello Chronos-2 ha raggiunto un CV-RMSE medio del 14,12% e un MAPE pari a 0,12, a fronte di valori più elevati ottenuti dalle baseline tradizionali, quali la regressione lineare (CV-RMSE 21,97%, MAPE 0,19), NBEATS (CV-RMSE 21,64%, MAPE 0,18), NHITS (CV-RMSE 22,26%, MAPE 0,19) e SARIMA (CV-RMSE 21,61%, MAPE 0,18). All'aumentare dell'ampiezza della finestra di osservazione fino a 28 giorni, le prestazioni dei modelli fondazionali si

	mantengono stabili o migliorano ulteriormente (Chronos-2 raggiunge un CV-RMSE dell'11,44% e un MAPE di 0,09 con W = 28 giorni), mentre i modelli data-driven tradizionali mostrano miglioramenti più contenuti. Tali risultati confermano la validità dell'approccio fondazionale come soluzione di riferimento per scenari data-scarce e forniscono una solida base sperimentale per le attività della fase successiva, in cui sarà approfondita in particolare l'integrazione di covariate esterne per migliorare ulteriormente l'accuratezza previsionale. Risultati: scelta dell'approccio fondazionale come soluzione di riferimento per scenari data-scarce e come base sperimentale per le attività del semestre successivo, in cui sarà approfondita in particolare l'integrazione di covariate esterne per migliorare ulteriormente l'accuratezza previsionale. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
	La linea LA2.2 “Definizione dei requisiti e avvio della realizzazione di una infrastruttura sperimentale per l’analisi delle distorsioni delle grandezze elettriche e la valutazione della Power Quality delle reti e microreti di distribuzione e delle relative procedure di test” ha come obiettivo la definizione dei requisiti e degli interventi necessari alla realizzazione di una infrastruttura sperimentale per l’analisi delle distorsioni delle grandezze elettriche e per la valutazione della Power Quality delle reti e microreti di distribuzione. La LA2.2 si propone anche di identificare procedure idonee all’analisi delle distorsioni armoniche che possono avere impatti negativi sulle prestazioni di reti e microreti elettriche. Nel corso della presente annualità, i ricercatori ENEA hanno avviato la definizione dei requisiti per la realizzazione della suddetta infrastruttura, conducendo parallelamente una fase di scouting industriale e commerciale. Tale attività è stata finalizzata all'individuazione della strumentazione e della componentistica circuitale necessarie per l'analisi delle distorsioni e per la valutazione della qualità della potenza. Contestualmente, è stata avviata la definizione delle procedure di test per l'analisi delle distorsioni delle grandezze elettriche nelle reti di distribuzione, con un focus specifico sulla Power Quality. Infine, è stata individuata la normativa di settore di riferimento, provvedendo all'analisi dei documenti tecnici e normativi attualmente in vigore. Risultati: individuazione della strumentazione e della componentistica circuitale necessarie per l'analisi delle distorsioni e per la valutazione della qualità della potenza. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità avendo raggiunto tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
	La linea LA2.3 “Setup dei test sperimentali per la valutazione della sensitività di componenti delle reti elettriche soggetti a stress termigrometrici” ha come obiettivo la predisposizione delle prove per la caratterizzazione sperimentale di componenti delle reti elettriche con il fine di valutarne le variazioni delle caratteristiche elettriche e fisiche in presenza di eventi estremi derivanti dal cambiamento climatico. Nella presente annualità, l'attività di ricerca si è concentrata su un’analisi sistematica della letteratura volta a definire la metodologia dei test

	sperimentali per la valutazione della sensitività della componentistica di rete soggetta a stress termo-igrometrici. L'analisi ha evidenziato una scarsa reperibilità di dati sperimentali relativi ai giunti elettrici in bassa tensione. La letteratura ha inoltre sottolineato che le criticità di tale componentistica sono riconducibili soprattutto a difetti costruttivi. Pertanto, sono state selezionate diverse configurazioni di giunti elettrici ed è stata individuata l'attrezzatura sperimentale necessaria per valutarne le variazioni fisiche ed elettriche al variare di temperatura e umidità. Infine, sono stati definiti i profili termo-igrometrici a cui sottoporre i componenti per l'esecuzione di test sia real-time (su componenti in condizioni di esercizio normale, come i giunti in vasca sperimentale) sia off-line (in camera climatica, per valutare il degrado temporale a lungo termine, ad esempio l'aging). Inoltre, sono state svolte le attività di setup con la realizzazione dei cablaggi di segnale tra la componentistica di rete analizzata e i diversi apparati di monitoraggio delle grandezze elettriche e fisiche, necessari per le sessioni di test in camera climatica. Durante questa fase, sono stati realizzati giunti elettrici per bassa tensione in diverse configurazioni, riproducendo i principali difetti costruttivi emersi dall'analisi bibliografica condotta nella prima fase di lavoro. Al fine di valutare il degrado a lungo termine dei componenti, il setup sperimentale ha previsto il collegamento di vari strumenti di laboratorio — quali multimetri digitali, sonde di temperatura PT100 e analizzatori di frequenza (impedenzimetri) — alla camera climatica per l'esecuzione dei test di invecchiamento (aging). Risultati: 1) individuazione di configurazioni di giunti elettrici da sottoporre a test; 2) individuazione dell'attrezzatura per il setup sperimentale; 3) definizione della metodologia di prova (milestone associata alla LA2.3); 4) selezione di profili termo-igrometrici a cui sottoporre i componenti per l'esecuzione di test; 5) attività di setup dell'ambiente sperimentale per le sessioni di test in camera climatica (milestone associata alla LA2.3). Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi e le due milestone prefissati nella prima annualità.
Politecnico di Torino Dipartimento Energia	La linea LA2.9 “Messa a punto e test P-HiL di un convertitore grid-forming con avanzata capacità diagnostica e funzionalità di supporto alla rete con sovraccaricabilità adattativa e massima affidabilità” ha come obiettivo il completamento dell'assemblaggio e la validazione funzionale del convertitore grid-forming trifase a tensione e frequenza industriale 400V, 50Hz di taglia 100 kVA realizzato nel PTR2022-2024 (progetto 2.3). Nel corso della presente annualità, le attività sono state articolate in tre fasi. La prima fase ha riguardato la ricerca bibliografica e l'analisi normativa. È stata condotta un'approfondita ricerca bibliografica riguardante le più recenti normative tecniche applicabili ai sistemi di conversione grid-forming, con riferimento agli standard IEC, alle grid-code nazionali ed europee (ENTSO-E) e ai requisiti emergenti per la fornitura di servizi ancillari quali il supporto alla tensione, la regolazione della frequenza (virtual synchronous machine, droop control) e la risposta inerziale sintetica. Sono state inoltre analizzate le più recenti soluzioni sviluppate in

	letteratura riguardanti l'architettura di controllo, la diagnostica on-line e le strategie di protezione nei convertitori grid-forming ad alta affidabilità. La seconda fase ha riguardato la finalizzazione della progettazione preliminare del convertitore. Nello specifico, sono stati confermati i dispositivi a semiconduttore da adottare nello stadio di conversione. La scelta è stata effettuata sulla base di criteri di efficienza, affidabilità e compatibilità con le funzionalità di sovraccaricabilità adattativa previste, valutando le caratteristiche statiche e dinamiche dei dispositivi disponibili sul mercato, con particolare attenzione alle tecnologie wide-bandgap (SiC) per la riduzione delle perdite di commutazione. Inoltre, sono stati dimensionati gli induttori di filtro verso rete, con l'obiettivo di soddisfare i requisiti di contenuto armonico imposti dalle normative vigenti (in particolare EN 61000-3-2 e gli standard grid-code applicabili). Il dimensionamento ha tenuto conto della frequenza di commutazione, della corrente nominale e di picco, e delle specifiche di perdita e saturazione degli induttori. Sono stati altresì selezionati i componenti del filtro LCL, verificando la stabilità del sistema in condizioni di rete debole. Infine, sono state selezionate le capacità di potenza lato DC link, con verifica dell'energy buffering richiesto in funzione delle variazioni di carico previste e del profilo di sovraccaricabilità adattativa. Sono stati inoltre identificati e selezionati i componenti ausiliari principali, tra cui i relè di precarica per la limitazione della corrente di inrush al momento dell'energizzazione, e i contattori di potenza sia lato AC che lato DC, con adeguato margine di corrente nominale e di interruzione. Conclusa la fase di progettazione preliminare, si è passati alla progettazione di dettaglio del convertitore. In particolare, sono stati sviluppati gli schematici elettrici e i layout PCB dell'intero sistema, articolato in quattro schede funzionali distinte, ciascuna ottimizzata per il proprio ruolo nell'architettura complessiva: <i>Scheda di controllo.</i> È stata progettata la scheda principale di controllo, basata su un microcontrollore STM32H7 ad alte prestazioni affiancato da un CPLD per la gestione della logica di protezione e delle temporizzazioni critiche. La scheda integra molteplici interfacce di comunicazione verso l'esterno (CAN, SPI), la catena di acquisizione per i sensori di corrente di fase, la misura della tensione di DC link e l'interfaccia per la lettura di termocoppie a fini di monitoraggio termico. L'architettura scelta garantisce elevata reattività nella gestione degli eventi di guasto e flessibilità nell'implementazione degli algoritmi di controllo avanzati. <i>Schede driver ($\times 3$).</i> Sono state progettate tre schede driver, una per ciascun modulo SiC corrispondente a una gamba dell'inverter trifase. Ogni scheda integra il gate driver dedicato al modulo SiC e incorpora la misura della tensione di conduzione (VDS) dei semiconduttori di potenza, funzionalità che abilita la diagnostica on-line sullo stato di salute dei dispositivi e il rilevamento precoce di condizioni anomale quali la desaturazione o l'invecchiamento accelerato. <i>Scheda DC link.</i> È stata progettata la scheda dedicata al DC link, che ospita i condensatori film per lo stoccaggio energetico e i condensatori ceramici per il filtraggio ad alta frequenza, oltre ai condensatori di filtro CY per la soppressione delle interferenze in modo comune.
--	--

	<i>Scheda di misura e interfaccia.</i> È stata progettata la scheda dedicata all'acquisizione delle tensioni di rete trifase, alla gestione delle comunicazioni ausiliarie verso l'esterno e al pilotaggio dei teleruttori tramite una serie di relè integrati. Questa scheda funge da interfaccia tra il sistema di controllo e l'ambiente esterno, garantendo l'isolamento galvanico necessario e la corretta segnalazione degli stati operativi del convertitore. <i>Progettazione meccanica.</i> In parallelo alla progettazione elettronica, sono stati sviluppati i modelli CAD 3D completi delle meccaniche del convertitore in ambiente SolidWorks, comprendenti la struttura di supporto, i sistemi di fissaggio delle schede, i percorsi dei cablaggi di potenza e il layout termico per l'integrazione dei dissipatori. Risultati: 1) finalizzazione della progettazione preliminare, gettando le basi per la successiva fase di assemblaggio e di messa a punto del prototipo; 2) file di progetto completi in Altium Designer per tutte le schede elettroniche (schematici, layout PCB, Gerber e file di produzione) con raggiungimento della milestone al mese M12; 3) modelli CAD meccanici completi in SolidWorks. Criticità: l'attività non ha evidenziato criticità, raggiungendo tutti gli obiettivi e la milestone prefissati nella prima annualità.
--	--

WP3: Attività di diffusione

<i>AFFIDATARIO / COBENEFICIARIO</i>	<i>SINTESI DELLE ATTIVITÀ DI RICERCA SVOLTE, RISULTATI CONSEGUITI E RICADUTE SUL SETTORE PRODUTTIVO</i>
ENEA	Le attività della LA3.1 sono finalizzate alla divulgazione dei risultati del progetto, con l'obiettivo di garantirne un'effettiva fruizione da parte dei potenziali utenti interessati e di massimizzarne l'impatto scientifico, tecnico e istituzionale. In coerenza con quanto previsto, nel corso della prima annualità sono state avviate e realizzate diverse azioni di disseminazione rivolte alla comunità scientifica, agli stakeholder del settore elettrico e agli organismi nazionali e internazionali di riferimento. La diffusione dei risultati, in particolare, è stata perseguita attraverso la partecipazione a eventi scientifici e tecnico-settoriali, la presentazione delle attività progettuali in contesti accademici e istituzionali, nonché mediante iniziative di comunicazione e valorizzazione delle attività di ricerca. Tali azioni si affiancano alla prevista pubblicazione dei rapporti tecnici sul portale ENEA dedicato alla Ricerca di Sistema Elettrico, al termine del relativo processo di valutazione. Nel periodo di riferimento sono state realizzate le seguenti attività: 1. Partecipazione alla “Notte Europea dei Ricercatori e delle Ricercatrici” presso il Centro Ricerche ENEA di Portici (NA), il 26 settembre 2025, occasione di divulgazione delle attività progettuali verso il grande pubblico e gli stakeholder del territorio; 2. Partecipazione alla V edizione del CONVEGNO NAZIONALE DELLA RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO - “Diffusione dei

	risultati e prospettive sulla Ricerca del Sistema Elettrico”, tenutasi a Roma il 9 ottobre 2025, dedicata alla presentazione e al confronto sui risultati delle attività di ricerca finanziate nell’ambito della Ricerca di Sistema; 3. Presentazione del progetto 2.3A presso il Dipartimento di Ingegneria Elettrica e delle Tecnologie dell’Informazione (DIETI) dell’Università degli Studi di Napoli Federico II, il 27 novembre 2025, al fine di promuovere il confronto con il mondo accademico e favorire la diffusione delle tematiche affrontate dal progetto; 4. Partecipazione al JP Smart Grids Steering Committee Meeting & Brokerage Event, organizzato presso l’EERA Office di Bruxelles il 2 e 3 dicembre 2025, contribuendo alla diffusione delle attività progettuali nel contesto delle reti intelligenti; 5. partecipazione al seminario AEIT “La trasformazione del sistema elettrico, le nuove esigenze di gestione e gli strumenti per farvi fronte”, svoltosi a Milano l’11 dicembre 2025, con l’intervento dal titolo “Le reti elettriche nella transizione energetica: evoluzione nella pianificazione e innovazione nell’esercizio”, finalizzato alla condivisione delle conoscenze e dei risultati maturati nell’ambito del progetto; 6. Pubblicazione di rassegna stampa ENEA sul Software MasterGrid” sviluppato nell’ambito del Progetto 2.3 ENEA – PTR22-24. Con riferimento all’ulteriore attività prevista, relativa allo sviluppo di un software di realtà immersiva (realtà virtuale e/o aumentata) finalizzato alla divulgazione dei risultati del progetto verso un pubblico non specialistico, nel corso della prima annualità sono state avviate le attività propedeutiche all’affidamento dell’attività di sviluppo del software a società esterna. È stata condotta, in particolare, un’analisi preliminare dello stato dell’arte delle soluzioni disponibili sul mercato, volta a verificare l’eventuale esistenza di software e applicazioni già sviluppati e potenzialmente adattabili agli obiettivi del progetto. Parallelamente, sono stati avviati contatti con diversi operatori economici e fornitori specializzati nel settore delle tecnologie immersive, al fine di acquisire informazioni tecniche utili alla definizione dei requisiti di gara. Le attività svolte hanno, inoltre, riguardato il confronto tra differenti approcci tecnologici e la definizione dei contenuti e delle funzionalità che il software dovrà implementare per garantire una comunicazione efficace e accessibile dei risultati della ricerca. Sulla base delle informazioni raccolte, è stata avviata la progettazione delle specifiche tecnico-funzionali e della documentazione necessaria all’espletamento della procedura di gara per l’affidamento dello sviluppo della soluzione di realtà immersiva. Risultati: i risultati sono stati elencati nel corpo della precedente descrizione. Criticità: l’attività non ha evidenziato criticità avendo raggiunto tutti gli obiettivi prefissati nella prima annualità.
--	---