

e-distribuzione

**PIANO DI SVILUPPO
2023**

INTRODUZIONE

Gli eventi degli ultimi anni hanno radicalmente cambiato lo scenario relativamente stabile in cui operavano i distributori elettrici, pertanto la pianificazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica, strumento essenziale nel rendere possibile la transizione verso un nuovo sistema con la velocità che viene richiesta, deve tenere conto di questi epocali cambiamenti.

L'Italia, in linea con le politiche europee e anche grazie al supporto del PNRR e dei futuri fondi REPowerEU, sta implementando una serie di azioni per la ripresa economica, il raggiungimento dell'indipendenza energetica e la decarbonizzazione. Il successo di gran parte delle politiche energetiche passa dalla disponibilità di una solida infrastruttura di rete, chiamata oggi più che mai a fornire prontamente capacità di accogliere maggiore domanda e crescente produzione diffusa, garantire sicurezza della fornitura in particolare nei momenti di potenziale emergenza e supportare efficacemente la crescita economica del Paese.

Ciò comporta, più che in passato, la necessità di investire nelle reti sempre più in maniera anticipatoria, sia per l'elettrificazione e l'hosting capacity perché le reti non diventino il "bottleneck" del processo di transizione e di indipendenza energetica, sia per il rafforzamento generale dell'infrastruttura per far fronte ai sempre più frequenti e impattanti eventi meteo estremi. Di conseguenza, i distributori elettrici si trovano a dover fronteggiare contemporaneamente una pluralità di sfide che rendono il quadro in cui operano più complesso che in passato.

Il Piano di Sviluppo delle Infrastrutture di E-Distribuzione è redatto in attuazione delle seguenti norme:

– Art. 18 comma 3 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sostituito dall'art. 23 comma 5 del Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 n.210, che prevede che "Il Gestore del sistema di distribuzione, fatti salvi gli atti di assenso

dell'amministrazione concedente, elabora e presenta al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno quinquennale, tenuto conto delle modalità stabilite dall'ARERA entro nove mesi dall'entrata in vigore della presente disposizione. Nell'ambito del piano di sviluppo, predisposto in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, è altresì individuato il fabbisogno di flessibilità, con riferimento ai servizi che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connessi alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete. Sono altresì indicati gli investimenti programmati, con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici. Il piano include una comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure cui il gestore ricorre in alternativa all'espansione del sistema. L'ARERA può richiedere al Gestore del sistema di distribuzione modifiche rispetto al piano presentato. Il Piano di sviluppo è comunicato alle regioni e province autonome per gli aspetti correlati al rilascio delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, all'adeguamento delle infrastrutture di rete nelle aree idonee, e al rilascio delle autorizzazioni per gli sviluppi di rete. Il presente comma non si applica ai gestori dei sistemi di distribuzione, ivi inclusi i gestori di sistemi di distribuzione chiusi, alla cui rete sono connessi meno di 100.000 clienti finali o che forniscono piccoli sistemi isolati";

– Allegato A alla Delibera 566/2019/R/eel (Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica TIQE) di ARERA, che prevede, in conformità alle previsioni della Delibera n. 31/2018/R/eel:

- all'art. 77.1 che "Le imprese distributrici predispongono un Piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica (Piano resilienza)";
- all'art. 78.3 che "Il Piano resilienza deve essere costituito da un'apposita sezione dedicata del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione";
- all'art. 78.5 che "Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano)".

Le attività di distribuzione e misura svolte da E-Distribuzione S.p.A. sono soggette all'obbligo di separazione funzionale previsto dalla Delibera di ARERA n.296/2015/R/com (Testo Integrato Unbundling Funzionale -TIUF).

L'importanza dei Piani di Sviluppo è stata confermata anche dalla Direttiva EU 2019/944 e dai Decreti Legislativi 210/2021 (Mercato Elettrico) e 199/2021 (RED II), che hanno introdotto previsioni in merito a criteri di trasparenza per la predisposizione e la verifica dei piani di sviluppo della rete di distribuzione, prevedendo esplicitamente la necessità che le imprese effettuino una consultazione pubblica dei Piani, predisposti in coordinamento con il TSO e con i contenuti del piano di Terna. ARERA, inoltre, monitora le prestazioni dei Gestori in relazione allo sviluppo della rete e pubblica ogni due anni una relazione con delle raccomandazioni.

Sono state introdotte, inoltre, previsioni sull'orizzonte temporale dei Piani di Sviluppo e sulla frequenza di pubblicazione degli stessi (pubblicazione biennale con un orizzonte temporale almeno quinquennale) unitamente a indicazioni sui contenuti minimi dei Piani.

Con la Delibera 121/2022/R/eel ARERA ha avviato il procedimento per la revisione dei piani di

sviluppo delle imprese di distribuzione, recependo i contenuti dei suddetti decreti. In particolare, con tale Delibera, ARERA ha anche sottolineato che l'introduzione dell'obbligo di predisposizione di sezioni relative alla resilienza nell'ambito dei propri piani di sviluppo definito con la Delibera 31/2018/R/eel, ha rappresentato uno step intermedio verso la definizione di un approccio integrato (Piani Integrati di Distribuzione – PID) tra gli attuali piani di sviluppo, i piani resilienza e i piani di rinnovo tecnologico della rete, per cui si arriverebbe a forme integrate di pianificazione con Piani Integrati di Distribuzione, di orizzonte pluriennale, potenzialmente utili anche in prospettiva della Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS).

Successivamente, con il documento per la consultazione 173/2023/R/eel, ARERA ha illustrato gli orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione e per la progressiva introduzione di disposizioni per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

A seguito di tale consultazione, ARERA ha pubblicato la Delibera 296/2023/R/eel, con cui ha definito le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani di sviluppo e ha introdotto alcuni primi requisiti per la loro preparazione, nelle more di ulteriori disposizioni. Inoltre, tale Delibera ha sostituito le scadenze del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la pubblicazione dei Piani resilienza con un'unica scadenza al 31 gennaio 2024, fermo restando i termini del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la consuntivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi al meccanismo incentivante.

Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di E-Distribuzione, edizione 2023 (di seguito Piano di Sviluppo), descrive gli interventi di maggiore rilievo per le attività di sviluppo della rete elettrica e delle altre infrastrutture di E-Distribuzione che interessano l'arco di tempo

considerato. Il testo del Piano di Sviluppo è strutturato in cinque capitoli e un Addendum, che vengono descritti di seguito.

Il primo capitolo descrive la struttura delle infrastrutture di rete di E-Distribuzione e la tipologia degli investimenti.

Il secondo capitolo presenta lo scenario esterno del sistema elettrico, attraverso l'andamento storico e previsionale della domanda di energia elettrica. Le previsioni future della domanda di energia elettrica costituiscono, assieme alle analisi condotte sullo stato fisico della rete, il driver fondamentale per lo sviluppo della rete di distribuzione, nonché il punto di partenza per ogni attività di programmazione svolta da E-Distribuzione. Tali previsioni sono frutto sia di valutazioni basate su indicatori economici generali e sulle stime provenienti dal gestore della rete di trasmissione, sia di analisi previsionali di carico effettuate da E-Distribuzione. Particolare attenzione viene attribuita alla generazione distribuita, tenendo conto della forte interazione tra questa e la rete di distribuzione, e allo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici.

Il terzo capitolo qualifica le principali esigenze di sviluppo della rete di distribuzione quali: nuove connessioni, adeguamento al carico, miglioramento della qualità del servizio e adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento. Tali necessità si traducono in numerosi interventi sulla rete e sulle infrastrutture, suddivisibili non solo in base alla finalità, ma anche in funzione del livello di tensione cui fanno riferimento.

Nel quarto capitolo, dopo un'introduzione sull'analisi e le metodologie utilizzate per individuare i fabbisogni della rete, vengono evidenziati i più importanti interventi AT, MT e BT in programma; in particolare, per la AT è riportata la descrizione nominativa delle principali Cabine Primarie di trasformazione Alta/Media tensione pianificate da E-Distribuzione nell'orizzonte temporale del Piano di Sviluppo. Inoltre, in tale capitolo sono descritti gli obiettivi e i razionali dei

principali progetti di innovazione tecnologica, tra cui le attività di E-Distribuzione per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart City. Infine, l'ultima parte del capitolo è dedicata ai progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture, tra cui i progetti relativi all'Information & Communication Technology, e ai progetti pilota indirizzati alla flessibilità della rete di distribuzione.

Nel quinto capitolo, a conclusione della descrizione dei progetti volti a soddisfare le principali esigenze di sviluppo della rete e delle infrastrutture, vengono rappresentati i risultati che E-Distribuzione intende conseguire attraverso la realizzazione degli interventi programmati, in particolare focalizzando l'attenzione sulla prevenzione dei fenomeni di sovraccaricabilità della rete di distribuzione e sul miglioramento della qualità del servizio, unitamente alla riduzione delle perdite sulla rete e ai conseguenti benefici ambientali.

Gli Allegati 1,2,6 contengono gli elenchi nominativi degli interventi di maggior peso dal punto di vista dello sviluppo delle infrastrutture di E-Distribuzione; tra questi sono inclusi gli interventi oggetto di coordinamento con Terna. Negli elenchi sono riportate le informazioni più rilevanti di ogni intervento quali: anno di inizio lavori, anno di fine lavori, importi economici a vita intera e loro suddivisione negli anni del piano. Vengono poi riportati gli allegati relativi agli impianti AT per i quali sono previsti adeguamenti su richiesta di Terna e l'allegato relativo ai dati di consuntivo 2021-2022 per i principali progetti AT e MT.

Infine, l'Addendum PNRR costituisce la sezione dedicata agli investimenti di Hosting Capacity, Elettrificazione dei Consumi e Resilienza previsti nel periodo 2023-2026 con i finanziamenti del "Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza", riportandone i criteri e le metodologie di selezione degli interventi, la descrizione delle tipologie e gli importi per ciascun anno di piano. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma Next Generation EU (NGEU), costituito per circa la metà da sovvenzioni, concordato dall'Unione Europea in risposta alla

crisi pandemica. Il Piano di interventi presentato dall'Italia si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociali.

Il documento è, inoltre, corredato con l'Addendum Q&A che recepisce le osservazioni/domande e relative risposte raccolte durante il periodo di consultazione pubblica.

INDICE

- 01** STRUTTURA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE | 10
 - 1.1 E-Distribuzione S.p.A | 11
 - 1.2 Investimenti in rete di E-Distribuzione S.p.A | 11
- 02** SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO | 13
 - 2.1 Previsioni della domanda di energia elettrica | 14
 - 2.2 Previsioni della potenza | 17
 - 2.3 Sviluppo della generazione distribuita | 17
 - 2.4 Sviluppo delle infrastrutture di ricarica pubblica per i veicoli elettrici | 19
- 03** PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI | 23
 - 3.1 Connessioni e adeguamento al carico | 24
 - 3.2 Qualità del servizio | 31
 - 3.3 Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento | 33
 - 3.4 Sviluppo della rete e sostenibilità | 34
- 04** PRINCIPALI INTERVENTI | 34
 - 4.1 Analisi della Rete/Fabbisogni della Rete – metodologie | 36
 - 4.2 Interventi su rete AT | 37
 - 4.3 Interventi su rete MT | 89
 - 4.4 Interventi su rete BT | 91
 - 4.5 Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica | 92
 - 4.6 Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture | 116
 - 4.7 Attività di misura | 122
 - 4.8 Flessibilità della Rete: progetti pilota | 123
 - 4.9 Criteri e metodologie di stima dei costi | 127
- 05** RISULTATI ATTESI | 132
 - 5.1 Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete | 133
 - 5.2 Miglioramento della qualità del servizio | 133
 - 5.3 Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione | 134
- 06** APPENDICE | 135
 - Allegato 1- Principali interventi su rete AT | 136
 - Allegato 2 - Principali interventi su rete MT | 158
 - Allegato 3 - Principali progetti di innovazione tecnologica | 163
 - Allegato 4 - Principali progetti a supporto delle infrastrutture | 164
 - Allegato 5 - Adeguamenti di impianti AT richiesti da Terna | 165
 - Allegato 6 - Consuntivi 2021-22 interventi AT ed MT | 169
- 07** ADDENDUM PNRR | 178
- 08** ADDENDUM Q&A | 194

ACRONIMI E ABBREVIAZIONI

AIS	Air Insulated Substation
AL_BerT	Alert Bassa Tensione
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
AT	Alta Tensione
BME	Sistema di Controllo e Difesa Terna
BT	Bassa Tensione
CAPEX	Capital Expenditure
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CCI	Controllori Centrali D'impianto
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CE1G	Contattori Elettronici di Prima Generazione
CE2G	Contattori Elettronici di Seconda Generazione
CI	Consegna Impianto
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Centro Operativo
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
CSAT	Centro Satellite
CSE	Coordinamento di Sicurezza In Ambito di Esecuzione
CSP	Coordinamento di Sicurezza In Ambito di Progettazione
CU	Costo Unitario
DAC	Dispositive ad Allungamento Controllato
DCO	Documento di Consultazione
DDS	Documento di Descrizione degli Scenari
DE	Distributed Energy
DEI	Dissipatori di Energia da Impatto
DH	Digital Hub
DIL	Durata Interruzioni Lunghe
DMS BT	Sistema per i Calcoli Elettrici BT in tempo reale
DPCM	Decreto Presidenziale del Consiglio dei Ministri
DPI	Dispositivo di Protezione Individuale
DSO	Distribution System Operator
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing
EDGE	Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di E-Distribuzione
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ESS	Electrical Storage System
FA	Feeder Automation
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FF55	Fit For 55

GD	Generazione Distribuita
GIS	Gas Insulated Substation
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GPON	Gigabit-Capable Passive Optical Network
HC	Hosting Capacity
IEC	International Electrotechnical Commission
IoT	Internet of Things
IP	Internet Protocol
LNG	Liquefied Natural Gas
LO.RA.	Long Range
LT	Late Transition
LEO	Low Earth Orbit
LVM	Low Voltage Manager
MGC	Micro Grid Controller
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MiTE	Ministero della Transizione Ecologica
MT	Media Tensione
MVNO	Mobile Virtual Network Operator
NGEU	Next Generation EU
NILB	Numero Interruzioni Lunghe E Brevi
NT	National Trend
OEM	Original Equipment Manufacturer
OPEX	Operational Expenditure
PCB	Policlorobifenili
PDL	Piano di Lavoro
PdS	Piano di Sviluppo
PI	Piano d'Intervento
PID	Piani Integrati di Distribuzione
PLC	Programmable Logic Controller
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PNRR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
POD	Point Of Delivery
PON	Programmi Operativi Nazionali
POR	Programmi Operativi Regionali
QMT	Quadro MT
RfG	Requirement for Generators
RFI	Rete Ferroviaria Italiana
ROSS	Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio
RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
RTN	Rete Nazionale di Trasmissione
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Sistema di Controllo e di Acquisizione Dati
SCCT	Sistemi di Conduzione Controllo Terna
SF6	Esafluoruro di Zolfo

SGU	Significant Grid User
SII	Sistema Informativo Integrato
SLA	Service Level Agreement
SSPC	Sistemi Semplici di Produzione e Consumo
STB	Sistemi di Telecontrollo per la Rete di Bassa Tensione
TA	Trasformatore di Corrente
TIC	Testo Integrato delle Condizioni Economiche per l'erogazione del Servizio di Connessione
TICA	Testo Integrato Connessioni Attive
TIME	Testo Integrato Misura Elettrica
TIQE	Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica
TIUF	Testo Integrato Unbundling Funzionale
TR	Trasformatore
TS	Telecontrollo e Sistemi
TSO	Transmission System Operator
TV	Trasformatore di Tensione
UP	Unità Periferiche
WFM	Workforce Management

01

STRUTTURA DELLA RETE DI E-DISTRIBUZIONE



e-distribuzione

*Introduzione alla struttura organizzativa della rete di
distribuzione elettrica e alle tipologie di investimenti*

1. STRUTTURA DELLA RETE DI E – DISTRIBUZIONE

1.1.E-Distribuzione S.p.A.

La struttura organizzativa di E-Distribuzione S.p.A. comprende circa 16.000 persone e prevede 4 Poli (Nord, Centro, Sud, Isole) e 12 Aree regionali (Piemonte e Liguria, Lombardia, Veneto e Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana e Umbria, Abruzzo Marche e Molise, Lazio, Campania, Calabria, Puglia e Basilicata, Sicilia, Sardegna), a loro volta suddivise complessivamente in 90 Unità Territoriali.

In Tabella 1 è riportata la tabella delle consistenze di rete di E-Distribuzione aggiornata al 31 Dicembre 2022:

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Linee AT	[km]	11	11	13	13	19	19	19	19
Linee MT	[km]	351.492	352.687	353.963	355.462	356.702	357.860	359.783	361.775
Linee BT	[km]	789.134	792.651	795.673	798.675	801.028	802.041	802.764	803.337
Cabine Primarie	[N.] *	2.187	2.195	2.199	2.203	2.200	2.198	2.204	2.198
	[MVA]	106.365	106.784	106.567	107.019	107.727	108.482	109.849	111.780
Cabine Secondarie	[N.]	441.029	442.417	443.984	445.159	446.410	447.361	448.864	450.477
	[MVA]	81.038	81.879	82.756	83.501	84.278	85.079	86.191	87.386
Centri Satellite	[N.]	529	541	549	551	555	553	559	584

Tabella 1- Consistenza reti di E-Distribuzione

(*) Numero comprensivo delle Consegne AT

1.2. Investimenti in reti di E-Distribuzione S.p.A.

Gli investimenti sulle reti di distribuzione sono suddivisi per finalità (allacciamenti, qualità, adeguamenti, misura, mezzi speciali, connessione produttori, impatto ambientale e sicurezza, ricostruzione, spostamenti, altri investimenti) e per tipologia di impianto (rete AT, rete MT, rete BT, teletrasmissioni, gruppi di misura, automezzi).

Per quanto riguarda gli allacciamenti, si fa riferimento agli investimenti strettamente correlati a nuove connessioni di clienti finali e clienti produttori alla rete di distribuzione, connessioni che l'azienda è tenuta ad effettuare in relazione agli obblighi derivanti dalla concessione per lo svolgimento del servizio di distribuzione. Il parametro di maggior rilevanza per la valutazione di questi investimenti sulle reti di media e bassa tensione è di norma la previsione della potenza di connessione richiesta dai clienti. In quota minima sono inoltre previsti ulteriori investimenti per spostamento di impianti.

Gli investimenti in qualità riguardano interventi volti al miglioramento ed al mantenimento della qualità del servizio. La scelta degli investimenti per la qualità del servizio viene effettuata da E-Distribuzione utilizzando la strategia Risk-Based Asset Management, la quale permette di stimare i ritorni economici degli interventi in termini di massimizzazione dei premi e riduzione delle penali grazie ai miglioramenti della qualità ottenuti. I lavori sono programmati nell'ambito di un ciclo di pianificazione che, partendo dall'analisi dello stato della rete attuale, dagli obiettivi di qualità da raggiungere e dalla redditività del singolo intervento, anticipa il più possibile l'esecuzione di quelli con l'indice di redditività migliore.

STRUTTURA DELLA RETE DI E-DISTRIBUZIONE

Gli interventi necessari per l'adeguamento alla domanda di energia ai requisiti ambientali e alle prescrizioni, di norma, consistono nel rifacimento parziale o totale degli impianti esistenti. Le necessità di adeguamento al carico delle linee in media e bassa tensione sono verificate con l'ausilio di programmi di calcolo di load-flow, il cui utilizzo è previsto secondo periodicità prefissate e comunque nella valutazione di ogni nuova richiesta di connessione. I lavori sono finalizzati al rispetto dei vincoli tecnici (portata nominale dei componenti) e contrattuali (cadute di tensione).

In merito agli impianti di alta tensione, indipendentemente dalla finalità dell'investimento, vengono svolte analisi più articolate ed i progetti vengono approvati singolarmente secondo una pianificazione a 5 anni. In particolare, a seguito della cessione degli elettrodotti AT, nuovi elettrodotti AT possono essere ancora realizzati esclusivamente per una delle due seguenti finalità:

- connessioni di terzi in antenna da Cabine Primarie, con elettrodotti generalmente di lunghezza ridotta, qualora tali elettrodotti non restino proprietà del richiedente la connessione;
- connessioni di nuove Cabine Primarie a stazioni RTN, nei casi in cui la soluzione di connessione prevista da Terna preveda che l'elettrodotto di collegamento costituisca "impianto di utenza per la connessione".

Un'altra tipologia di intervento fa riferimento ai progetti speciali a supporto delle infrastrutture. Si tratta di investimenti che hanno un notevole impatto sui processi e sull'esercizio della rete stessa. Tra questi gli investimenti per Information & Communication Technology e per i mezzi speciali in dotazione al personale operativo sul territorio per l'esecuzione dei lavori. Tali interventi vengono valutati nominativamente al fine di ottimizzare i processi aziendali, rendere più efficiente l'attività del personale operativo e migliorare la qualità dei servizi erogati.

Nel Piano di Sviluppo di E-Distribuzione rivestono un ruolo di primaria importanza gli investimenti in progetti di innovazione tecnologica, tra i quali l'installazione dei nuovi contatori elettronici 2G, l'installazione di nuovi apparati di telecontrollo delle Cabine Primarie e telecomando ed automazione delle Cabine Secondarie. Si aggiungono infine gli interventi per lo sviluppo delle Smart Grid, i quali creano le condizioni favorevoli, tra l'altro, anche per la diffusione dell'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici.

Infine, il Piano di Sviluppo contiene anche una sezione dedicata al Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR), in cui sono riportati gli obiettivi e le attività del PNRR con un dettaglio delle tipologie di intervento e degli importi previsti per il periodo 2023-2026.

02 | SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO



La rete di E-Distribuzione costituisce la principale infrastruttura abilitante per gli obiettivi di decarbonizzazione, la cui pianificazione deve tener conto dell'evoluzione del sistema elettrico, ipotizzando gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete

2. SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

L'attività di pianificazione della rete elettrica di distribuzione deve tener conto dell'evoluzione prevista per il sistema elettrico nel suo complesso, ipotizzando gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete. A tal riguardo, un punto di riferimento fondamentale per il gestore di rete di distribuzione è costituito dalle previsioni elaborate dal gestore della rete di trasmissione, relative all'intero sistema elettrico nazionale. Sulla base di tali previsioni, il gestore della rete di trasmissione elabora e aggiorna il proprio Piano di Sviluppo, contenente interventi sulla rete di trasmissione che inevitabilmente coinvolgono, in diversa misura, le reti di distribuzione.

Le previsioni dei carichi sulla propria rete, da parte del gestore di rete di distribuzione, costituiscono un altro presupposto fondamentale per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione stessa. A tal proposito è opportuno evidenziare che il contesto di riferimento presenta crescenti complessità, date dall'evoluzione della rete di distribuzione da "rete passiva" a "rete attiva", che ha imposto un nuovo paradigma nella gestione e nella pianificazione della rete.

Lo scenario attuale è caratterizzato da una crescente decentralizzazione delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la progressiva diffusione di sistemi di accumulo dell'energia, delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e di nuove modalità di partecipazione dei clienti finali al mercato dell'energia (i.e. active demand).

In questo nuovo contesto, la rete di E-Distribuzione costituisce la principale infrastruttura abilitante per la realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione e il distributore è chiamato ad assumere un ruolo sempre più attivo. Infatti, per continuare a garantire la gestione sempre più sicura ed efficiente della rete, il distributore dovrà avvalersi dei servizi offerti dalle risorse connesse alla propria rete per la risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni a livello locale. Ciò consentirà la gestione ottimale real time dei flussi di energia in funzione dello stato effettivo della rete e della disponibilità delle risorse distribuite.

2.1. Previsioni della domanda di energia elettrica

Per l'anno 2022, E-Distribuzione ha distribuito tramite le proprie reti un'energia pari a 219,9 TWh (226,9 TWh nel 2021). A livello nazionale la domanda di energia elettrica nel 2022 è stata invece pari a 315 TWh rispetto ai 319,9 TWh dell'anno precedente.

Sul piano nazionale, le stime della domanda di energia elettrica futura sono state effettuate dal gestore della rete di trasmissione considerando diversi scenari riportati nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) del 2022. In particolare, sono stati utilizzati i seguenti scenari di riferimento:

- lo scenario di policy in linea con gli obiettivi Fit-for-55 (FF55) al 2030 che promuove l'elettrificazione dei consumi e un aumento significativo della generazione da fonti rinnovabili;
- lo scenario Late Transition al 2030 e al 2040 declinato a partire dalle previsioni elaborate dal policy maker nazionale, ovvero lo scenario "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)" del 2019, sostituito a febbraio 2021 dallo scenario "National Trend Italia (NT Italia)" sviluppato da ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) e ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas);

SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

- lo scenario Distributed Energy (DE) al 2040 in coerenza a quelli "DE" elaborati da ENTSO-E e ENTSO-G.

In dettaglio, i tre scenari riportano previsioni differenti della domanda di energia elettrica (Tabella 2):

- Lo scenario "Fit For 55" (FF55) riguarda gli obiettivi di policy al 2030 e pone come obiettivo la riduzione delle emissioni di CO₂ del 55% entro il 2030 e zero emissioni (Net Zero) entro il 2050 attraverso un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili non programmabili (in particolare solare ed eolico), accumuli e nuove tecnologie digitali coerente con le richieste di connessione e con il potenziale di sviluppo sui territori, oltre all'utilizzo di tecnologie CCS/CCU per la progressiva decarbonizzazione dei settori industriali hard to abate. Inoltre, lo scenario prevede larga diffusione di tecnologie efficienti e a basse emissioni non solo nella generazione, ma anche nei consumi finali come pompe di calore, caldaie a condensazione per il riscaldamento nei settori civili e nel settore dei trasporti veicoli elettrici e a CNG e LNG. Il fabbisogno elettrico dello scenario FF55 2030 è pari a 366 TWh (+46 TWh rispetto ai 320 TWh del 2019) ed è stato determinato tenendo conto sia della correlazione lineare della domanda con il PIL (ipotizzato in aumento), sia del pacchetto legislativo UE "Fit-For-55" che prevede un'accelerazione nell'elettrificazione dei trasporti, tramite veicoli elettrici puri, e del riscaldamento, tramite forte diffusione di pompe di calore.
- Gli scenari "Late Transition 2030" (LT 2030) e "Late Transition 2040" (LT 2040) sono stati costruiti coerentemente al PNIEC (2019) e allo scenario NT Italia senza tener conto degli effetti dei recenti sviluppi geopolitici e ipotizzando il raggiungimento degli obiettivi di policy con un ritardo di 5-10 anni. Pertanto, lo scenario prevede al 2030 un incremento di capacità di FER pari a quasi +40 GW rispetto al 2019 e una riduzione delle emissioni di CO₂ del 40% rispetto al 2019. Il fabbisogno elettrico dello scenario LT 2030 è pari a 331 TWh, che, in continuità a quanto tragguradato al 2030, arriva a 389 TWh con il LT 2040.
- Lo scenario "Distributed Energy" (DE-IT 2040) rappresenta il passaggio tra la riduzione delle emissioni del 55% che caratterizza il 2030 e la carbon neutrality entro il 2050 previsti dallo scenario FF55. Il DE-IT 2040 è caratterizzato da una forte penetrazione del vettore elettrico, legata in particolare alla diffusione delle pompe di calore elettriche e dei veicoli elettrici, massimizzando l'utilizzo di fonti rinnovabili (principalmente solare ed eolico). La forte penetrazione di FER rende necessario lo sviluppo di sistemi di accumulo per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema a causa della scarsa produzione termica tradizionale e rende possibile una maggiore produzione di idrogeno verde con conseguente utilizzo marginale della tecnologia CCS. Il fabbisogno elettrico è pari a 418 TWh, con un incremento pari a +80 TWh rispetto ai consumi registrati al 2019 a cui si aggiungono 18 TWh per la produzione di idrogeno da elettrolizzatori per sfruttare al meglio la produzione rinnovabile.

SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ELETTRICO

	2019	2030		2040	
	STORICO	FF55	LT	DE IT	LT
Consumi elettrici finali	292	330	306	371	353
<i>Industria</i>	119	120	118	125	120
<i>Civile</i>	161	177	167	182	178
<i>Trasporti</i>	12	34	21	64	55
Consumi del settore energetico	10	16	7	25	16
<i>Tradizionali</i>	10	7	7	7	7
<i>Produzione H2 (elettrolisi)</i>	-	9	0	18	9
Consumi elettrici	302	346	313	396	369
Perdite di rete	18	20	19	22	21
Fabbisogno elettrico	320	366	331	418	389

Tabella 2- Evoluzione del fabbisogno elettrico [TWh] (fonte dati: Terna)

Le stime elaborate da E-Distribuzione per l'incremento di potenza massima su base regionale sono ottenute mettendo in correlazione fra loro i trend di fabbisogno energetico scenariali con gli indicatori macroeconomici e l'andamento storico del carico nelle Cabine Primarie di E-Distribuzione. In particolare, in Figura 1 è riportata la stima dell'incremento in percentuale e in valore assoluto della potenza massima su base regionale all'anno 2025 rispetto al 2022 effettuata prendendo in considerazione come driver principali l'incremento di elettrificazione dei consumi dovuti all'installazione di pompe di calore e lo sviluppo dell'infrastruttura per la mobilità elettrica.

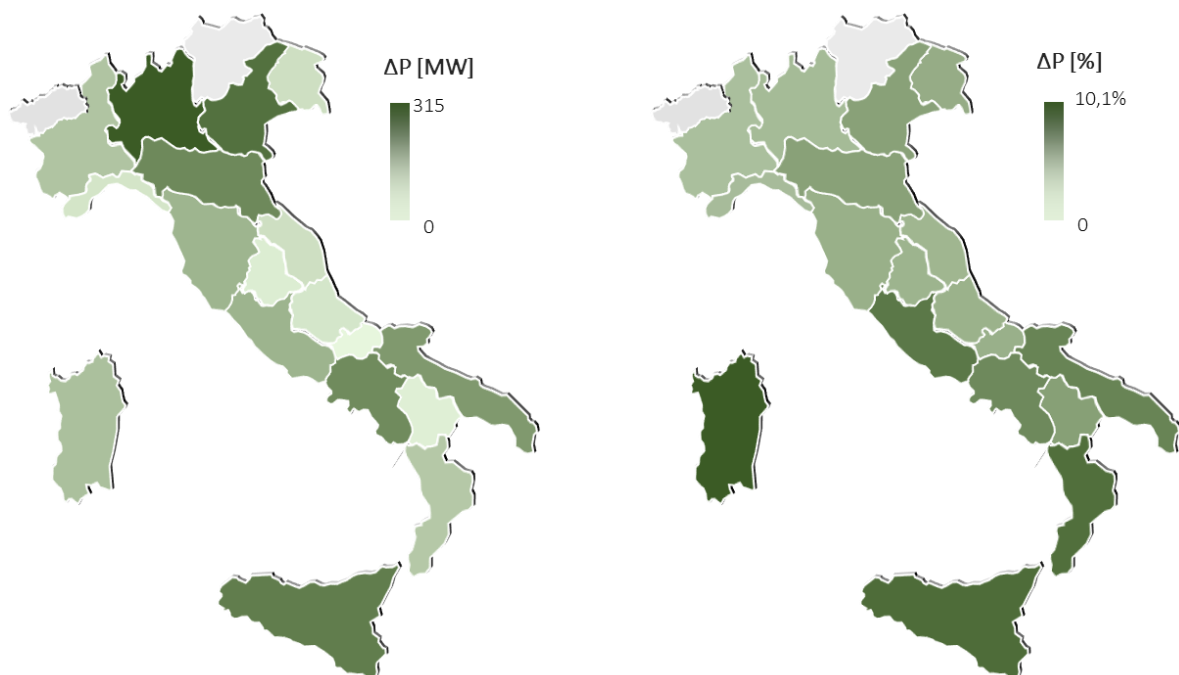


Figura 1- Stima incremento percentuale e in valore assoluto della potenza massima su base regionale all'anno 2025 rispetto al 2022

2.2. Previsione della potenza

L'andamento e la stima di previsione della potenza venduta sono correlati, in un mercato maturo, alla variazione dei volumi di energia trasportata sulla rete di distribuzione.

Analogamente alle previsioni della domanda di energia elettrica, le stime sono effettuate mettendo in relazione le valutazioni sulle serie storiche della domanda in potenza con gli indicatori economici generali (andamento del PIL, intensità elettrica).

La previsione tiene conto, tra l'altro, dei seguenti elementi di contenimento del fabbisogno in potenza:

- diffusione lampade a basso consumo;
- diffusione elettrodomestici a basso consumo;
- diffusione lampade per illuminazione pubblica con tecnologia a led;
- altre iniziative volte alla riduzione dei consumi di energia elettrica.

In Figura 2 sono riportati l'andamento e la previsione della potenza venduta ai clienti passivi.

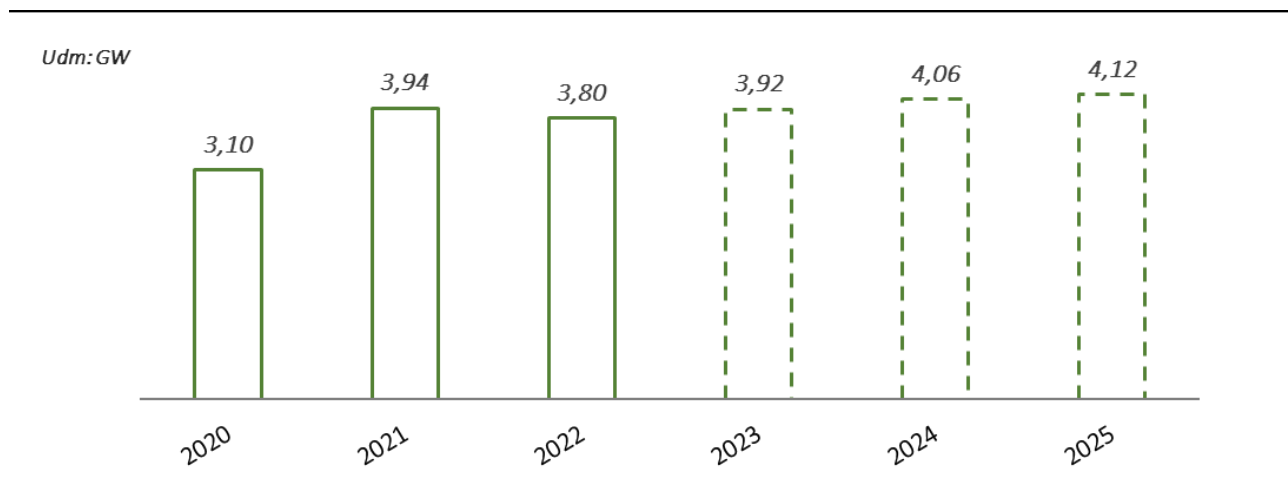


Figura 2- Potenza venduta ai clienti passivi su reti E-Distribuzione, con stima fino al 2025 (dati annuali)

2.3. Sviluppo della generazione distribuita

La diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili negli ultimi anni è stata caratterizzata dall'incremento in prevalenza delle connessioni alla rete di distribuzione di impianti di piccola taglia, anche per effetto del quadro legislativo, normativo e regolatorio.

In Figura 3 e Figura 4 è riportato l'andamento per trimestre delle richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e MT pervenute ad E-Distribuzione negli anni 2021 e 2022.

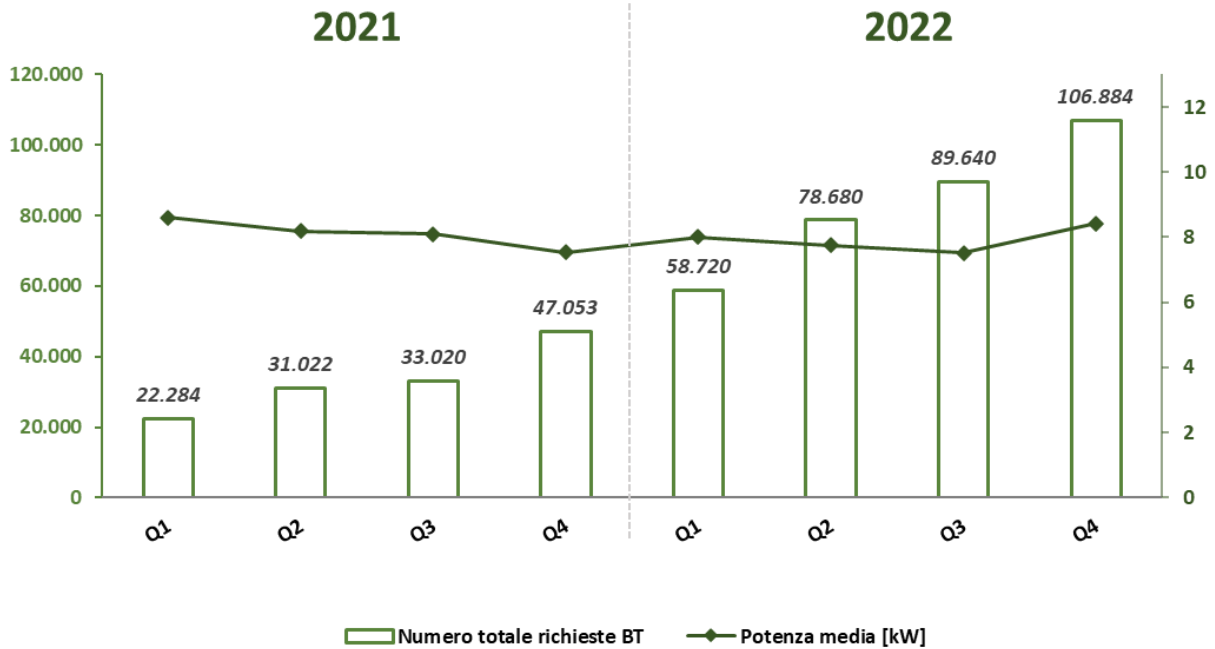


Figura 3- Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

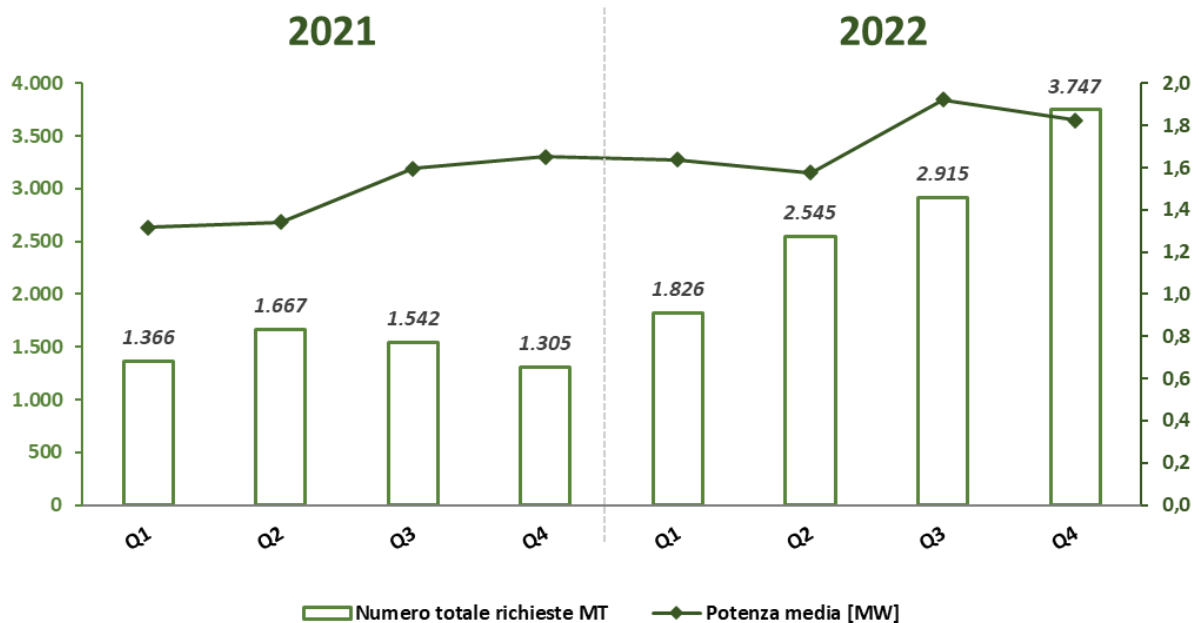


Figura 4- Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

Con riferimento alle richieste di connessione in BT, si riscontra un aumento del 150% sul numero di richieste di connessione pervenute nel 2022 rispetto al 2021 che registra un incremento della potenza complessivamente richiesta in immissione pari al 149%.

Con riferimento alle richieste di connessione in MT, si riscontra un incremento dell'88% sul numero di richieste di connessione pervenute nel 2022 rispetto al 2021, con conseguente incremento della potenza complessivamente richiesta in immissione pari al 125%.

Tenuto conto del quadro di riferimento, è prevedibile che il trend di crescita osservato nel 2022 possa accentuarsi ulteriormente, con l'obiettivo di traguardare i target nazionali stabiliti dal PNIEC, che sono in corso di revisione e risulteranno ancora più ambiziosi (riferimento alla proposta di aggiornamento PNIEC Italia inviata a luglio 2023 alla Commissione Europea). Infatti, si può stimare un incremento di oltre il 50% in termini di potenza degli impianti di generazione distribuita al 2025 rispetto al 2022 e un raddoppio del numero di connessioni.

Maggiori dettagli sono riportati nel capitolo 3 in relazione alla definizione degli investimenti stimati per il periodo 2023-2025.

In alcune aree, un'elevata consistenza di richieste in sviluppo contribuisce già oggi a determinare condizioni di saturazione della rete. Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcuni contesti territoriali caratterizzati da condizioni ambientali, orografiche e climatiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti rinnovabili.

In tali contesti, in presenza di condizioni di saturazione della rete, le soluzioni di connessione possono includere interventi complessi, spesso anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione. Il Piano di Sviluppo contiene pertanto anche nuove Cabine Primarie (vedi paragrafo 4.2) in aree nelle quali la rete MT esistente è satura, sulla base dei preventivi di allacciamento di nuovi impianti di produzione già accettati dai richiedenti e, ovviamente, delle connessioni già attivate o in corso di realizzazione.

2.4.Sviluppo delle infrastrutture di ricarica pubblica per i veicoli elettrici

Alla fine del 2022 le connessioni per ricarica pubblica presenti sulla rete di E-Distribuzione risultano essere 10.584, per una potenza complessiva di 506 MW, di cui 391 MW in BT e 115 MW in MT.

Negli ultimi anni la diffusione della mobilità elettrica è stata caratterizzata da un generale incremento delle richieste di connessione alla rete di distribuzione con particolare riferimento alla MT, in linea con lo sviluppo di un modello focalizzato alla riduzione dei tempi di ricarica sempre più incentrato su stazioni veloci e ultraveloci.

In Figura 5 e Figura 6 è riportato l'andamento progressivo delle richieste di connessione ricevute nel 2021 e nel 2022, divise per trimestre.

Con riferimento alla BT, si riscontra un incremento del 52% del numero di richieste di connessione pervenute nel 2022 rispetto al 2021; si registra inoltre anche un incremento del 30% della potenza media per richiesta, che passa da 40 kW a 52 kW.

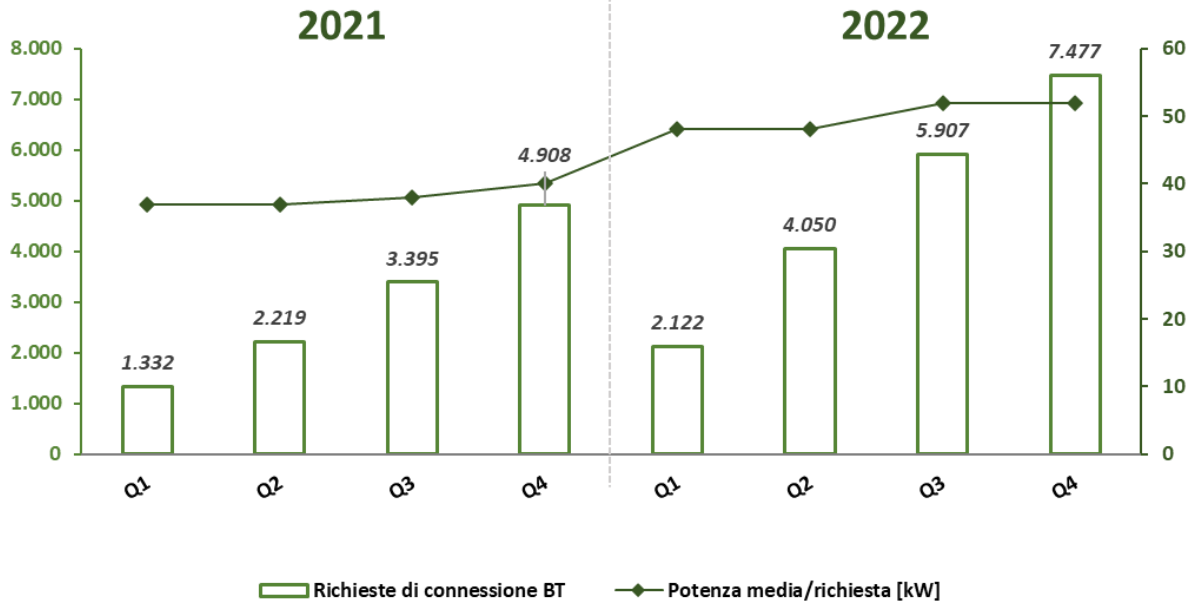


Figura 5- Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

Con riferimento alla MT, si riscontra un incremento del 103% del numero di richieste di connessione pervenute nel 2022 rispetto al 2021 e un aumento del 18% della potenza media per richiesta che passa da 483 kW a 570 kW.

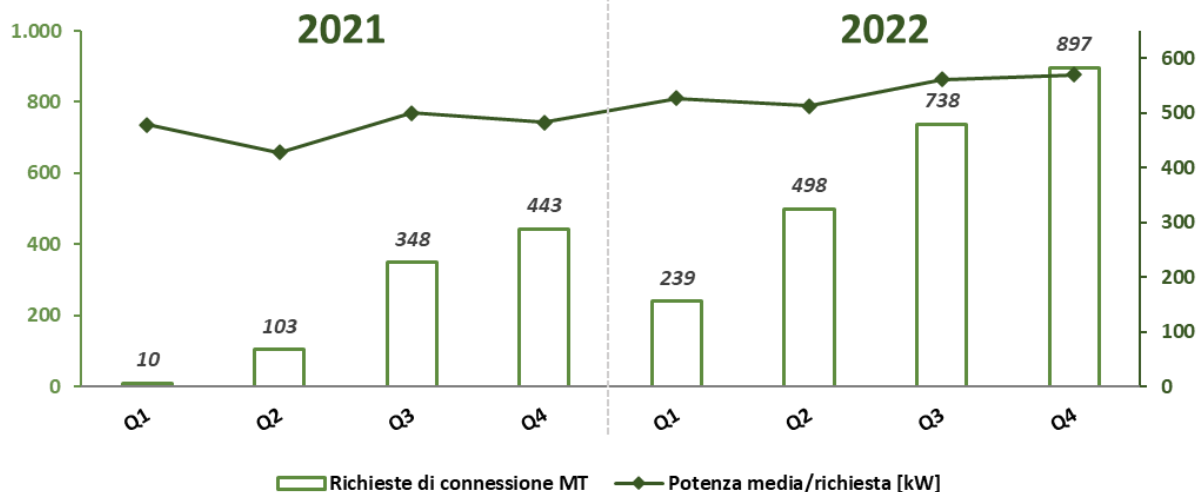


Figura 6- Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

In Tabella 3 sono riportate le stime sull'evoluzione annuale del numero di connessioni attese per il periodo 2023-2025. Per l'elaborazione di tali stime, si è tenuto conto degli incentivi per lo sviluppo della mobilità sostenibile previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) - Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 e delle previsioni fornite dai maggiori Istituti di ricerca e dalle Associazioni di settore.

Anno	N° connessioni	Potenza [MW]
2023	3.500	337
2024	5.300	563
2025	5.600	670

Tabella 3- Previsione connessioni e potenza connessa su rete E-Distribuzione 2023-2025 (dati incrementali per singolo anno)

Nelle figure successive è rappresentata l'evoluzione del numero di connessioni a livello territoriale al 31 dicembre 2025 in BT (Figura 7) e in MT (Figura 8).

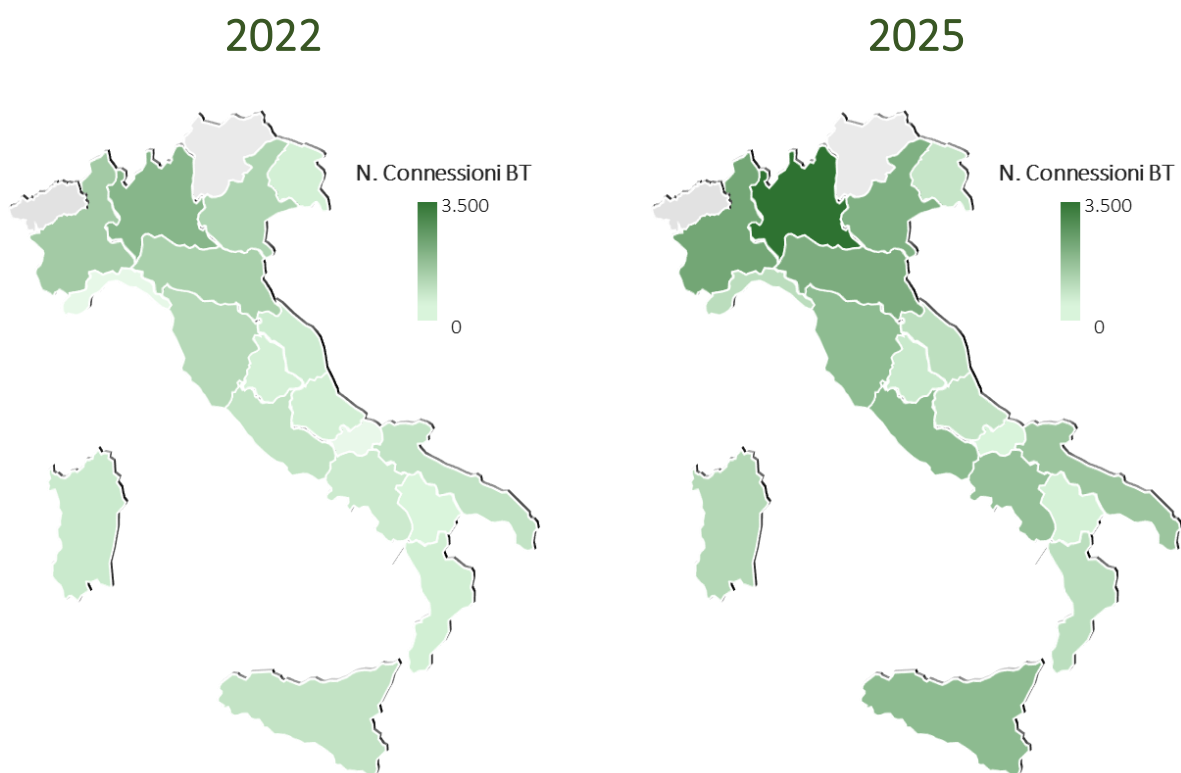


Figura 7- Evoluzione delle connessioni BT a livello territoriale. A sinistra, diffusione delle connessioni al 31.12.2022, a destra previsione delle connessioni al 31.12.2025

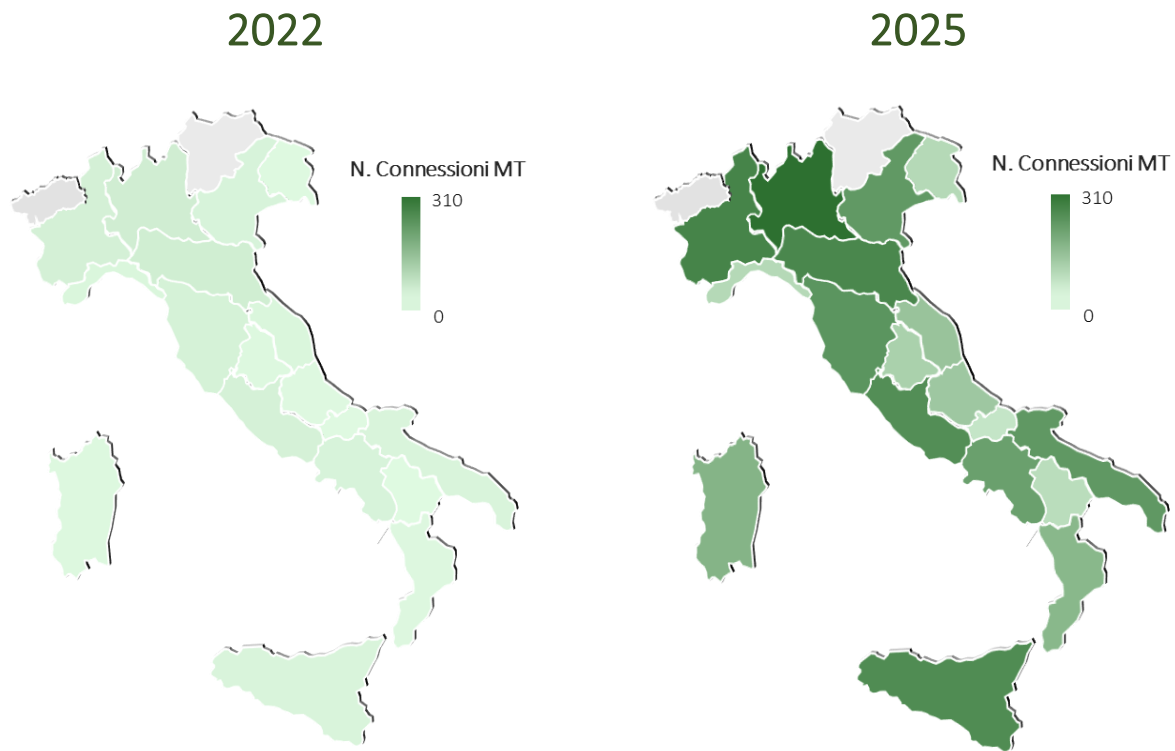


Figura 8- Evoluzione delle connessioni MT a livello territoriale. A sinistra, diffusione delle connessioni al 31.12.2022, a destra previsione delle connessioni al 31.12.2025

03 | PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI



Vengono valutate le principali esigenze di sviluppo degli impianti di distribuzione nel rispetto degli standard previsti in materia di sicurezza e ambiente orientandosi sempre più verso una logica di valore condiviso

3. PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

Le previsioni di evoluzione del sistema elettrico sono alla base della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione. Attraverso le stime dell'incremento della domanda di energia e potenza, effettuate sulla base delle serie storiche e delle analisi descritte al Capitolo 2, ed attraverso le previsioni di crescita della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, vengono valutate le principali esigenze di sviluppo degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica (nuove Cabine Primarie, linee, etc.), mettendo in relazione stime e previsioni con la struttura e l'analisi dello stato della rete attuale.

In particolare, i principali investimenti sulla rete riguardano interventi per la connessione di impianti di generazione alla rete di distribuzione, interventi funzionali all'evoluzione del carico e al miglioramento della qualità del servizio, interventi finalizzati all'adeguamento a normative ambientali e standard tecnici di riferimento e interventi per l'incremento della resilienza della rete di distribuzione.

Infine, un'importante componente negli investimenti sulla rete è costituita dai progetti di digitalizzazione e innovazione tecnologica.

3.1. Connessioni e adeguamento al carico

Connessioni

Le richieste di connessione dei clienti passivi alla rete di distribuzione sono legate, in numero e potenza, alle dinamiche di sviluppo complessive dell'economia nazionale. A questo andamento, di carattere generale, se ne sovrappone un secondo, specifico del settore, che deriva dall'incremento della cosiddetta "penetrazione elettrica", ovvero dal passaggio dei fabbisogni energetici associati a processi industriali, attività umane e servizi da non elettrici ad elettrici.

Il trend complessivo, che può essere interpretato come risultante dei due fenomeni sopra citati, presenta evidentemente una tanto maggiore regolarità quanto più il settore vive una fase di stabilità (in termini macroeconomici) e di maturità (in termini di penetrazione elettrica). Infatti, ad una condizione di maturità del settore corrisponde anche una sostanziale stabilità del mix delle richieste di connessione e della sua suddivisione in richieste di tipo residenziale, artigianale o commerciale, per insediamenti produttivi, per terziario e servizi.

In Tabella 4 sono riportati i dati previsionali dei consumi di energia elettrica relativi alle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione.

Anno	Consumi BT [TWh]	Consumi MT [TWh]	Consumi AT [TWh]	Totale [TWh]
2023	103,8	78,1	29,5	211,4
2024	106,2	79,9	30,2	216,3
2025	107,7	81,1	30,7	219,5

Tabella 4- Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione [TWh]

PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

In Figura 9 è rappresentata la situazione nell'anno 2022, a livello regionale, relativamente a:

- energia transitante nelle Cabine Primarie di E-Distribuzione;
- potenza massima contemporanea delle Cabine Primarie di E-Distribuzione.

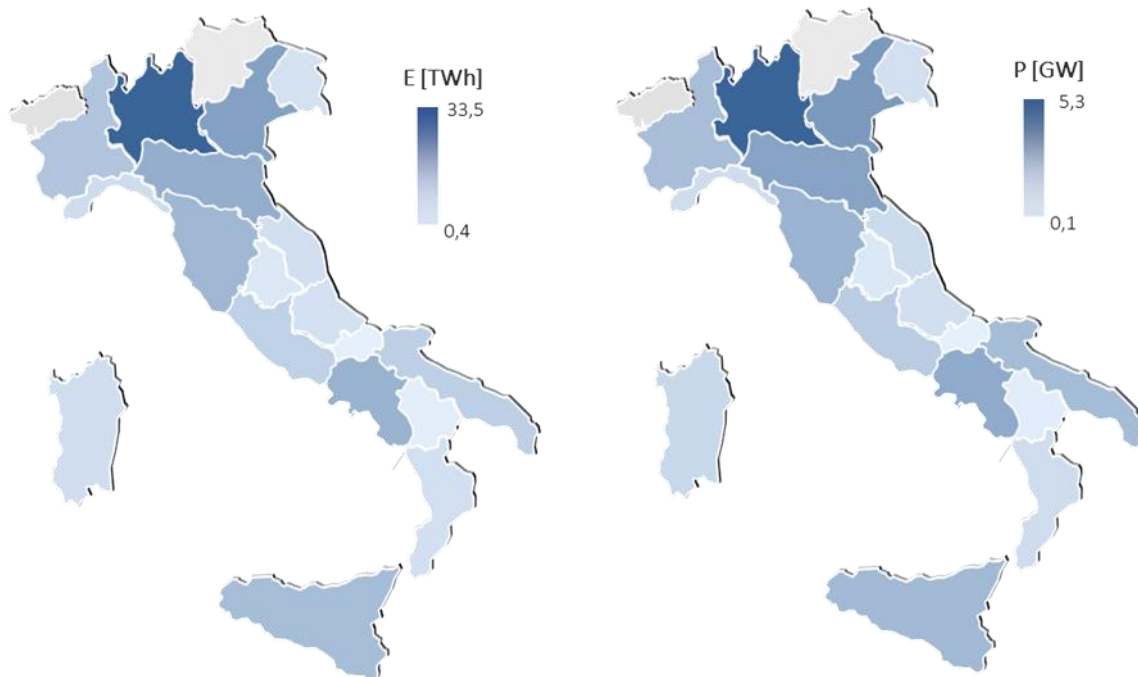


Figura 9- Distribuzione territoriale dei valori di energia e potenza massima registrati sulle Cabine Primarie di E-Distribuzione nel 2022

A livello nazionale, sulla rete di E-Distribuzione, la massima potenza prelevata nel 2022 è stata pari a 33,2 GW.

La diffusione della generazione distribuita ha un forte impatto sullo scenario del sistema elettrico: la presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti di distribuzione facendo sì che per alcune sezioni di trasformazione AT/MT e/o MT/BT l'energia risalga dal livello di tensione più basso a quello superiore. Ciò comporta, tra l'altro, verifiche di rete più complesse, ai fini della definizione di nuove soluzioni di connessione, come già accennato al paragrafo 2.3.

I volumi delle connessioni di clienti produttori, in termini sia di numero che di potenza, hanno avuto gradienti di crescita elevati, a partire dal 2007 fino al picco assoluto del 2011, poi in calo negli anni successivi, per poi ricrescere esponenzialmente nel 2022, ed avere un trend in crescita per il 2023; ciononostante, la potenza complessivamente connessa risulta superiore agli anni precedenti.

PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

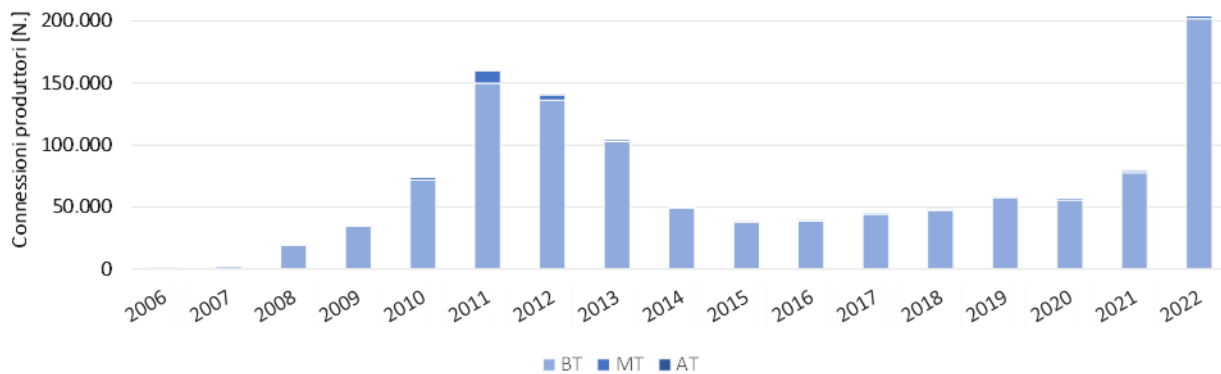


Figura 10- Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali

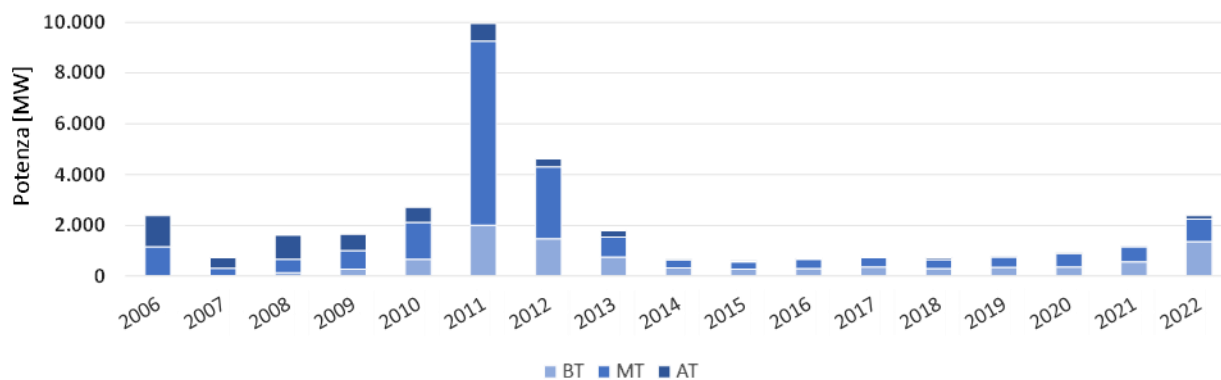


Figura 11- Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali

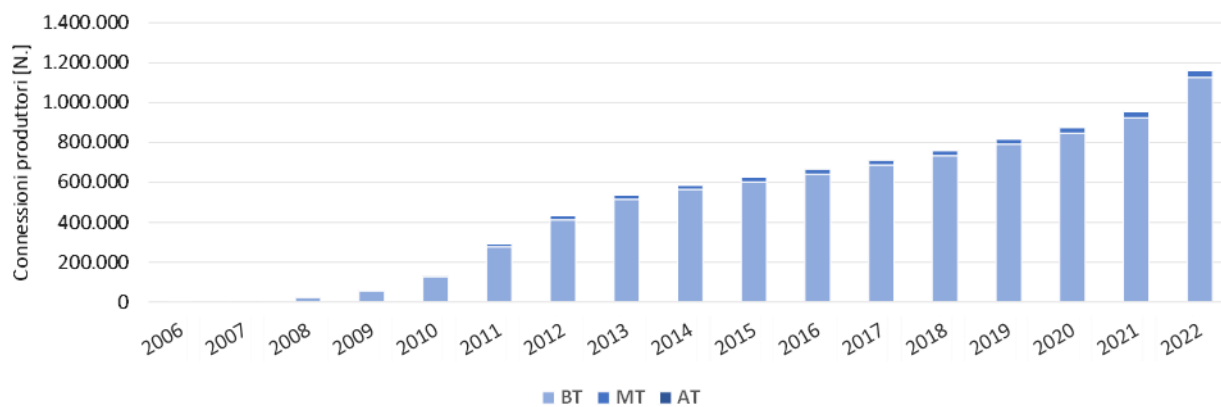


Figura 12- Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati

PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

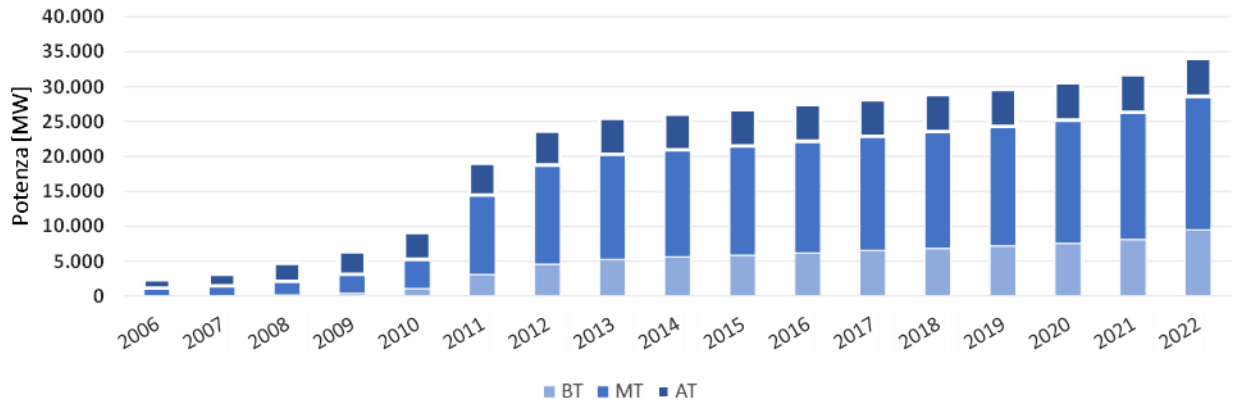


Figura 13- Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati

In aggiunta a quanto sopra, a seguito del progressivo consolidamento del quadro regolatorio e della normativa tecnica riguardanti i sistemi di accumulo, lo scenario elettrico sta evolvendo verso una crescente diffusione di impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili integrati con sistemi di accumulo (prosumer storage), e di sistemi di accumulo stand-alone, anche grazie alle detrazioni fiscali relative alle ristrutturazioni edilizie nonché alle agevolazioni fiscali disciplinate dall'articolo 119 del decreto legge n. 34/2020 (c.d. Superbonus) e alla progressiva riduzione dei costi di installazione.

Di seguito, in Figura 14 e in Figura 15, si riportano rispettivamente i grafici relativi alla crescita del numero di installazioni per anno e al numero di installazioni ed alla potenza media dei sistemi di accumulo, connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione per regione.

Udm: n. SDA

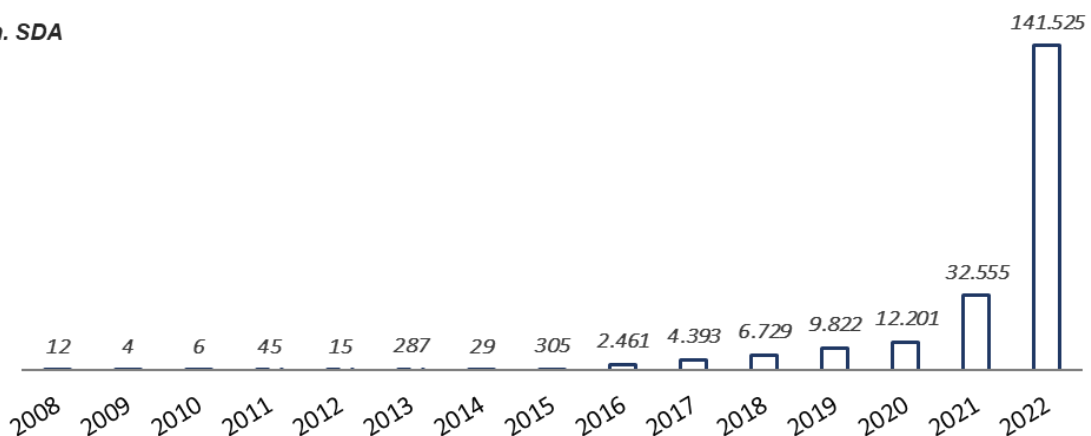


Figura 14- Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo attivati nel corso degli anni alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione

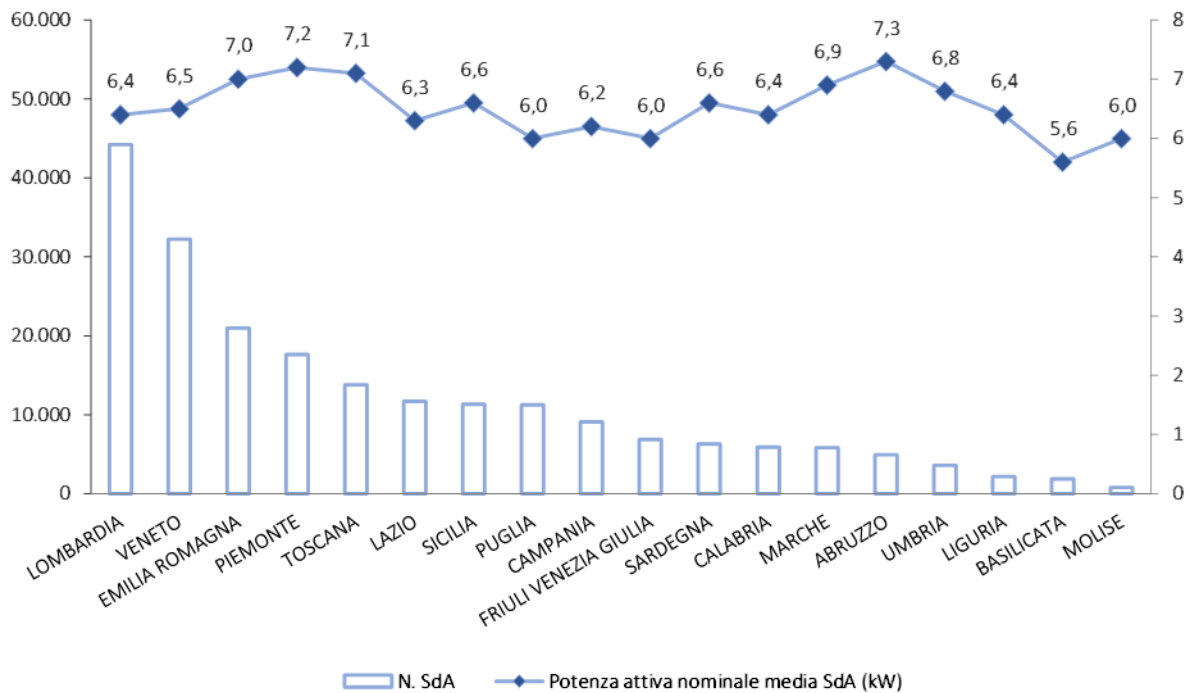


Figura 15- Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione ed alla loro potenza media (Fonte dati: Terna)

È evidente che la diffusione dei sistemi di accumulo integrati alla generazione distribuita da fonti rinnovabili contribuirà in modo sempre più significativo all'evoluzione dello scenario del sistema elettrico nel prossimo futuro.

L'andamento delle connessioni attive ha caratteristiche intrinsecamente diverse da quello delle connessioni passive, risentendo in modo marcato degli effetti dell'evoluzione legislativa e normativa, oltre che dell'evoluzione tecnologica; pertanto, per una previsione efficace occorre tener conto, per quanto possibile, dell'evoluzione dello scenario di riferimento, più che dell'analisi delle serie storiche.

Ciò premesso, di seguito è riportato il trend delle connessioni di impianti di produzione alla rete di E-Distribuzione per il triennio 2023 – 2025 in termini di potenza. Il sostanziale incremento di domande di connessione produttori con la relativa potenza richiesta, è legato allo scenario macroeconomico, incluse condizioni quali l'aumento del costo dell'energia, e al contesto normativo atteso, come l'incentivazione all'utilizzo di fonti rinnovabili e la semplificazione del processo di connessione stesso che hanno facilitato l'accesso ai clienti.

PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

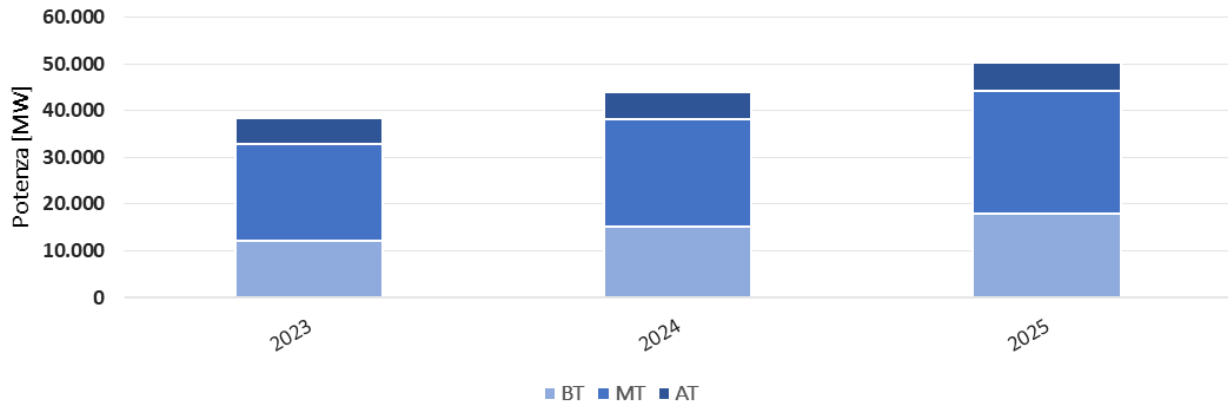


Figura 16- Trend delle connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati

La progressiva evoluzione della rete di distribuzione in “rete attiva” risulta evidente dall’andamento dei flussi di energia nei punti di scambio tra la Rete di Trasmissione Nazionale e la rete di distribuzione: nel grafico seguente è rappresentato il confronto, negli anni dal 2010 al 2022, dell’andamento del flusso di potenza totale dalla Rete di Trasmissione Nazionale verso la rete di E-Distribuzione, in un giorno ferialo tipo del mese di agosto nei diversi anni (Figura 17).

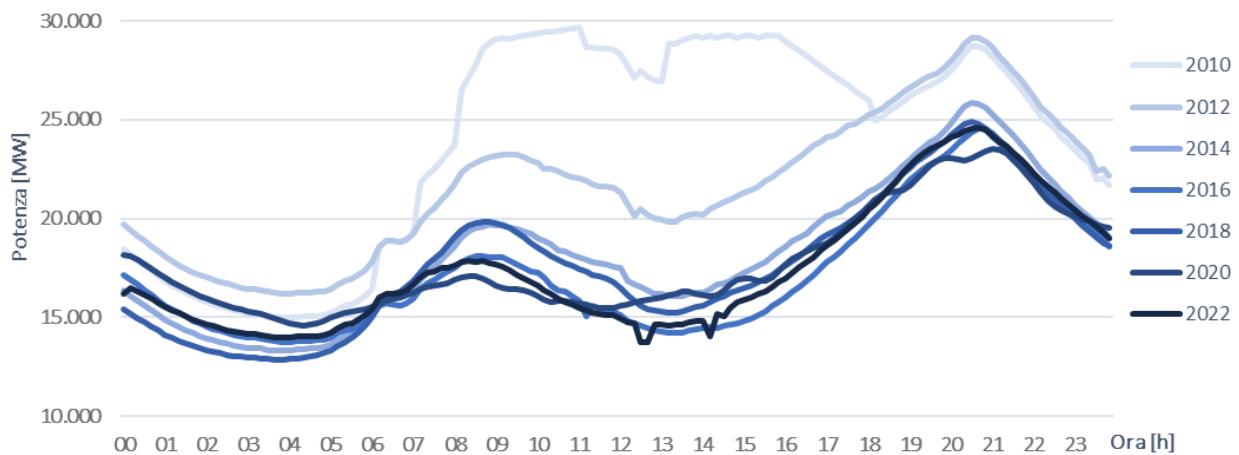


Figura 17- Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione

Come già evidenziato, le connessioni di impianti di produzione da fonti rinnovabili già realizzate sulle reti MT-BT hanno un importante impatto sull’esercizio e sulla gestione della rete stessa, rapidamente trasformandosi da rete “passiva” in rete “attiva”.

L’evoluzione della rete di distribuzione in “rete attiva” risulta altresì evidente se si considerano i dati relativi alle sezioni AT/MT di E-Distribuzione, ovvero i trasformatori AT/MT installati nelle Cabine Primarie, sulle quali si è registrata l’inversione del flusso di energia verso la Rete di Trasmissione Nazionale. In Figura 18 sono riportati i dati di dettaglio a riguardo.

PRINCIPALI ESIGENZE DI SVILUPPO IMPIANTI

Nel complesso, la percentuale di sezioni AT/MT operanti in condizione di inversione di flusso è aumentata, con riferimento alla durata del flusso inverso, come di seguito descritto:

- dal 9% dell'anno 2010 al 32% dell'anno 2022, per un tempo di inversione di flusso di almeno 7 ore mensili;
- dal 7% dell'anno 2010 al 23% dell'anno 2022, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.

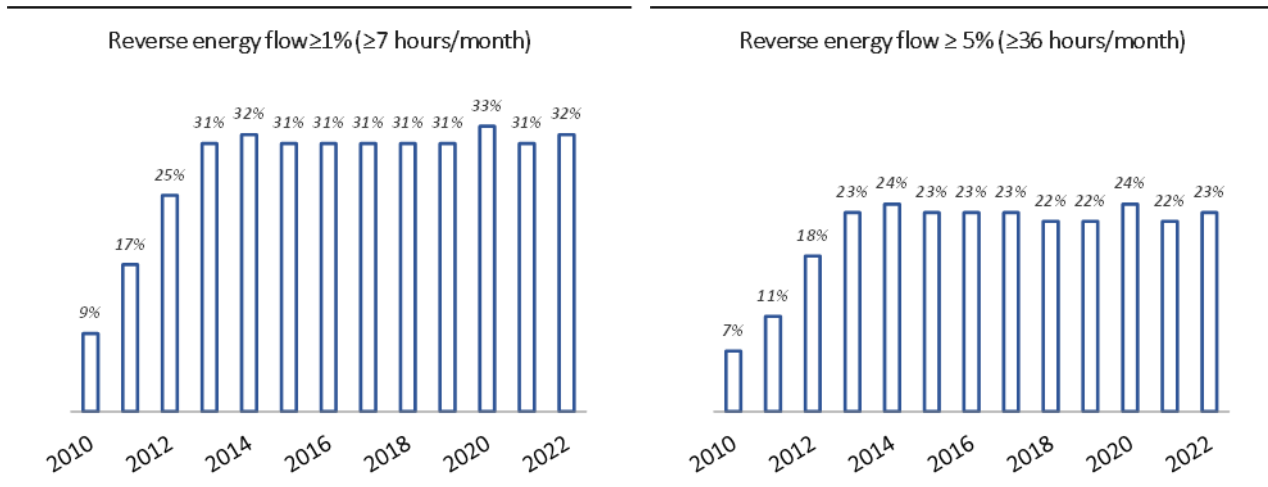


Figura 18- Sezioni AT/MT di E-Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale

La notevole diffusione della generazione distribuita non programmabile e l'insorgere dei fenomeni sopra descritti, con la conseguente progressiva riduzione di potenza regolante, hanno reso necessari provvedimenti tecnici e regolatori al fine di salvaguardare la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico nazionale.

La Delibera n.84/2012/R/eel di ARERA, successivamente integrata dalle Delibere n.165/2012/R/eel, n.344/2012/R/eel, n.562/2012/R/eel e n.613/2016/E/eel, ha imposto il rispetto dell'Allegato A70 del Codice di rete di Terna nonché delle Norme CEI 0-16 e 0-21 con le relative tempistiche, introducendo nuove prescrizioni per assoggettare ai servizi di rete la generazione distribuita.

Inoltre, con la definitiva attuazione del regolamento RfG (Requirement for Generators) UE 2016/631, dal 27 aprile 2020 gli impianti di produzione dovranno essere adeguati agli aggiornamenti delle norme tecniche CEI 0-16 e 0-21.

Tali prescrizioni, tuttavia, determinano l'aumento del rischio di formazione di "isola indesiderata" sulla rete di distribuzione, a fronte del quale devono essere previsti ulteriori e specifici interventi tecnici.

Adeguamento al carico

La rete MT di distribuzione, nella generalità dei casi, è strutturalmente magliata, sebbene eserciti radialmente, e dimensionata in maniera tale da garantire la possibilità di rialimentazione in caso di guasto. Tuttavia, è necessario un monitoraggio metodico per assicurare il mantenimento delle suddette condizioni.

La rilevazione dei flussi di energia attraverso i trasformatori di Cabina Primaria costituisce la base per l'individuazione delle potenziali criticità future. Le proiezioni ottenute per ogni singola Cabina Primaria attraverso l'estrapolazione delle serie storiche dei flussi di potenza sono dapprima integrate con le informazioni puntuali disponibili, relative a singole connessioni future di particolare rilevanza e, successivamente, integrate ed armonizzate rispetto ai trend individuati a livello territoriale più ampio. Il

risultato finale di tali elaborazioni genera una “mappa del carico”, sulla base della quale è possibile individuare, per ciascun anno di piano, le potenziali criticità, ovvero gli impianti primari in esercizio che, in base alle stime di crescita dei carichi, raggiungeranno prevedibilmente una condizione di criticità. Tale condizione si verifica qualora la potenza massima prevista per l'impianto in oggetto superi la soglia di sovraccaricabilità dei trasformatori attualmente installati, in assetto “N-1”.

3.2. Qualità del servizio

Il semiperiodo regolatorio 2020-2023

A partire dall'anno 2000, l'ARERA ha introdotto livelli standard di continuità del servizio per monitorare la qualità fornita ai clienti, inizialmente in termini di durata delle interruzioni e successivamente anche in termini di numero delle interruzioni, fissando “livelli obiettivo” di continuità del servizio per ciascun ambito territoriale di competenza dei diversi distributori.

In virtù di tale meccanismo di miglioramento obbligatorio, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annuali fissati da ARERA sono soggetti a penalità, calcolate in funzione dell'energia distribuita e della differenza tra il livello raggiunto ed il tendenziale assegnato. Per gli esercenti che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.

Con l'allegato A della Delibera 566/2019/R/eel, l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per gli esercenti del servizio di distribuzione per il semiperiodo regolatorio 2020-2023.

Le principali novità introdotte, rispetto alla regolazione precedentemente in vigore, riguardano i seguenti strumenti finalizzati al miglioramento delle performance di qualità ed alla riduzione del divario di qualità tra i diversi ambiti:

- regolazione speciale riguardante gli ambiti maggiormente critici per l'indicatore “numero delle interruzioni”, che si basa sull'aggiunta di un meccanismo di extra-premi/extra-penali, in aggiunta alla regolazione standard;
- esperimenti regolatori, con cui testare tecnologie innovative in grado di migliorare le performance di qualità, sia in termini di “durata delle interruzioni” che di “numero delle interruzioni”, a fronte di specifiche deroghe regolatorie fino al 2023;
- la possibilità di accedere al posticipo dal 2023 al 2025 (oppure 2027) dei target per l'indicatore “numero delle interruzioni”, in presenza di comprovate criticità strutturali;
- l'aggiunta di un meccanismo per la riduzione del divario di qualità del servizio tra ambiti, attraverso la riduzione dei premi in presenza di ambiti con penalità in due ambiti consecutivi.

I grafici successivi riportano gli indicatori della qualità del servizio 2022 sia in termini di durata cumulata annua (Figura 19) che numero medio interruzioni lunghe e brevi (Figura 20).

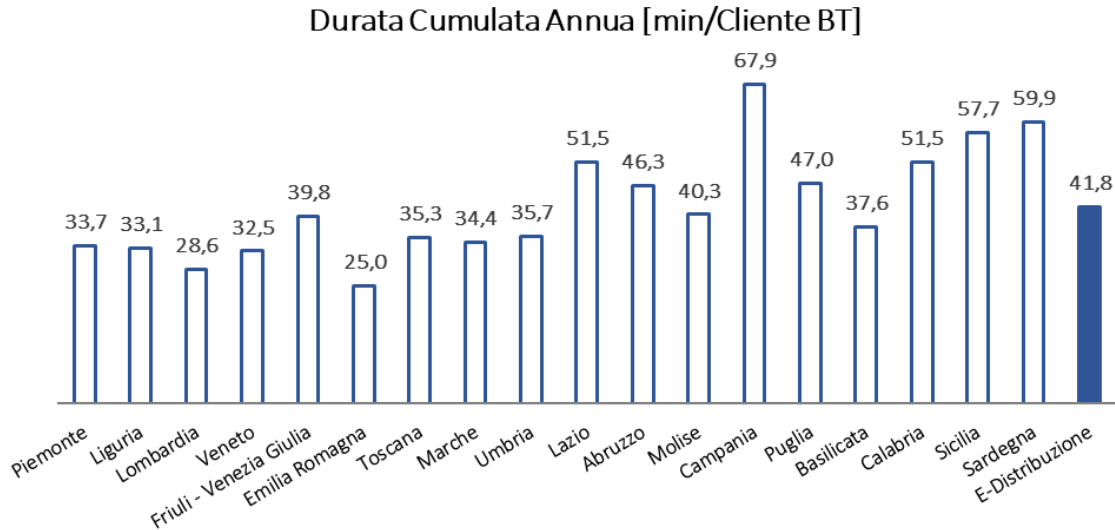


Figura 19- Indicatori della qualità del servizio 2022: durata cumulata annua interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT per regione

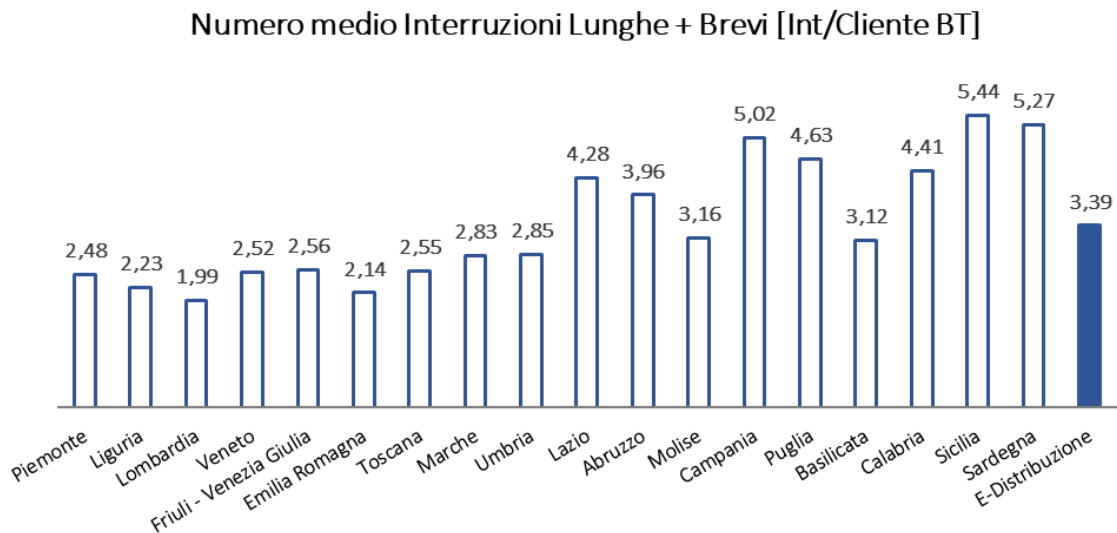


Figura 20- Indicatori della qualità del servizio 2022: numero medio interruzioni senza preavviso lunghe + brevi per cliente BT per regione

La pianificazione degli interventi per qualità del servizio

La difficoltà del presidio contemporaneo delle diverse componenti sopra citate è legata al diverso grado di efficacia dei singoli provvedimenti migliorativi della performance di rete, nei riguardi di ciascun parametro. A titolo di esempio, molti dei provvedimenti volti ad aumentare le condizioni di rialimentabilità della rete, efficaci nel contenimento degli effetti delle interruzioni prolungate ed estese e della durata cumulata delle interruzioni lunghe per cliente BT, non incidono sul numero di interruzioni né ai fini della regolazione individuale sui clienti MT né ai fini della regolazione per ambito territoriale sui clienti BT. Al contrario, molti degli interventi volti a

ridurre i fenomeni di breve durata sulla rete hanno effetto sul numero di interruzioni, ma non necessariamente anche sulla durata cumulata o sui tempi di ripristino del servizio in caso di interruzioni prolungate o estese.

Inoltre, gli interventi di efficientamento condotti con strumenti organizzativi e/o tecnologici, volti alla riduzione dei tempi di intervento su guasto, non influiscono sul numero di interruzioni per cliente BT.

In relazione alla sopra descritta complessità del sistema e alla necessità di contemperare le diverse istanze, tutte collegate a parametri di qualità del servizio, la composizione degli interventi e la loro ottimizzazione non può che avvenire con riferimento a entità territoriali, oggetto di specifica misurazione, ed al metro universale di valutazione comparativa degli interventi stessi, ossia quello economico rappresentato dai meccanismi incentivanti. Simulando gli effetti di diversi interventi, ipoteticamente alternativi, ed eseguendo analisi di sensitività, è possibile di volta in volta individuare strategie ottimali, le quali devono tenere in debito conto l'efficacia teorica degli interventi, il loro grado di complessità e modularità, la loro probabilità di completamento una volta avviati ed i tempi prevedibili per il completamento stesso.

I singoli elementi di una micro-pianificazione, come quella sopra accennata, fanno comunque capo, di norma, a linee di intervento specificatamente individuate e ottimizzate, nell'ambito delle quali sono indicate condizioni di efficacia e modalità di utilizzo delle diverse leve. Nello specifico, l'attività di investimento viene gestita mediante l'applicazione di modelli di valutazione basati sulla pianificazione dei lavori secondo criteri di redditività diversificati in funzione della tipologia d'investimento. La gestione degli investimenti in qualità del servizio, ad esempio, viene effettuata tramite l'utilizzo di metodologie di selezione degli interventi basate su principi di risk asset management, finalizzate alla riduzione del profilo di rischio di guasto ed alla massimizzazione del ritorno economico in termini di premi, o penali evitate, riconosciuti da ARERA.

Gli interventi sulle reti di distribuzione volti a ridurre il numero delle interruzioni e la loro durata consistono in:

- realizzazione di nuove linee MT, anche mediante la costruzione di nuove Cabine Primarie o centri satellite, con impatto sulla struttura delle reti di alta e media tensione;
- sostituzione di componenti della rete MT aventi caratteristiche tecniche non più adeguate;
- incremento del grado di telecontrollo e/o automazione della rete.

3.3. Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici di riferimento

La pianificazione degli interventi di sviluppo della rete elettrica di distribuzione deve garantire l'esercizio in sicurezza della rete stessa nonché, al contempo, il rispetto delle normative vigenti e dei vincoli ambientali.

Il Piano prevede pertanto interventi che hanno come fine il mantenimento delle condizioni di sicurezza sugli impianti di E-Distribuzione, inclusi quelli che si rendono necessari a seguito di modifiche normative afferenti alla sicurezza nell'esercizio degli impianti, e che comportano radicali trasformazioni dei componenti o degli assetti di rete, anche attraverso la progressiva introduzione di tecnologie innovative.

Nel Piano di Sviluppo di E-Distribuzione sono previste anche attività finalizzate, per gli impianti nuovi e quelli esistenti, a garantire il rispetto della normativa di carattere ambientale, come ad esempio gestione dei rifiuti, emissioni acustiche, campi elettromagnetici, gas ad effetto serra e PCB.

Al riguardo, per il 2023 è prevista la completa sostituzione delle poche unità rimaste di trasformatori AT/MT e MT/BT contenenti PCB nelle regioni in cui sono ancora presenti, mentre la sostituzione delle residue

apparecchiature TA/TV contenenti PCB è pianificata con un termine temporale biennale nel rispetto delle direttive comunitarie europee.

Allo stesso modo, sono previsti altri interventi volti al rinnovamento degli impianti con l'obiettivo di ridurre il rischio di incidenti ambientali o di emissioni dannose per l'ambiente. In quest'ottica si colloca, ad esempio, la sostituzione delle apparecchiature contenenti SF6.

3.4.Sviluppo della rete e sostenibilità

Fermo restando il rispetto degli standard previsti in materia di sicurezza e ambiente, i progetti di sviluppo della rete sono sempre più orientati a coniugare le esigenze di business con l'attenzione al territorio e alle comunità in cui l'azienda opera, secondo una logica di creazione di valore condiviso.

Smart Grid, resilienza, contatore 2G, sviluppo di piattaforme digitali restano i capisaldi della strategia di investimento sull'innovazione, finalizzata al miglioramento continuo dell'efficienza operativa e della qualità del servizio. A questi progetti si aggiungono iniziative sostenibili focalizzate su:

- persone, continuando a diffondere, all'interno e all'esterno dell'organizzazione, la cultura dell'energia, della sicurezza e dell'ambiente, oltre alla valorizzazione del territorio con interventi artistici sulle cabine elettriche e con la creazione di progetti specifici tesi a rafforzare i rapporti con il territorio (oasi della biodiversità o corridoio nazionale della Biodiversità);
- ecosistemi, attraverso il recupero dei materiali in ottica di economia circolare, come ad esempio il progetto di recupero dei DPI (DPI New Life), e la protezione delle aree, con interventi di messa in sicurezza delle linee per la salvaguardia dell'avifauna dal rischio accidentale di elettrocuzione e la tutela della biodiversità e ancora con l'applicazione di nuove metodologie di lavoro per ridurre al minimo gli impatti ambientali delle nuove costruzioni;
- asset, con l'implementazione di "cantieri sostenibili" in cui nuove tecnologie e materiali, come ad esempio l'olio in estere vegetale, contribuiscano a ridurre l'impatto ambientale degli impianti elettrici.

04 | PRINCIPALI INTERVENTI



Oltre alle verifiche di analisi della rete per garantire un'affidabile ed efficiente fornitura ai clienti, l'innovazione tecnologica ha costituito e costituisce per E-Distribuzione una delle principali leve di miglioramento delle performance

4. PRINCIPALI INTERVENTI

In questo capitolo vengono descritti i principali interventi di sviluppo della rete di E-Distribuzione, programmati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze emerse dallo studio dei possibili scenari evolutivi della rete stessa, come evidenziato nel precedente capitolo.

Gli interventi si suddividono in due macro-tipologie: quelli effettuati direttamente sulla rete elettrica e quelli facenti capo a progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture. Tra i primi è possibile annoverare i progetti di razionalizzazione e sviluppo della rete, suddivisi per livello di tensione, ed i progetti di innovazione tecnologica.

Tra i progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture invece, la parte più importante è costituita dagli investimenti in Information & Communication Technology, fondamentali per assicurare una gestione efficiente dei processi aziendali, l'affidabilità e la sicurezza dei servizi erogati.

Per l'elenco nominativo degli interventi non menzionati in questo capitolo si rimanda agli Allegati al presente documento.

4.1. Analisi della Rete/Fabbisogni della Rete - metodologie

La metodologia di Analisi della Rete/Fabbisogni della Rete elettrica è un processo cruciale per garantire un'affidabile ed efficiente fornitura di energia elettrica ai clienti. L'analisi della rete si basa sui dati della rete esistente e sulla previsione di sviluppo della rete futura, considerando scenari di incremento del carico e dell'energia distribuita. Il processo di analisi verifica diversi aspetti; fra i principali: la qualità del servizio, le perdite di rete, il carico e la resilienza.

Qualità del servizio

La qualità riguarda gli standard di erogazione del servizio elettrico fornito ai clienti. Le analisi della qualità tecnica consistono in: numero e durata delle interruzioni nella fornitura di energia elettrica e sulla qualità della tensione.

I distributori sono monitorati dall'autorità di regolazione del settore elettrico (ARERA) tramite gli indicatori DIL (Durata Interruzioni Lunghe) e NILB (Numero Interruzioni Lunghe e Brevi) che devono rispettare determinati target obiettivo su base territoriale.

Al fine di ottimizzare le performance di rete, si vanno ad analizzare i parametri che caratterizzano la rete di distribuzione, analizzando le criticità di struttura, componentistica, guastabilità della rete e impatto sui clienti.

Carico

Uno degli aspetti principali dell'analisi è la verifica dei carichi e gli impatti sui componenti della rete.

Le analisi sono condotte sulla rete attuale e sulla rete a tendere, valutando vari scenari di incremento a partire dai dati storici sul consumo di energia e dalla previsione delle future esigenze energetiche, per dimensionare correttamente la rete e pianificare eventuali potenziamenti e ampliamenti.

Perdite

Le perdite nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica si classificano in tecniche e commerciali.

Le perdite tecniche si verificano a causa della resistenza naturale dei conduttori e dei componenti elettrici nel sistema di distribuzione.

Le perdite commerciali sono determinate da furti/frodi di energia ed errori di misurazione.

Le strategie per ridurre le perdite tecniche nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica possono ricondursi alla ricerca di efficienza nei componenti elettrici nel sistema di distribuzione, ad esempio utilizzando cavi a bassa resistenza e trasformatori a basse perdite. L'implementazione di tecnologie avanzate di controllo e monitoraggio può contribuire a identificare e ridurre le perdite commerciali, consentendo una migliore gestione delle reti elettriche.

L'obiettivo per il distributore è pertanto quello di ridurre al minimo le perdite nell'ambito della distribuzione dell'energia elettrica, per garantire l'efficienza del sistema energetico e la sostenibilità finanziaria.

Resilienza

La resilienza di un sistema è la sua capacità di resistere a sollecitazioni estreme e di ripristinare, nel più breve tempo possibile, la propria operatività. A tal fine, quindi, non soltanto la componentistica deve essere idonea a resistere a sollecitazioni anche superiori a quelle di normale progetto, ma anche il sistema elettrico nel suo complesso deve essere in grado di reagire rapidamente ai danni subiti e tornare operativo.

La resilienza dipende dalla robustezza intrinseca dei componenti, dalla struttura della rete, dalla possibilità di effettuare riconfigurazioni della rete stessa, attraverso sistemi di controllo remoto.

Le principali cause di guasto legate ad eventi meteorologici nelle loro manifestazioni estreme con maggiore impatto sono le seguenti:

- Intense nevicate con formazione di neve o ghiaccio sui conduttori nudi delle linee aeree;
- Tempeste di vento che possono impattare le linee aeree direttamente o indirettamente;
- Ondate di calore estreme, caratterizzate da temperature elevate per più giorni consecutivi, associate a fenomeni di prolungata siccità;

Per tali tipologie di rischio, E-Distribuzione ha sviluppato, anche in collaborazione con altri enti, modelli di valutazione del rischio, per individuare gli impianti potenzialmente più critici.

4.2. Interventi su rete AT

Gli investimenti previsti nel Piano di Sviluppo riguardanti la rete di alta tensione consistono nella realizzazione di nuove Cabine Primarie e nel potenziamento e/o ampliamento di cabine già esistenti. Gli interventi possono essere così classificati, in base alla loro finalità:

- interventi di adeguamento al carico: realizzazione di Cabine Primarie finalizzate a adeguare la rete di distribuzione all'evoluzione del carico prevista nelle diverse aree territoriali, in modo da predisporre la rete alle richieste di connessione di clienti finali e produttori, oppure potenziamento e/o ampliamento, per le medesime finalità, di Cabine Primarie esistenti;
- interventi di adeguamento e rinnovo impianti: ricostruzione, completa o parziale (sostituzione di componenti o apparecchiature o parti di impianto, alla fine della vita utile o tecnologicamente non più adeguate), di Cabine Primarie esistenti;

PRINCIPALI INTERVENTI

- interventi per il miglioramento della qualità del servizio: costruzione di nuove Cabine Primarie finalizzate alla riduzione della lunghezza media delle linee MT e all'aumento del grado di contro-alimentabilità della rete MT.

Le suddette tipologie costituiscono gli interventi di sviluppo della rete, per alcuni dei quali è riportato anche uno schema indicante l'ubicazione geografica.

Per ogni intervento, indicato nel presente Piano di Sviluppo, è riportata una data di completamento, che rappresenta la migliore stima dell'esecuzione dei lavori, sulla base di diversi fattori, quali:

- individuazione e condivisione della localizzazione dell'impianto con Amministrazioni ed Enti locali;
- stima dei tempi necessari per l'ottenimento delle autorizzazioni;
- tempi di coordinamento con soggetti terzi, qualora la realizzazione dell'opera renda necessario l'intervento di altri operatori o società;
- tempi tecnici standard di realizzazione in funzione della tipologia di intervento.

Infine, il presente Piano di Sviluppo contiene anche un elenco di interventi in Cabine Primarie esistenti, per interconnessioni con la Rete di Trasmissione Nazionale definiti a seguito di coordinamento con Terna: gli 82 interventi citati nominativamente nell'Allegato 5 sono riferiti a nuovi stalli linea AT e riclassamenti di impianti AT mentre le altre tipologie di lavori, di entità più modesta, non sono citati nominativamente (essendo l'importo inferiore alla soglia di 500 k€).

Interventi sulla rete di E-Distribuzione per la compensazione dell'energia reattiva

E-Distribuzione ha effettuato, congiuntamente con Terna, analisi tecniche per ottimizzare la pianificazione degli interventi impiantistici nella rete di distribuzione, ritenuti necessari per il controllo della tensione sulla RTN e la gestione degli scambi di energia reattiva fra le due reti per ottemperare alla delibera ARERA 712/2022/R/eel. Ulteriori analisi hanno riguardato la possibilità di applicare ai punti di interconnessione tra la RTN e la rete di E-Distribuzione, soglie differenti per il prelievo o per l'immissione di energia reattiva in ragione di specificità locali.

Per quanto riguarda la pianificazione degli interventi, dalle valutazioni congiunte è emerso che, ai fini delle esigenze di regolazione della tensione della RTN, così come stabilite e individuate da Terna, sono effettivamente necessarie nel medio termine le attività, da parte di E-Distribuzione, relative alle cosiddette "aree omogenee" maggiormente critiche elencate nella Tabella 1 alla delibera ARERA 124/2023/R/eel.

Eventuali interventi nelle cosiddette "aree non omogenee", oltre a non essere prioritari potrebbero risultare controproducenti ai fini del controllo dei profili di tensione della RTN, e nelle condizioni peggiori potrebbero portare a condizioni limite (collasso di tensione).

Pertanto, E-Distribuzione realizzerà nell'arco temporale 2024-2025, interventi impiantistici di compensazione nei raggruppamenti di CP afferenti alle "aree omogenee" prioritarie di cui alla suddetta Tabella.

Allo stato attuale delle analisi congiunte con Terna, si prevede l'installazione di 19 reattori in AT, con una potenza complessiva di 818 MVAR¹.

Successivamente, saranno valutati e pianificati ulteriori interventi sulla base delle esigenze che saranno segnalate da Terna con riferimento a problematiche di regolazione di tensione eventualmente riconducibili a

¹Tale pianificazione è da considerarsi provvisoria e soggetta a modifiche, a fronte di un aggiornamento dei criteri per la definizione dei valori di potenza di compensazione target da parte di Terna.

PRINCIPALI INTERVENTI

flussi di energia reattiva in risalita verso la RTN, tenendo conto dell'effettivo impatto di tali flussi sui valori di tensione nei cosiddetti "nodi sentinella" della RTN.

Cessione apparecchiature di misura AT/AAT

E-Distribuzione, in virtù dell'Allegato B alla Delibera di ARERA n.568/2019/R/eel (Testo Integrato Misura Elettrica - TIME) e del Memorandum of Understanding sottoscritto con Terna, effettuerà la cessione delle apparecchiature di misura AT/AAT e di eventuali porzioni di impianto di rete attualmente di proprietà di ED collocati tra la rete di TERNA e gli impianti dei Clienti/SSPC, ad eccezione delle Cabine Primarie.

Connessioni

Le soluzioni tecniche per la connessione di terzi (clienti finali e produttori) sono individuate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16, alla quale pertanto si rimanda. I riferimenti regolatori per tale attività sono rappresentati dal Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC - Allegato C alla Deliberazione n. 645/2015/R/eel) e, per gli impianti di produzione, dal Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA - Allegato A alla Deliberazione Arg/elt n.99/2008 e s.m.i.). Il livello di saturazione, "virtuale" o eventualmente effettivo, raggiunto dalla rete MT in alcune aree, causato principalmente dalle connessioni attivate e/o previste di impianti di generazione da fonti rinnovabili, ha determinato la necessità di prevedere numerose nuove Cabine Primarie per consentire la connessione di nuovi impianti.

In Tabella 5 sono elencati gli impianti primari di tale tipologia per i quali, al 31/12/2022, è stata formalizzata la richiesta di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale e che risulta in corso alla data della pubblicazione del Piano di Sviluppo.

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Casalincontrada	Casalincontrada	Chieti	Abruzzo
Castel Frentano	Castel Frentano	Chieti	Abruzzo
Cupello	Cupello	Chieti	Abruzzo
San Benedetto Dei Marsi	San Benedetto dei Marsi	L'Aquila	Abruzzo
Macere	Villavallelonga	L'Aquila	Abruzzo
Bernalda	Bernalda	Matera	Basilicata
Metaponto	Bernalda	Matera	Basilicata
Salandra 2	Ferrandina	Matera	Basilicata
Irsina	Irsina	Matera	Basilicata
Craco	Matera	Matera	Basilicata
Matera Sud	Matera	Matera	Basilicata
Pisticci Sud	Pisticci	Matera	Basilicata
Pomarico	Pomarico	Matera	Basilicata
Stigliano 2	Stigliano	Matera	Basilicata
Tursi	Tursi	Matera	Basilicata
Armento	Armento	Potenza	Basilicata
Atella 2	Atella	Potenza	Basilicata
Balvano	Balvano	Potenza	Basilicata

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Corleto Nord	Corleto Perticara	Potenza	Basilicata
Cacciapaglia	Genzano di Lucania	Potenza	Basilicata
Melfi Industriale 2	Melfi	Potenza	Basilicata
Palazzo San Gervasio	Palazzo San Gervasio	Potenza	Basilicata
Paterno	Paterno	Potenza	Basilicata
Sant'Arcangelo	Sant'Arcangelo	Potenza	Basilicata
Savoia	Savoia di Lucania	Potenza	Basilicata
Boreano	Venosa	Potenza	Basilicata
Corigliano 2	Corigliano-Rossano	Cosenza	Calabria
Firmo	Firmo	Cosenza	Calabria
Mottafollone	Mottafollone	Cosenza	Calabria
Soriano 1	Soriano Calabro	Vibo Valentia	Calabria
Camporeale	Ariano Irpino	Avellino	Campania
Bisaccia	Bisaccia	Avellino	Campania
Monteverde	Bisaccia	Avellino	Campania
Greci	Greci	Avellino	Campania
Trevico	Vallesaccarda	Avellino	Campania
Baselice	Baselice	Benevento	Campania
Campolattaro	Campolattaro	Benevento	Campania
Castelfranco	Castelfranco in Miscano	Benevento	Campania
Castelpagano	Castelpagano	Benevento	Campania
San Giorgio La Molara	San Giorgio La Molara	Benevento	Campania
San Marco Dei Cavoti	San Marco dei Cavoti	Benevento	Campania
Baia Latina	Baia e Latina	Caserta	Campania
Limata	Carinola	Caserta	Campania
Sessa Aurunca 2	Cellole	Caserta	Campania
Grazzanise	Grazzanise	Caserta	Campania
Marzano Appio	Marzano Appio	Caserta	Campania
Mondragone	Mondragone	Caserta	Campania
Riardo Sud	Riardo	Caserta	Campania
Riardo	Riardo	Caserta	Campania
Teano Sud	Teano	Caserta	Campania
Villa Literno 2	Villa Literno	Caserta	Campania
Acerra Nord	Acerra	Napoli	Campania
Baronissi (*)	Baronissi	Salerno	Campania
Giffoni Ovest	Giffoni Valle Piana	Salerno	Campania
S. Agostino Ovest	Terre del Reno	Ferrara	Emilia Romagna
Sogliano	Sogliano al Rubicone	Forlì-Cesena	Emilia Romagna
Tornolo	Tornolo	Parma	Emilia Romagna
Varsi	Varsi	Parma	Emilia Romagna
Casola Valsenio Sud	Casola Valsenio	Ravenna	Emilia Romagna

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Lavezzola	Conselice	Ravenna	Emilia Romagna
Voltana Nord	Lugo	Ravenna	Emilia Romagna
Lugo	Lugo	Ravenna	Emilia Romagna
Piangipane	Ravenna	Ravenna	Emilia Romagna
Mondaino	Mondaino	Rimini	Emilia Romagna
Pennabilli	Pennabilli	Rimini	Emilia Romagna
Pontebba	Pontebba	Udine	Friuli-Venezia Giulia
Cesa Rustica	Giuliano di Roma	Frosinone	Lazio
Bosco	Sabaudia	Latina	Lazio
Roscioli	Sezze	Latina	Lazio
Lazzaria	Velletri	Roma	Lazio
Bagnoregio	Bagnoregio	Viterbo	Lazio
Canino 2	Canino	Viterbo	Lazio
Gallese	Gallese	Viterbo	Lazio
Camposcala 2	Montalto di Castro	Viterbo	Lazio
Tuscania	Tuscania	Viterbo	Lazio
Vallebona	Viterbo	Viterbo	Lazio
Cengio	Cengio	Savona	Liguria
Cantone	Cappella Cantone	Cremona	Lombardia
Curtatone	Curtatone	Mantova	Lombardia
Belmonte Ovest	Belmonte Piceno	Fermo	Marche
Fermo Est	Fermo	Fermo	Marche
Francavilla D'Ete	Francavilla d'Ete	Fermo	Marche
Cingoli	Cingoli	Macerata	Marche
Sarnano	Sarnano	Macerata	Marche
Fano Sud	Fano	Pesaro e Urbino	Marche
Pergola	Pergola	Pesaro e Urbino	Marche
Guglionesi	Guglionesi	Campobasso	Molise
Montecilfone Est	Montecilfone	Campobasso	Molise
Montenero Di Bisaccia	Montenero di Bisaccia	Campobasso	Molise
Petacciato	Petacciato	Campobasso	Molise
Petrella Tifernina	Petrella Tifernina	Campobasso	Molise
Riccia	Riccia	Campobasso	Molise
Ripabottoni	Ripabottoni	Campobasso	Molise
San Martino	San Martino in Pensilis	Campobasso	Molise
Rionero Sannitico	Rionero Sannitico	Isernia	Molise
Sangiuliano	Alessandria	Alessandria	Piemonte
Pozzolo	Pozzolo Formigaro	Alessandria	Piemonte
Bene Vagienna	Bene Vagienna	Cuneo	Piemonte
Lemie (*)	Lemie	Torino	Piemonte
Ghislarengo	Ghislarengo	Vercelli	Piemonte

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Acquaviva Est	Acquaviva delle Fonti	Bari	Puglia
Bitonto Sud	Bitonto	Bari	Puglia
Cassano	Cassano delle Murge	Bari	Puglia
Corato Est	Corato	Bari	Puglia
Gioia Del Colle Sud	Gioia del Colle	Bari	Puglia
Gioia Del Colle Ovest	Gioia del Colle	Bari	Puglia
Giovinazzo Sud	Giovinazzo	Bari	Puglia
Gravina Ovest	Gravina in Puglia	Bari	Puglia
Grumo Appula Sud	Grumo Appula	Bari	Puglia
Putignano Sud	Putignano	Bari	Puglia
Sannicandro	Sannicandro di Bari	Bari	Puglia
Santeramo (*)	Santeramo in Colle	Bari	Puglia
Terlizzi Sud	Terlizzi	Bari	Puglia
Baroni	Brindisi	Brindisi	Puglia
Marmorelle	Brindisi	Brindisi	Puglia
Brindisi Nord	Brindisi	Brindisi	Puglia
Cellino	Cellino San Marco	Brindisi	Puglia
Mesagne Nord	Mesagne	Brindisi	Puglia
Oria	Oria	Brindisi	Puglia
San Donaci Ovest	San Donaci	Brindisi	Puglia
San Vito Sud	San Vito dei Normanni	Brindisi	Puglia
Torchiarolo	Torchiarolo	Brindisi	Puglia
Apricena Sud 3	Apricena	Foggia	Puglia
Apricena Sud 2	Apricena	Foggia	Puglia
Ascoli Satriano Est	Ascoli Satriano	Foggia	Puglia
San Carlo	Ascoli Satriano	Foggia	Puglia
Ascoli Satriano 2	Ascoli Satriano	Foggia	Puglia
Tertiveri	Biccari	Foggia	Puglia
Candela 2	Candela	Foggia	Puglia
Casalvecchio Est	Casalvecchio di Puglia	Foggia	Puglia
Castelluccio	Castelluccio dei Sauri	Foggia	Puglia
Cerignola Nord	Cerignola	Foggia	Puglia
Ofanto	Cerignola	Foggia	Puglia
Amendola	Foggia	Foggia	Puglia
Foggia Sud	Foggia	Foggia	Puglia
Foggia Industriale 3	Foggia	Foggia	Puglia
Foggia Industriale 2	Foggia	Foggia	Puglia
Lesina 2	Lesina	Foggia	Puglia
Lucera Nord 2	Lucera	Foggia	Puglia
Lucera Sud 2	Lucera	Foggia	Puglia
Mezzanone	Manfredonia	Foggia	Puglia

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Monteleone	Monteleone di Puglia	Foggia	Puglia
Orta Nova Sud	Orta Nova	Foggia	Puglia
Rignano Ovest 2	Rignano Garganico	Foggia	Puglia
Rocchetta	Rocchetta Sant'Antonio	Foggia	Puglia
San Severo 2	San Severo	Foggia	Puglia
Eridania	San Severo	Foggia	Puglia
Agata	Sant'Agata di Puglia	Foggia	Puglia
Serracapriola 2	Serracapriola	Foggia	Puglia
Stornara	Stornara	Foggia	Puglia
Bisi	Troia	Foggia	Puglia
Arnesano	Arnesano	Lecce	Puglia
Campi Ovest	Campi Salentina	Lecce	Puglia
Collepasso	Collepasso	Lecce	Puglia
Galatina Nord	Galatina	Lecce	Puglia
Surbo 2	Lecce	Lecce	Puglia
Melendugno	Melendugno	Lecce	Puglia
Melpignano	Melpignano	Lecce	Puglia
Torre Lapillo	Nardò	Lecce	Puglia
Nardò 2	Nardò	Lecce	Puglia
Poggiardo	Poggiardo	Lecce	Puglia
San Donato	San Donato di Lecce	Lecce	Puglia
Zollino	Zollino	Lecce	Puglia
Castellaneta Sud	Castellaneta	Taranto	Puglia
Crispiano Ovest	Crispiano	Taranto	Puglia
Fragagnano	Fragagnano	Taranto	Puglia
Ginosa Ovest	Ginosa	Taranto	Puglia
Chiancone	Laterza	Taranto	Puglia
Lizzano Sud	Lizzano	Taranto	Puglia
Montemesola	Montemesola	Taranto	Puglia
San Basilio	Mottola	Taranto	Puglia
Palagianò Sud	Palagianò	Taranto	Puglia
Taranto Appia	Taranto	Taranto	Puglia
Macchiareddu	Uta	Cagliari	Sardegna
Macchiareddu 1	Uta	Cagliari	Sardegna
Orani	Orani	Nuoro	Sardegna
Sindia	Sindia	Nuoro	Sardegna
Albagiara	Albagiara	Oristano	Sardegna
Arborea	Arborea	Oristano	Sardegna
Bonarcado	Bonarcado	Oristano	Sardegna
Boroneddu	Boroneddu	Oristano	Sardegna
S. Sofia	Laconi	Oristano	Sardegna

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Laconi	Laconi	Oristano	Sardegna
S. Anna	Marrubiu	Oristano	Sardegna
Samugheo	Samugheo	Oristano	Sardegna
Arcidano	San Nicolò d'Arcidano	Oristano	Sardegna
Sennariolo	Sennariolo	Oristano	Sardegna
Tramatza	Tramatza	Oristano	Sardegna
Ardara	Ardara	Sassari	Sardegna
Bonorva Ed	Bonorva	Sassari	Sardegna
M. Cujaru	Bonorva	Sassari	Sardegna
Erula	Erula	Sassari	Sardegna
Florinas	Florinas	Sassari	Sardegna
Ittiri 2	Ittiri	Sassari	Sardegna
Loiri	Loiri Porto San Paolo	Sassari	Sardegna
Luras	Luras	Sassari	Sardegna
Laerru	Martis	Sassari	Sardegna
Mores	Mores	Sassari	Sardegna
Mores 2	Mores	Sassari	Sardegna
Nule	Nule	Sassari	Sardegna
Olbia 3	Olbia	Sassari	Sardegna
Perfugas	Perfugas	Sassari	Sardegna
Ploaghe Ed	Ploaghe	Sassari	Sardegna
Sassari Ovest	Sassari	Sassari	Sardegna
San Pasquale	Sassari	Sassari	Sardegna
Campanedda	Sassari	Sassari	Sardegna
Baratz	Sassari	Sassari	Sardegna
Telti	Telti	Sassari	Sardegna
Tula 2	Tula	Sassari	Sardegna
Uri	Uri	Sassari	Sardegna
Paringianu	Carbonia	Sud Sardegna	Sardegna
Barega	Carbonia	Sud Sardegna	Sardegna
Decimoputzu	Decimoputzu	Sud Sardegna	Sardegna
Dolianova	Dolianova	Sud Sardegna	Sardegna
Donori	Donori	Sud Sardegna	Sardegna
Giba	Giba	Sud Sardegna	Sardegna
Nuraxi Figus	Gonnesa	Sud Sardegna	Sardegna
Gonnesa	Gonnesa	Sud Sardegna	Sardegna
Mandas	Mandas	Sud Sardegna	Sardegna
Monastir	Monastir	Sud Sardegna	Sardegna
Nuraminis	Nuraminis	Sud Sardegna	Sardegna
Ortacesus	Ortacesus	Sud Sardegna	Sardegna
Segariu	Segariu	Sud Sardegna	Sardegna

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Serramanna	Serramanna	Sud Sardegna	Sardegna
Siliqua 2	Siliqua	Sud Sardegna	Sardegna
Vallermosa	Vallermosa	Sud Sardegna	Sardegna
Acqua Cotta	Vallermosa	Sud Sardegna	Sardegna
Villasor 5	Villasor	Sud Sardegna	Sardegna
Platani	Comitini	Agrigento	Sicilia
Lago San Giovanni 2	Naro	Agrigento	Sicilia
Lago Arancio	Sambuca di Sicilia	Agrigento	Sicilia
Ficuzza	Butera	Caltanissetta	Sicilia
Judeca	Butera	Caltanissetta	Sicilia
Ramilia Gd	Caltanissetta	Caltanissetta	Sicilia
Gela 4	Gela	Caltanissetta	Sicilia
Riesi	Riesi	Caltanissetta	Sicilia
Sigonella 2	Belpasso	Catania	Sicilia
Badia	Mineo	Catania	Sicilia
Margherita	Mineo	Catania	Sicilia
Ramacca	Ramacca	Catania	Sicilia
Agira	Agira	Enna	Sicilia
Aidone	Aidone	Enna	Sicilia
Castelferrato	Gagliano Castelferrato	Enna	Sicilia
Piazza Armerina 2	Piazza Armerina	Enna	Sicilia
Mistretta	Mistretta	Messina	Sicilia
Caccamo	Caccamo	Palermo	Sicilia
Castellana Sicula	Castellana Sicula	Palermo	Sicilia
Riena	Castronovo di Sicilia	Palermo	Sicilia
Cavaliere	Contessa Entellina	Palermo	Sicilia
Gibellina	Monreale	Palermo	Sicilia
Lago Poma	Monreale	Palermo	Sicilia
Filaga	Prizzi	Palermo	Sicilia
Solare	Roccamena	Palermo	Sicilia
Pianetto	Santa Cristina Gela	Palermo	Sicilia
Chiaramonte Gulfi	Chiaramonte Gulfi	Ragusa	Sicilia
Coffa	Chiaramonte Gulfi	Ragusa	Sicilia
Ispica	Ispica	Ragusa	Sicilia
Augusta 3	Augusta	Siracusa	Sicilia
Carlentini	Carlentini	Siracusa	Sicilia
Piana Catena	Carlentini	Siracusa	Sicilia
Biviere	Lentini	Siracusa	Sicilia
Melilli Ed	Melilli	Siracusa	Sicilia
Belluzza	Melilli	Siracusa	Sicilia
Noto Sud	Noto	Siracusa	Sicilia

PRINCIPALI INTERVENTI

Denominazione	Comune	Provincia	Regione
Canicattini Bagni	Siracusa	Siracusa	Sicilia
Calatafimi Segesta	Calatafimi-Segesta	Trapani	Sicilia
Battaglia	Castellammare del Golfo	Trapani	Sicilia
Antalbo	Mazara del Vallo	Trapani	Sicilia
Vignale	Mazara del Vallo	Trapani	Sicilia
Salemi 2	Salemi	Trapani	Sicilia
Salemi 3	Salemi	Trapani	Sicilia
Ummari	Trapani	Trapani	Sicilia
Cavriglia	Cavriglia	Arezzo	Toscana
Pitigliano	Pitigliano	Grosseto	Toscana
Pietrafitta 2	Piegaro	Perugia	Umbria
Stanghella	Stanghella	Padova	Veneto
Grillara	Ariano nel Polesine	Rovigo	Veneto
Bagnolo	Bagnolo di Po	Rovigo	Veneto
Saguedo	Lendinara	Rovigo	Veneto
Cona	Venezia	Venezia	Veneto
Capitello	Villa Bartolomea	Verona	Veneto

Tabella 5- Cabine Primarie, previste prevalentemente per la connessione di produttori da fonti rinnovabili, con richiesta di connessione alla RTN formalizzata a Terna S.p.A.

(*) Impianti che hanno anche finalità di adeguamento al carico.

Interventi per lo sviluppo della rete

Si riportano di seguito gli interventi per lo sviluppo della rete per singola regione.

Regione Liguria

Figura 21- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Liguria

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Antoniana” (SP)

La nuova Cabina Primaria Antoniana verrà realizzata nella città di La Spezia (SP). L’impianto consentirà di soddisfare le richieste di energia legate ai nuovi insediamenti residenziali e commerciali in fase di sviluppo. Inoltre, permetterà di far fronte agli incrementi di carico in area portuale a seguito del programmato insediamento di centri commerciali per il turismo e dell’iniziativa “porti verdi” per l’alimentazione elettrica da terra delle navi ormeggiate.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Torrighia” (GE)

La nuova Cabina Primaria Torriglia verrà realizzata in sostituzione del centro satellite omonimo. L’evoluzione dell’impianto in nuova Cabina Primaria consentirà il miglioramento della qualità del servizio elettrico in una vasta area dell’entroterra genovese che comprende i comuni di Torriglia, Rovegno, Casella Valbrevenna, Propata, Rondanina, Montebruno, Rezzoaglio, Santo Stefano d’Aveto, Montoggio e Neirone.

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 32 MVA.

L’intervento è finalizzato all’incremento della disponibilità di potenza della rete di distribuzione in media e bassa tensione al fine di garantire il fenomeno dell’elettrificazione dei consumi. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

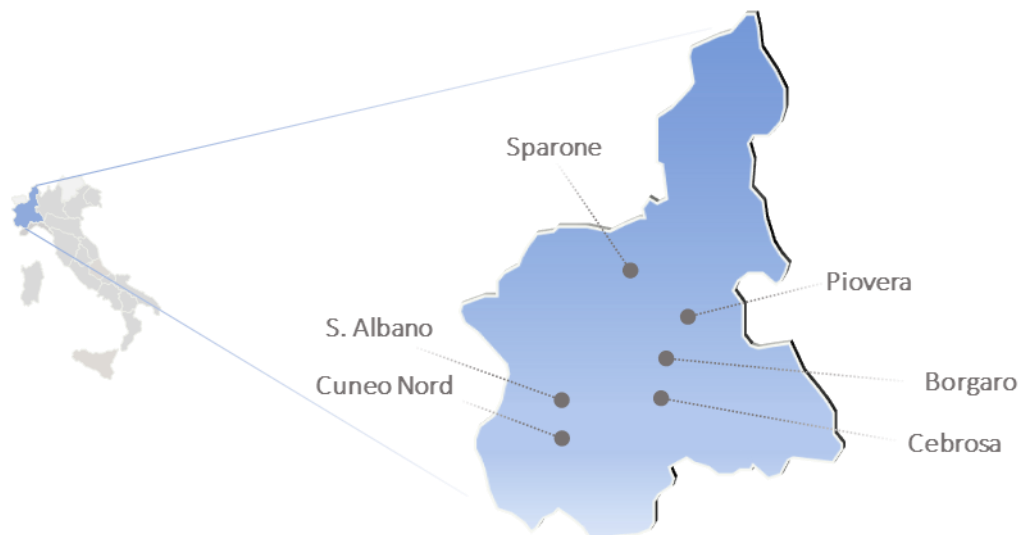
Regione Piemonte

Figura 22- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Piemonte

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Sparone” (TO)

La futura Cabina Primaria “Sparone” (ex “Locana”) sarà realizzata per soddisfare le richieste di connessione di nuove centrali idroelettriche di media potenza nella Valle dell’Orco (TO). L’impianto sarà collegato in entra-esce sulla linea a 132 kV “Rosone – Bardonetto – Pont” in un’area localizzata nel territorio del Comune di Sparone.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cuneo Nord” (CN)

La nuova Cabina Primaria “Cuneo Nord” sarà realizzata nel territorio del Comune di Cuneo e si rende necessaria per ottenere l’immissione di potenza elettrica e il miglioramento della qualità del servizio elettrico in una vasta area della provincia di Cuneo, in adiacenza al capoluogo. L’impianto sarà collegato in entra-esce sulla linea AT a 132 kV “San Rocco - Busca”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cebrosa” (TO)

La nuova Cabina Primaria “Cebrosa” sarà realizzata nel territorio nord-ovest della città di Settimo Torinese al fine di alimentare nuove forniture legate a sviluppi urbanistici a destinazione terziario e industria previsti dal Piano Regolatore Comunale. In particolare, l’impianto dovrà soddisfare le forniture per il prossimo insediamento di Centri di Elaborazione Dati. La Cabina Primaria sarà collegata alle tre linee componenti l’elettrodotto AT 132 kV T.519 “Rondissone-Leinì-Iveco Stura”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Piovera” (AL)

La nuova Cabina Primaria Piovera verrà realizzata nel territorio della provincia di Alessandria e consentirà il miglioramento del servizio elettrico in un’area che comprende i comuni di Alluvioni Piovera, Sale, Rivarone, Montecastello.

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza di trasformazione installata pari a 80 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "S. Albano" (CN)

La nuova Cabina Primaria S. Albano verrà realizzata nel territorio della provincia di Cuneo e consentirà il miglioramento del servizio elettrico in un'area che comprende i comuni di Sant'Albano Stura, Morozzo, Montanera, Rocca de Baldi e Trinità.

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 50 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Rifacimento stazione di trasformazione AT/MT "Borgaro" (TO)

La stazione elettrica AT/MT "Borgaro" sarà completamente ristrutturata ed integrata nel sistema elettrico di E-Distribuzione, attraverso la completa sostituzione dell'impianto AT / MT attualmente 132 / 27 kV con una nuova Cabina Primaria comprendente n. 3 linee AT, n. 2 trasformazioni AT/MT 132/15 kV e una nuova Sezione MT 15 kV.

Regione Lombardia

Figura 23- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Lombardia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vulcano CDS” (MI)

La nuova Cabina Primaria interessa il territorio del Comune di Sesto San Giovanni, situato al confine nord-est di Milano. L’area è alimentata dalle Cabine Primarie di Sesto San Giovanni e Cinisello che presentano criticità di rialimentazione per effetto dell’incremento del carico derivante dall’avvenuta riqualificazione dell’area ex industriale dismessa, denominata “Vulcano”.

L’intervento permetterà di soddisfare anche l’ulteriore incremento di carico atteso per la futura riqualificazione dell’area dismessa “Falk” (3,2 km²), nella quale troverà collocazione la nuova infrastruttura ospedaliera denominata “Città della Salute e della ricerca”.

Inoltre, l’impianto garantirà disponibilità di potenza sulla rete di distribuzione in media e bassa tensione per soddisfare il previsto fenomeno di elettrificazione dei consumi, contribuendo al miglioramento del grado infrastrutturale della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ponte” (BG)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Ponte San Pietro. L’area in esame, compresa nella provincia di Bergamo, interessa 11 Comuni e 28 mila clienti su una superficie di circa 45 km², e presenta criticità a livello di rialimentazione.

L’intervento, oltre a sanare le attuali criticità aumentando la qualità del servizio offerto, permetterà di soddisfare l’ulteriore incremento di carico atteso in un territorio tra i più dinamici a livello artigianale/industriale lombardo.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Torvecchia Pia” (PV)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Torvecchia Pia. L’area in esame, compresa nella provincia di Pavia e Lodi, interessa 14 Comuni e 22 mila clienti su una superficie di circa 150 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della disponibilità di potenza della rete di distribuzione in media e bassa tensione, al fine di garantire il fenomeno dell'elettrificazione dei consumi. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Pizzale" (PV)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Pizzale. L'area in esame, compresa nella provincia di Pavia, interessa 10 Comuni e 7 mila clienti su una superficie di circa 100 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 50 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Orio Litta" (LO)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Orio Litta. L'area in esame, compresa nella provincia di Lodi e Pavia, interessa 7 Comuni e 13 mila clienti su una superficie di circa 120 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 50 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Livigno" (SO)

La nuova Cabina Primaria interessa i Comuni di Livigno e di Valdidentro, territori dell'alta Valtellina in Provincia di Sondrio, e 10 mila Clienti su una superficie oltre 400 km², con altitudine minima dell'abitato variabile tra i 1.350 ai 1.800 m s.l.m.

La Cabina sarà collegata in doppia antenna da rete RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L'impianto garantirà disponibilità di potenza sulla rete di distribuzione in media e bassa tensione per soddisfare le numerose richieste di elettrificazione dei consumi presenti nell'aera, contribuendo al miglioramento del grado infrastrutturale della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Significativa importanza sull'incremento di richiesta energetica è ricoperta dall'evento sportivo della XXV Olimpiadi e Paralimpiadi Invernali di Milano e Cortina 2026 che si terrà nel febbraio 2026.

L'intervento promuoverà lo sviluppo sostenibile, apportando numerosi e duraturi benefici sociali.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Valdaro" (MN)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Mantova, a Sud/Est della città. L'area in esame coinvolge parte della città di Mantova, 3 Comuni limitrofi della omonima provincia e 32 mila clienti su una superficie di circa 200 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

PRINCIPALI INTERVENTI

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Sarà, inoltre, possibile soddisfare le ulteriori richieste di incremento di carico atteso dalla lottizzazione Olmolungo Valdaro (3 km²) in Comune di Mantova, nella quale troveranno ubicazioni nuove iniziative artigianali/industriali.

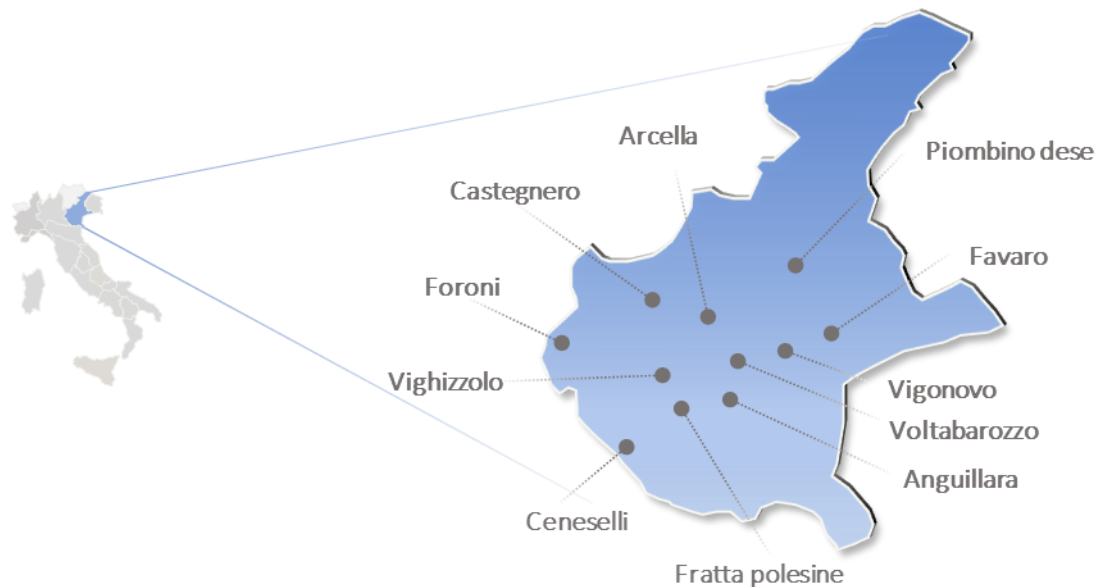
Regione Veneto

Figura 24- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Veneto

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Foroni" (VR)

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT collocate a sud della provincia di Verona migliorando l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi.

Inoltre, l'impianto garantirà l'aumento della capacità della rete di distribuzione, in media e bassa tensione, per soddisfare le nuove richieste per impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Castegnero" (VI)

La nuova Cabina Primaria permetterà la riduzione della potenza erogata dalla Cabina Primaria di Montegalda (VI), caratterizzata da limiti di assorbimento previsti dalla convenzione di allacciamento alla rete AT. Grazie al nuovo impianto, sarà possibile migliorare l'assetto della rete MT con benefici sulla qualità della tensione nell'area situata a sud di Vicenza, caratterizzata da linee MT di elevata lunghezza media con problemi di contro-alimentabilità.

Inoltre, l'impianto garantirà l'aumento della capacità della rete di distribuzione, in media e bassa tensione, per soddisfare le nuove richieste per impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Favaro” (VE)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Venezia, ed interesserà la parte Nord-Est della Città; sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della disponibilità di potenza della rete di distribuzione in media e bassa tensione al fine di garantire il fenomeno dell'elettrificazione dei consumi. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vigonovo” (VE)

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT collocate a sud della provincia di Venezia e a ovest della provincia di Padova, migliorando l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi. L'inserimento del nuovo impianto primario consentirà la riduzione delle lunghezze medie delle linee MT collocate nell'area, con effetto di riduzione delle correnti di guasto monofase a terra delle CP limitrofe (CP Dolo e CP Piove di Sacco).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ceneselli” (RO)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Ceneselli. L'area in esame, compresa nella provincia di Rovigo, interesserà i Comuni di Ceneselli e Trecenta su una superficie di circa 46,15 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 50 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fratta Polesine” (RO)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Fratta Polesine. L'area in esame, compresa nella provincia di Rovigo, interesserà i Comuni di Fratta Polesine e Villamarzana su una superficie di circa 21 km²,

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 50 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Piombino Dese” (PD)

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT poste a sud delle zone industriali di Castelfranco Veneto (TV), Resana (TV) e Piombino Dese (PD) migliorando l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi.

Inoltre, l'impianto garantirà l'aumento della capacità della rete di distribuzione, in media e bassa tensione, per soddisfare le nuove richieste per impianti di produzione da fonti rinnovabili.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vighizzolo” (PD)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Vighizzolo d'Este. L'area in esame, compresa nella provincia di Padova interessa 5 Comuni e 4 mila clienti su una superficie di circa 72 km²,

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Anguillara" (PD)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Anguillara Veneta. L'area in esame, compresa nella provincia di Padova, interessa 3 Comuni e 8 mila clienti su una superficie di circa 59 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Arcella" (PD)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Padova, a Nord della città. L'area in esame coinvolge parte della città di Padova, 4 Comuni limitrofi della omonima provincia e 29 mila clienti su una superficie di circa 65 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 126 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della disponibilità di potenza della rete di distribuzione in media e bassa tensione al fine di garantire il fenomeno dell'elettrificazione dei consumi. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Voltabarozzo" (PD)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Padova, a Sud della città. L'area in esame coinvolge parte della città di Padova, 3 Comuni limitrofi della omonima provincia e 19 mila clienti su una superficie di circa 37 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 126 MVA.

L'intervento è finalizzato all'incremento della disponibilità di potenza della rete di distribuzione in media e bassa tensione al fine di garantire il fenomeno dell'elettrificazione dei consumi. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

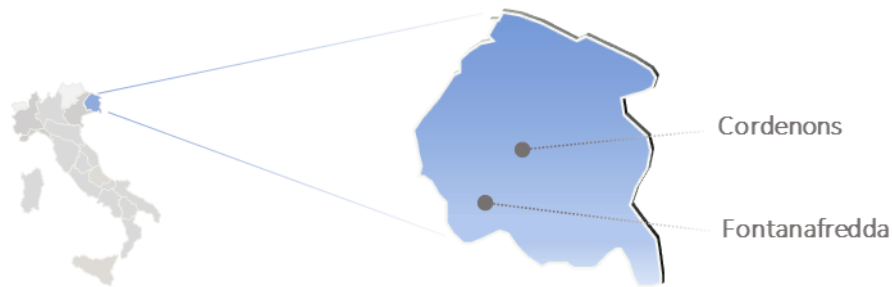
Regione Friuli Venezia Giulia

Figura 25- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Friuli Venezia Giulia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fontanafredda” (PN)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Fontanafredda. L’area in esame, compresa nella provincia di Pordenone, interessa 3 Comuni e 10 mila clienti su una superficie di circa 79 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L’intervento è finalizzato all’incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cordenons” (PN)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel Comune di Cordenons. L’area in esame, interesserà la Città di Pordenone, 2 Comuni limitrofi dell’omonima provincia e 25 mila clienti su una superficie di circa 60 km².

La Cabina sarà collegata in entra-esce sulla RTN ed avrà una potenza installata di trasformazione di 80 MVA.

L’intervento è finalizzato all’incremento della disponibilità di potenza della rete di distribuzione in media e bassa tensione al fine di garantire il fenomeno dell’elettrificazione dei consumi. Inoltre, contribuirà al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio.

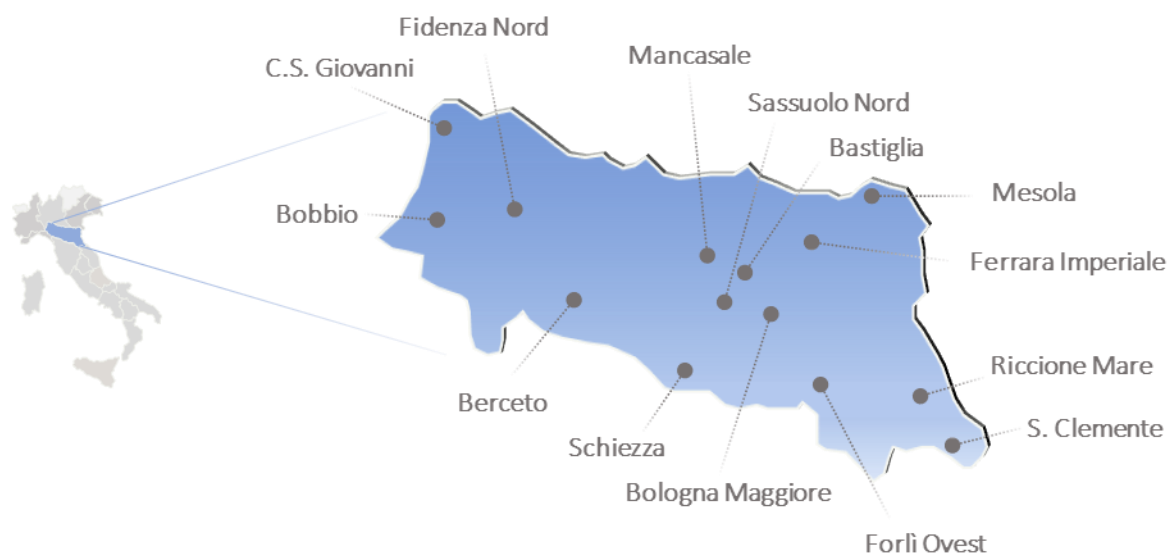
Regione Emilia-Romagna

Figura 26- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Emilia Romagna

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Mancasale” (RE)

L’inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l’area di Mancasale e Bagnolo e di soddisfare le nuove richieste di potenza previste nell’area industriale di Mancasale.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bologna Maggiore (ex Tanari)” (BO)

La realizzazione del nuovo impianto è funzionale a molteplici esigenze del sistema elettrico nel capoluogo emiliano, in particolare al soddisfacimento delle crescenti richieste di carico dell’Ospedale Maggiore, all’alimentazione della prima tratta della metro tranvia e ai carichi derivanti dagli sviluppi urbanistici in zona.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fidenza Nord” (PR)

La realizzazione del nuovo impianto si rende necessaria a causa delle esigenze di adeguamento della rete MT al carico, per le quali il solo potenziamento della rete non sarebbe sufficiente. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT dell’area industriale di Fidenza e di soddisfare le nuove richieste di allacciamento.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bobbio” (PC)

L’inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l’area montana di Piacenza.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Berceto” (PR)

L’inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l’area montana di Parma nell’ambito a bassa concentrazione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Mesola" (FE)

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Est di Ferrara nell'ambito a media concentrazione.

Potenziamento stazione di trasformazione AT/MT "Riccione Mare" (RN)

Il potenziamento della Cabina Primaria esistente si rende necessario per far fronte a criticità esistenti nel periodo estivo dovute all'esercizio con un solo TR in caso di guasto. Area ad alto impatto mediatico e alimentante anche l'area Sud di Rimini nell'ambito ad alta concentrazione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Schiezza" (RE)

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT, alimentante l'area Est di Reggio Emilia, nell'ambito a bassa concentrazione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Bastiglia" (MO)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "C.S. Giovanni" (PC)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ferrara Imperiale" (FE)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Forlì Ovest" (FC)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "S. Clemente" (RN)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Sassuolo Nord" (MO)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

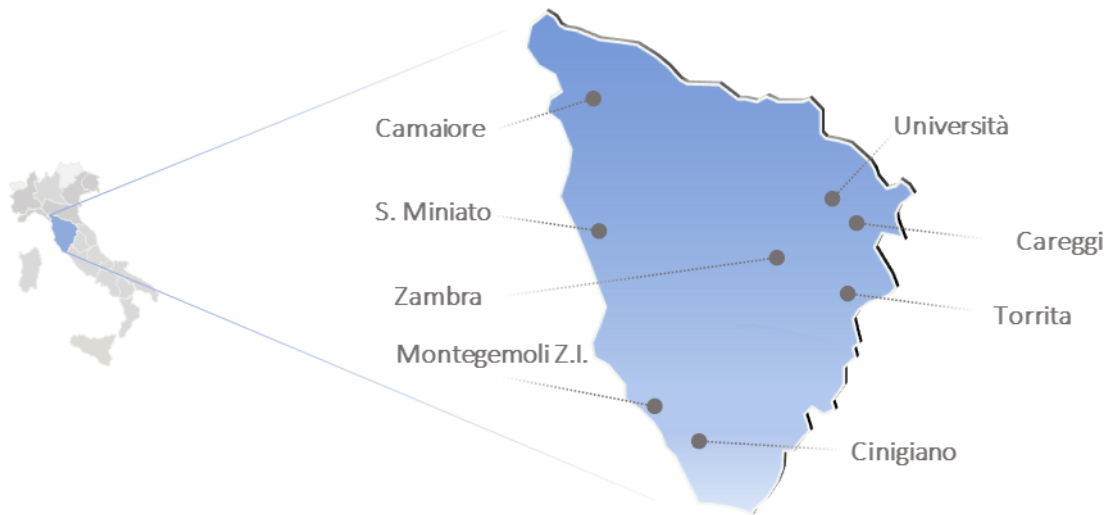
Regione Toscana

Figura 27- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Toscana

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Università" (FI)

La nuova Cabina Primaria consentirà di far fronte ai nuovi carichi previsti (circa 30 MW) nell'ambito del polo scientifico universitario e dell'aeroporto di Peretola, nelle aree di Castello e Osmannoro (Comune di Sesto Fiorentino), nonché agli sviluppi in corso e previsti nei prossimi anni in termini di carichi sia passivi che attivi, anche di notevole taglia.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Cinigiano" (GR)

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Nord-Est di Grosseto nell'ambito a bassa concentrazione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "San Miniato" (PI)

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Sud del Comune di S. Miniato nell'ambito a media concentrazione di Pisa.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Torrita" (SI)

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area Sud-Est di Siena nell'ambito a media concentrazione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Careggi” (FI)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Montegemoli ZI” (PI)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Zambra” (SI)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Camaione” (LU)

L'inserimento della nuova Cabina Primaria si rende necessario per far fronte a criticità esistenti sulla rete MT, per le quali non è sufficiente il solo potenziamento della rete stessa. La nuova Cabina Primaria consentirà di ottimizzare la rete MT alimentante l'area interna alla Versilia nell'ambito a Media concentrazione di Lucca.

Regione Umbria

Figura 28- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Umbria

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Castel Giorgio” (TR)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ferentillo” (TR)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Gualdo Tadino 2” (PG)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Trasimeno” (PG)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

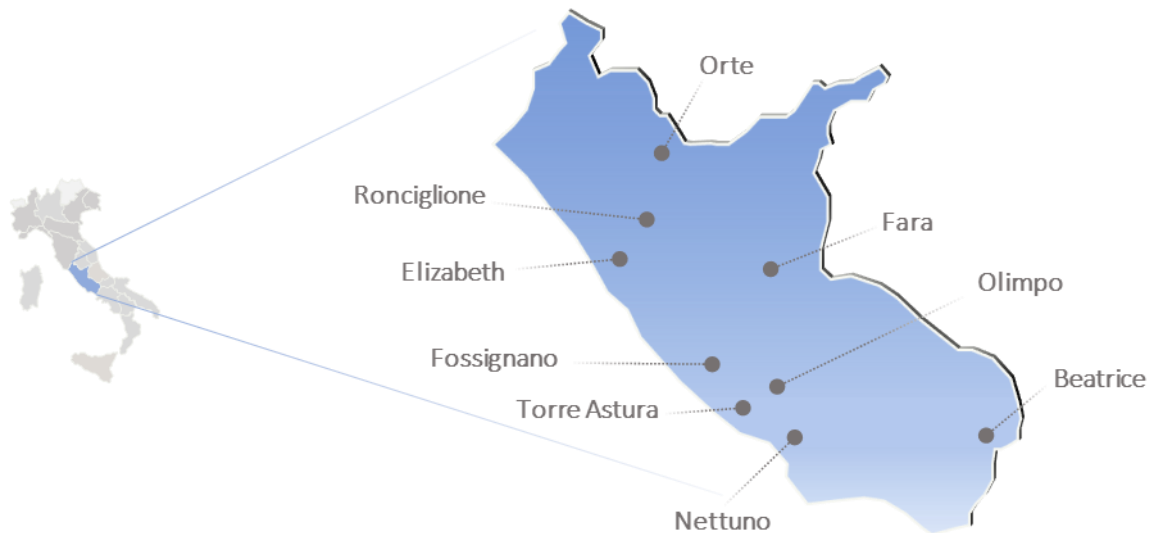
Regione Lazio

Figura 29- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Lazio

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Orte" (VT)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Orte è necessaria per far fronte alle esigenze di adeguamento al carico nell'area. Infatti, la nuova cabina sostituirà quella esistente, ubicata su suolo di RFI, che non può essere ampliata e potenziata a causa della mancanza degli spazi necessari.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Olimpo" (LT)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Olimpo è prevista per far fronte ad una previsione di crescita di carico nell'area del Comune di Aprilia, che a regime arriverà a circa 20 MW. La nuova Cabina Primaria, oltre a soddisfare l'ingente richiesta di carico, consentirà di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiuse verso l'esistente Cabina Primaria di Aprilia.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ronciglione" (VT)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Ronciglione è prevista per garantire il miglioramento della qualità del servizio negli ambiti di media e bassa concentrazione della provincia di Viterbo, sede di insediamenti produttivi e residenziali in espansione. La nuova Cabina Primaria, oltre al miglioramento della qualità in termini di riduzione della durata e del numero di interruzioni, consentirà la razionalizzazione dell'assetto della rete MT, con redistribuzione dei carichi e riduzione delle lunghezze delle linee MT nell'area fra le Cabine Primarie esistenti di: Bassano, Vignanello, Civita Castellana 2 e Settevene.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Fara" (RI)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Fara è prevista per far fronte ad una previsione di crescita di carico nell'area del Comune di Fara in Sabina e dei comuni limitrofi, stimata a regime fino a circa 20 MW. La nuova Cabina Primaria, oltre a soddisfare l'ingente richiesta di carico, consentirà di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiuse verso l'esistente Cabina Primaria di Colonna.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Fossignano" (LT)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Fossignano è prevista per far fronte alla criticità di carico del centro satellite Tor San Lorenzo, nell'area del Comune di Aprilia. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di soddisfare le richieste di potenza nella nuova Zona Industriale del Comune di Aprilia, ottimizzando nel contempo e migliorando l'esercizio delle attuali uscenti MT della CP di Aprilia.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Nettuno" (RM)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Nettuno è prevista per far fronte alla criticità di carico zona costiera di Nettuno e Anzio. La nuova Cabina Primaria, oltre a soddisfare l'ingente richiesta di carico, consentirà di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiuse verso l'esistente Cabina Primaria di Latina Lido e Lavinio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Beatrice" (FR)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Elizabeth" (VT)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Torre Astura" (LT)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Regione Marche

Figura 30- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Marche

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Campofilone” (FM)

La nuova Cabina Primaria di Campofilone è prevista in sostituzione della attuale Cabina Primaria Pedaso, caratterizzata da una sezione AT con tensione non unificata a 60 kV.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Senigallia Ovest” (AN)

L’inserimento della Cabina Primaria Senigallia Ovest (AN) consentirà di migliorare la qualità del servizio nelle aree a bassa e media concentrazione nella provincia di Ancona. Attualmente tale area è alimentata dalle CP di Senigallia (AN), San Lorenzo in Campo (PU) e Mondolfo (PU). Con la nuova Cabina Primaria sarà possibile dimezzare la lunghezza media delle linee MT presenti nell’area.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Villa Potenza” (MC)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Villa Potenza è prevista per migliorare la qualità del servizio nell’ambito di media concentrazione della provincia di Macerata. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l’esercizio della attuale rete MT, alimentando parte della città di Macerata alleggerendo il carico della CP Corneto.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Jesi Est” (AN)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Jesi Est è prevista per migliorare la qualità del servizio nell’ambito di media concentrazione della provincia di Ancona. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l’esercizio della attuale rete MT, alimentando la zona industriale di Jesi ed i comuni di Monsano e Chiaravalle. La sua realizzazione porterebbe ad una maggiore interconnessione con la rete MT esistente permettendo la riduzione del carico delle Cabine Primarie di Jesi, Camerata Picena e Rocca Priora.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Lunano” (PU)

L’intervento ha l’obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Marischio” (AN)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

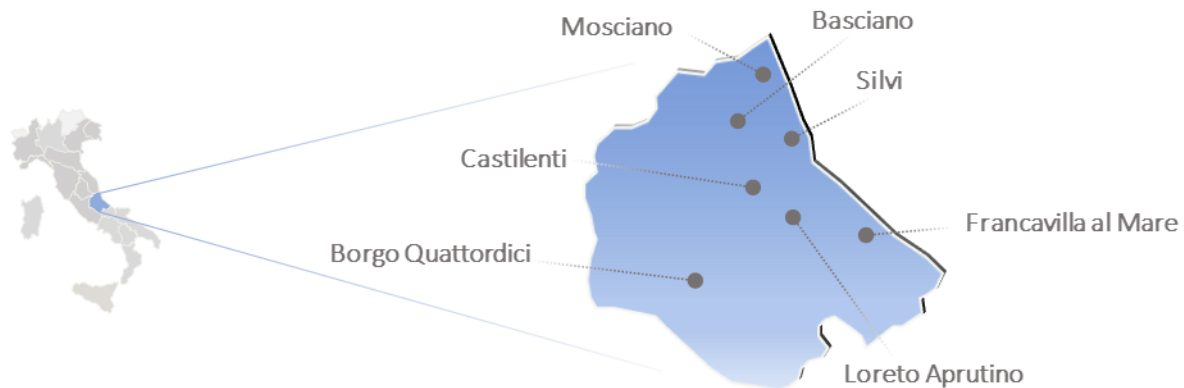
Regione Abruzzo

Figura 31- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Abruzzo

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Basciano” (TE)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Basciano è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di bassa concentrazione della provincia di Teramo. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, con richiuse verso le Cabine Primarie esistenti di Teramo ZI, Teramo Città e Cellino Attanasio. Ancora in corso le problematiche nel reperimento dell'area, il progetto è oggetto di revisione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Castilenti” (TE)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Castilenti è prevista per migliorare la qualità del servizio nell'ambito di bassa concentrazione della provincia di Teramo. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l'esercizio della attuale rete MT, alleggerendo il carico della CP Penne.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Borgo Quattordici (Ex Celano)” (AQ)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Silvi” (TE)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Mosciano” (TE)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Loreto Aprutino” (PE)

L'intervento ha l'obiettivo di favorire la connessione di unità di generazione diffusa utilizzando fonti rinnovabili disponibili sul territorio, aumentando la capacità di connessione della rete di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Francavilla al Mare” (CH)

L'intervento ha l'obiettivo di aumentare la capacità e la potenza a disposizione per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici, con un impatto sulle utenze che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della generazione distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane.

Regione Puglia

Figura 32- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Puglia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bari San Giorgio” (BA)

L'ubicazione della Cabina Primaria è in area urbana nel territorio di Bari e la sua ubicazione consentirà di realizzare linee MT a “congiungente” con la Cabina Primaria Bari Sud, per far fronte in maniera ottimale all'aumento di carico dell'area.

Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Loseto - Mola”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Foggia Nord” (FG)

L'area urbana nord della città di Foggia è alimentata con linee MT che partono dalla sezione MT della SE Foggia 380 di Terna. Le linee urbane sono abbastanza lunghe ed alimentano un numero consistente di Cabine Secondarie e di conseguenza molti clienti BT.

L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della sezione MT della SE Foggia 380, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una

maggior infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in doppia antenna su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica RTN 380/150 kV di Foggia.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Polignano" (BA)

L'area costiera di Polignano è prevalentemente a vocazione turistica ed è alimentata con linee MT che partono da una cabina di smistamento. Le linee urbane alimentano un numero consistente di clienti BT; le linee rurali sono molto lunghe e costituite da conduttori nudi con numerose Cabine Secondarie e conseguentemente numerosi clienti BT alimentati. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee dello smistamento, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Conversano – Polignano FS". A tale CP sarà inoltre da collegare un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV proveniente da CP "Monopoli".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Foggia Onoranza" (FG)

L'area rurale ad est di Foggia è alimentata con linee MT che partono dalla CP Foggia Industriale nella quale sono già installati 3 trasformatori AT/MT. Il diffondersi degli impianti di produzione di piccola e media taglia hanno prodotto un notevole incremento delle linee MT in cavo aereo e cavo sotterraneo con un conseguente aumento delle correnti di guasto monofase a terra. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della CP Foggia Industriale, ad una riduzione delle correnti di guasto monofase a terra, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Foggia - Trinitapoli".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Troia Est (ex Borgo Segezia)" (FG)

La realizzazione della Cabina Primaria Borgo Segezia si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area a Sud Ovest di Foggia. La clientela, circa 15.000 clienti BT della Media Concentrazione di Foggia, è attualmente alimentata da linee lunghe e con molti clienti in uscita dalla CP Foggia Città e dalla CP Troia. L'area è anche interessata da numerose richieste di connessione di impianti di produzione da fonti rinnovabili di media e piccola taglia. Sarà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "SE 150 kV Troia – CP Troia", previa realizzazione degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo di Terna nell'area: il futuro collegamento "Foggia – Accadia" con entra – esce su SE RTN Orsara (intervento 519-P) e il futuro collegamento a 150 kV "SE 380/150 kV Troia – CP Troia – SE 150 kV Troia/EOS 1" (intervento 505-P).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ostuni Mare" (BR)

L'area costiera di Ostuni è prevalentemente a vocazione turistica ed è alimentata con linee MT molto lunghe che partono dalla CP Ostuni. Le linee alimentano numerose Cabine Secondarie e conseguentemente numerosi clienti BT. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della CP Ostuni, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Fasano – Ostuni".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Altamura Nord" (BA)

L'area urbana della città di Altamura è alimentata con linee MT che partono dalla CP Altamura. Le linee urbane sono abbastanza lunghe ed alimentano un numero consistente di Cabine Secondarie e di conseguenza molti clienti BT. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee della CP Altamura, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "SE Matera – Altamura All.", previo ricollegamento della linea proveniente dalla SE Matera alla CP Altamura al fine di realizzare un collegamento "SE Matera – CP Altamura".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Bisceglie Sud" (BT)

L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria nell'omonimo comune porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee delle Cabine Primarie limitrofe, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bisceglie – Terlizzi – Molfetta".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Presicce" (LE)

L'area costiera di Presicce (Sud Salento) è prevalentemente a vocazione turistica ed è alimentata con linee MT che partono dalla cabina di smistamento di Presicce. Le linee urbane alimentano un numero consistente di clienti BT mentre le linee che alimentano l'area costiera sono molto lunghe e costituite da conduttori nudi con numerose Cabine Secondarie e conseguentemente numerosi clienti BT alimentati. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee dello smistamento, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegata in entra- esce alla linea a 150 kV RTN "Casarano - Castrignano".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Crispiano" (TA)

Le aree urbana e rurale di Crispiano sono alimentate con linee MT che partono dalla cabina di smistamento di Crispiano. Le linee urbane alimentano un numero consistente di clienti BT mentre le linee rurali sono molto lunghe e costituite da conduttori nudi. Il diffondersi degli impianti di produzione di piccola e media taglia hanno prodotto un notevole incremento delle linee MT in cavo aereo. L'inserimento in rete della nuova Cabina Primaria porterà ad una riduzione dei carichi e dei clienti alimentati dalle linee dello smistamento, ad un miglioramento della qualità del servizio e ad una maggiore infrastrutturazione della rete di media tensione. Sarà collegato in entra esce alla linea a 150 kV della RTN "Palagianò - Taranto N2".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Corato Sud" (BA)

L'ubicazione territoriale ipotizzata per la Cabina Primaria consentirà di far fronte in maniera ottimale all'aumento di carico dell'area. L'impianto sarà connesso in entra — esce alla linea 150 kV "Corato — Bari Industriale 2", previa realizzazione degli interventi di cui al Piano di Sviluppo Terna previsti nell'area (raccordi 150 kV della linea "Bari Industriale 2 — Corato" alla SE Palo del Colle, ricostruzione dell'elettrodotto 150 kV "Corato — Bari Termica").

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Adelfia" (BA)

L'intervento consentirà di migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e il livello di qualità del servizio. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Ovest – Grumo Appula", previo

potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Matera – Acquaviva delle Fonti”, previsto dall’intervento 520-P del Piano di Sviluppo Terna.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Nardò” (LE)

La realizzazione della Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. L’area è a forte vocazione turistica e, nei mesi estivi, c’è un notevole incremento della richiesta di potenza. Sarà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Galatina – Porto Cesareo”, previa realizzazione dei raccordi di entra-esce della CP Ruggianello alla linea RTN a 150 kV “Manduria – Monteruga” e del collegamento a 150 kV tra la CP Ruggianello e la SE RTN a 380/150 kV di Erchie.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cagnano” (FG)

La realizzazione della Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. Sarà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “CP Ischitella – CP S. Giovanni Rotondo”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Maruggio” (TA)

La realizzazione della Cabina Primaria Maruggio si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. L’area è a forte vocazione turistica e, nei mesi estivi, c’è un notevole incremento della richiesta di potenza. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Manduria – Ruggianello All.”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Lesina (ex Ripalta)” (FG)

La realizzazione della Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nella parte estrema settentrionale della provincia di Foggia. Non ci sono impianti primari e le linee sono alimentate dallo Smistamento Poggio Imperiale. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Ripalta – Lesina”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Otranto” (LE)

La realizzazione della Cabina Primaria Otranto si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. L’area è a forte vocazione turistica e, nei mesi estivi, c’è un notevole incremento della richiesta di potenza. L’area costiera è sprovvista di rete AT e quindi di cabine primarie per cui negli anni sono state realizzate alcune cabine di smistamento che non sono più idonee a soddisfare la clientela. Sarà connessa in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce ad una futura linea RTN a 150 kV di collegamento tra la Vs. CP “Lecce Mare” e la Vs. CP “Diso”. Presso le Vs. CP “Lecce Mare” e “Diso” dovranno pertanto essere predisposti nuovi stalli a 150 kV per l’attestazione della futura linea RTN suddetta.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Noicattaro” (BA)

La realizzazione della Cabina Primaria Noicattaro si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. Le linee che alimentano la clientela di Noicattaro sono lunghe e partono dalla CP Rutigliano. Sarà connessa in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “CP Loseto – CP Mola”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Ceglie Messapica” (BR)

La realizzazione della Cabina Primaria Ceglie Messapica si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. La clientela, circa 14.300 clienti BT, è attualmente alimentata da linee MT partenti dal centro di smistamento di Ceglie, a sua volta alimentato da un alimentatore in partenza dalla CP Ostuni. L’area è a forte vocazione turistica e, nei mesi estivi, c’è un notevole incremento della richiesta di potenza. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Taranto N2 – Villa Castelli”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Taranto Mare (ex Pulsano)” (TA)

La realizzazione della Cabina Primaria Pulsano si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell’omonimo comune e nell’area circostante. L’area è a forte vocazione turistica e, nei mesi estivi, c’è un notevole incremento della richiesta di potenza. Sarà connessa in doppia antenna con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “S. Giorgio Ionico – Lizzano”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Roca” (LE)

La realizzazione della Cabina Primaria Roca si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nella zona costiera compresa tra la marina di Lecce e Otranto. L’area è a forte vocazione turistica e, nei mesi estivi, c’è un notevole incremento della richiesta di potenza. L’area costiera è sprovvista di rete AT e quindi di cabine primarie per cui negli anni sono state realizzate alcune cabine di smistamento che non sono più idonee a soddisfare la clientela. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce ad una futura linea RTN a 150 kV di collegamento tra la CP “Lecce Mare” e la CP “Diso”. Presso le CP “Lecce Mare” e “Diso” dovranno pertanto essere predisposti nuovi stalli a 150 kV per l’attestazione della futura linea RTN suddetta.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Lucera 2 (Bisi 2)” (FG)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Lucera - Troia”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Guagnano (ex Campi Ovest 2)” (LE)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV “San Donaci – Campi Salentina”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Candela 3” (FG)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà connessa in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV “Piscioli-Cianfurro” e si dovranno realizzare due nuovi elettrodotti RTN 150 kV di collegamento tra il futuro ampliamento della SE

RTN a 150 kV "Camerelle" e una nuova SE RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Bisaccia-Deliceto".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ginosa Marina Nord (ex Castellaneta Sud 2)" (TA)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "San Donaci – Campi Salentina".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Faggiano (ex Roccaforzata 2)" (TA)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Lizzano – San Giorgio Ionico" e del potenziamento/rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "Taranto N2 – Manduria".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Torremaggiore (ex Casalvecchio Est 2)" (FG)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Casalvecchio - Pietramontecorvino", oltre alla realizzazione di una futura SE RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Casalvecchio – Pietracatella", previa realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra la SE RTN "Volturara" e la futura SE RTN a 150 kV suddetta, del potenziamento/rifacimento dell'elettrodotto RTN a 150 kV "Casalvecchio - Pietracatella" nel tratto compreso tra la futura SE RTN suddetta e la CP di Casalvecchio e di un nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra la CP Casalvecchio e la costruenda Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "San Severo 380 – Rotello 380".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Cerignola Nord 2" (FG)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Tre Confini All. - Trinitapoli", previa realizzazione dell'intervento 556-P previsto dal Piano di Sviluppo Terna.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Salice" (LE)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in entra-esce alla linea RTN 150 kV "Ruggianello – Monteruga", previa realizzazione dei raccordi di entra-esce della Vs. CP "Ruggianello" alla linea

PRINCIPALI INTERVENTI

RTN a 150 kV “Manduria – Monteruga” e il collegamento a 150 kV della Vs. CP “Ruggianello” alla Stazione Elettrica della RTN a 380/150 kV di Erchie.

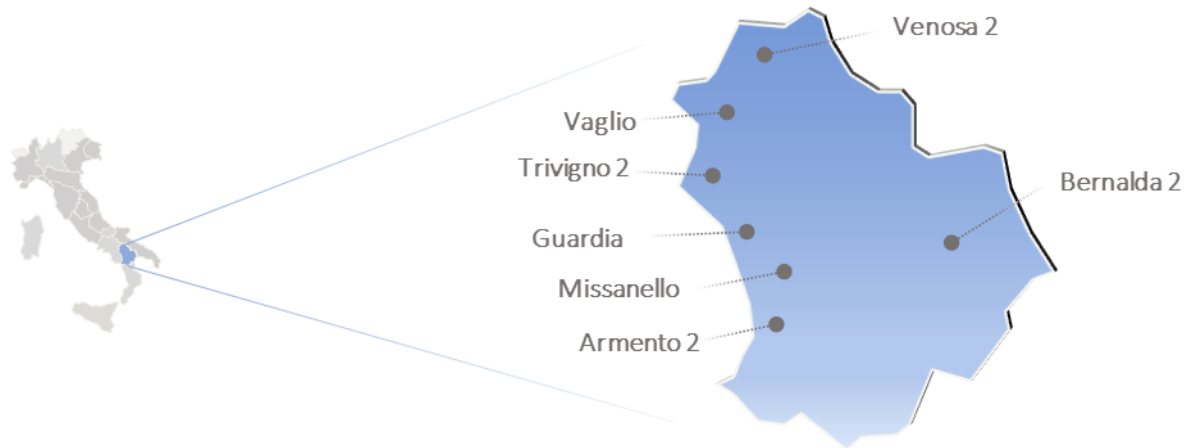
Regione Basilicata

Figura 33- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Basilicata

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Guardia” (PZ)

La costruzione della Cabina Primaria “Guardia” si rende necessaria a seguito di un evento franoso che sta provocando problemi di stabilità ed esercizio alla Cabina Primaria Corleto. L’intervento permetterà di garantire la connessione nonché il regolare esercizio degli impianti attualmente alimentati dalla stessa CP di Corleto. La CP Corleto, futura CP Guardia, sarà delocalizzata nel Comune limitrofo di Guardia Perticara. Lo schema previsto per l’impianto in oggetto è caratterizzato da una sezione AT con 2 stalli linea AT 150 kV, 2 stalli TR 150 kV e due TR 150/20 kV da 25 MVA. Lo schema prevederà l’entra - esci sulla linea AT 150 kV Agri – Anzi.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Armento 2” (PZ)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Agri – Montemurro”, previa rimozione delle limitazioni all’interno della CP Viggiano e potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Agri-Montemurro-Viggiano”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Missanello (ex Agri)” (PZ)

La Futura CP AGRI si trova nel comune di Missanello (PZ). L’intervento è stato richiesto per separarci dalla centrale di agri di EGP e l’attuale centro satellite fungerebbe da quadro MT. Sarà collegata in entra - esce alla linea RTN 150 kV “Agri - Montemurro” previo adeguamento del sistema di protezione tra la Centrale di Agri e la futura CP.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bernalda 2” (MT)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona

protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Pisticci CP - Pisticci All.", oltre alla realizzazione di una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare con un nuovo elettrodotto a 150 kV a un futuro ampliamento della SE RTN a 380/150 kV di Matera; in entra - esce alle linee a 150 kV della RTN "Filatura-Pisticci CP" e "Italcementi-Italcementi Matera"; previa realizzazione degli interventi previsti nell'area dal Piano di Sviluppo Terna, consistenti nella richiusura della linea RTN a 150 kV "Italcementi - Italcementi Matera", previo adeguamento, sulla SE RTN a 380/150 kV di Matera, valutando eventualmente di realizzare una nuova SE a 150 kV in adiacenza alla stazione dell'utente Italcementi Matera (codice intervento 542-P).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Venosa 2 (ex Boreano 2)" (PZ)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Lamalunga - Melfi FIAT", previa realizzazione dei raccordi della rete 150 kV alla SE RTN 380/150 kV di Melfi previsti nel Piano di Sviluppo di Terna (intervento 510-P).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Trivigno 2" (PZ)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Montecute - Camastra All.", previa realizzazione degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna nell'area (codici intervento 532-P e 510-P), oltre alla realizzazione del potenziamento/rifacimento, con rimozione dei relativi elementi limitanti, della direttrice RTN a 150 kV "Potenza Est - Salandra", nel tratto compreso tra la CP "Potenza Est" e i raccordi, previsti dal Piano di Sviluppo Terna, della linea RTN a 150 kV "Campomaggiore - Salandra" alla SE RTN a 380/150 kV "Garaguso".

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Vaglio" (PZ)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. Sarà collegata in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Vaglio - Oppido", previa realizzazione di due nuovi elettrodotti RTN 150 kV tra una nuova SE RTN denominata "Avigliano" da inserire in entra - esce alle linee 150 kV "Avigliano - Potenza" e "Avigliano - Avigliano C.S." e la SE RTN 150 kV denominata "Vaglio" e di un nuovo elettrodotto RTN tra la SE "Vaglio" e la SE RTN 150 kV denominata "Oppido".

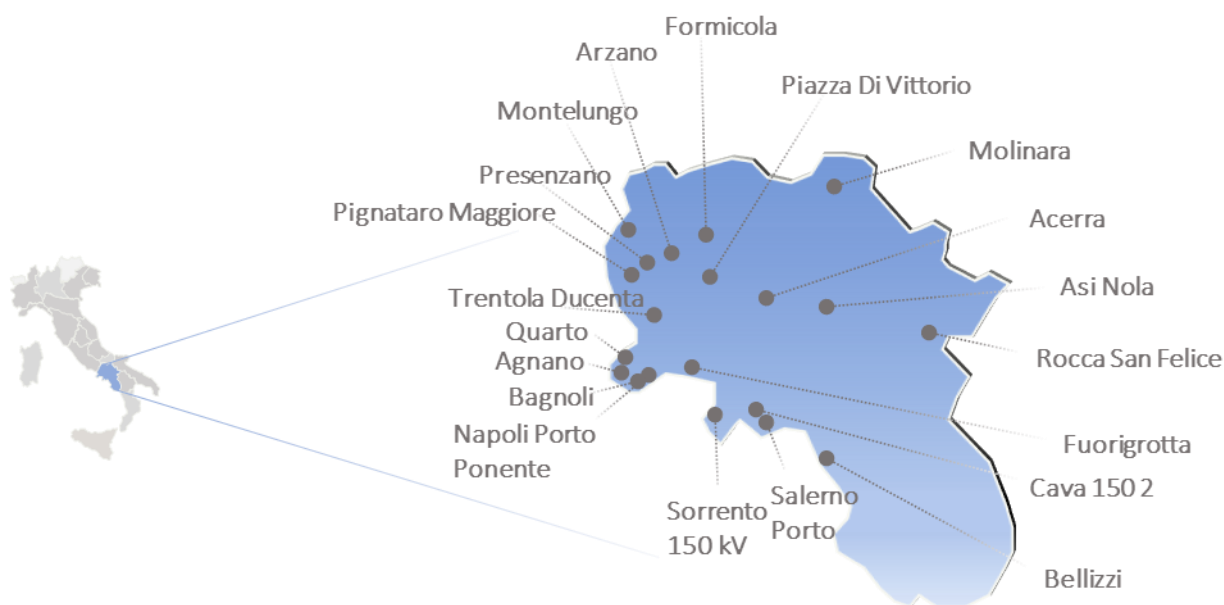
Regione Campania

Figura 34- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Campania

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Trentola Ducenta (ex Casapesenna)” (CE)

La nuova Cabina Primaria si collegherà alla rete MT esistente nei Comuni di Giugliano, Aversa, Casapesenna, Casal di Principe, Parete, San Cipriano d’Aversa, Trentola Ducenta, Villa Literno, migliorando il grado di infrastrutturazione e la qualità della rete di distribuzione e riducendo i carichi delle Cabine Primarie limitrofe. L’intervento permetterà di migliorare la qualità del servizio elettrico nell’ambito di media concentrazione della provincia di Caserta. Attualmente è stata individuata l’ubicazione ottimale dell’impianto, con l’obiettivo di agevolare la connessione alla rete AT di Terna.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Sorrento 150 kV” (NA)

La nuova Cabina Primaria verrà realizzata mediante riclassamento con delocalizzazione della attuale Cabina Primaria Sorrento, attualmente connessa alla RTN a 60 kV. L’intervento rientra nel progetto di adeguamento della RTN, portato avanti da Terna, e contestualmente degli impianti di distribuzione, nella penisola sorrentina. La nuova Cabina di trasformazione 150 kV/MT è prevista in adiacenza alla nuova Stazione RTN a 150 kV, grazie agli accordi tra le due società. Il rifacimento della Cabina consentirà di potenziare anche la rete MT sottesa all’impianto attuale, con sicuri benefici per la qualità del servizio per circa 20 mila clienti dell’ambito Napoli Media Concentrazione. L’attuale impianto a 60 kV, ubicato nel centro cittadino, sarà trasformato in centro satellite con l’opportuna demolizione della Sezione AT.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Acerra” (NA)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Acerra è finalizzata al miglioramento della qualità del servizio nella provincia di Napoli - Comuni di Acerra, Afragola, Brusciano, Caivano, Casalnuovo – principalmente nell’ambito di Altissima Concentrazione. L’area, che complessivamente conta 90 mila clienti, è attualmente servita dalle Cabine Primarie di Brusciano, Caivano e Casalnuovo. La nuova CP verrà realizzata come evoluzione dell’attuale nodo di smistamento AT 220 kV Acerra SM, ed alimenterà a regime circa 30 mila clienti. Per la disponibilità del terreno individuato si attende l’esito di una procedura fallimentare in corso. L’intervento

consentirà di evitare il raddoppio della CP Brusciano, che verrà scaricata in misura significativa dal nuovo impianto.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Molinara (ex San Marco)” (BN)

L'intervento prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria conforme alle specifiche del progetto PAN (Puglia Active Network), che prevedono l'installazione di sistemi di protezione MT e apparati di teleconduzione di ultima generazione. Sono previsti due trasformatori 150/20 kV da 40 MVA, nell'ottica di incremento di Hosting Capacity per le iniziative di generazione distribuita da fonti rinnovabili nell'area in cui insiste l'impianto. La connessione alla RTN avverrà in entra-esce sulla linea “Benevento 2 – Foiano BN”, mentre i raccordi alla rete MT esistente prevedono fra l'altro la realizzazione di alimentatori dedicati al centro satellite S. Marco esistente, che risulterà sotteso alla nuova CP.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Agnano” (NA)

L'intervento prevede la trasformazione del centro satellite esistente in una Cabina Primaria, con connessione alla RTN 220 KV “Napoli Centro- Astroni” e contestuale richiusura su Doganella. Sono previsti due trasformatori 220/20 KV da 40 MVA, nell'ottica di assicurare un incremento di circa 20 MW di prelievo, da ridistribuire tra gli impianti primari limitrofi, a seguito riassetto rete MT. Inoltre, il nuovo impianto primario sarà interconnesso con la rete MT esistente contribuendo a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fuorigrotta” (NA)

L'intervento prevede una nuova connessione a 220 kV per la realizzazione della Cabina Primaria denominata “Fuorigrotta”, attualmente connessa a 60 kV, con connessione alla RTN a 220 KV in entra-esce “Astroni- Napoli Centro”. Lo schema previsto per l'impianto è caratterizzato da una sezione AT con due stalli di linea AT 220 kV e trasformatori 220/9 KV da 63 MVA. Tale intervento si rende necessario per lo sviluppo dei carichi nell'area di Napoli, inoltre, il nuovo impianto primario sarà interconnesso con la rete MT esistente contribuendo a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Quarto” (NA)

Il nuovo impianto primario sarà interconnesso con la rete MT esistente contribuendo a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e ad alleggerire i carichi delle CP limitrofe di Cuma (6 MW), Calvizzano (3 MW), Pozzuoli (12 MW) e Patria (12 MW).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Salerno Porto” (SA)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per fare fronte alle previste esigenze di nuove forniture MT per complessivi 40 MW nell'ambito di una possibile elettrificazione degli approdi del terminal crociere del Porto di Salerno. Il nuovo impianto primario sarà inoltre interconnesso alla rete MT esistente (10 e 20 kV), contribuendo a migliorare il grado di continuità del servizio della rete elettrica di distribuzione ed anche al progressivo riclassamento a 20 kV della stessa con conseguente efficientamento (riduzione delle perdite) della distribuzione in MT.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bagnoli” (NA)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria a seguito della richiesta relativa all’elettrificazione dell’area SIN Bagnoli Coroglio nell’ambito del tavolo tecnico in corso con INVITALIA. Tenuto conto dell’attuale livello di tensione MT presente nell’area oggetto dell’intervento e del futuro riassetto della rete di MT, il nuovo impianto sarà equipaggiato sia con trasformazione a 20 kV, sia a 9 kV. Inoltre, per limitare le correnti di corto circuito, la trasformazione 220/9 kV sarà realizzata a doppio secondario. La Cabina Primaria in oggetto si rende necessaria oltre che per far fronte allo sviluppo dei carichi prospettato nell’area SIN Bagnoli Coroglio anche dal riassetto dell’attuale rete di distribuzione con conseguente alleggerimento dei carichi sulle altre CP limitrofe. Lo schema prevederà l’entra - esci sulla linea AAT 220 kV Astroni – Napoli Centro.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Di Vittorio” (Ex Piazza di Vittorio) (NA)

L’intervento è connesso alle opere di ammodernamento e potenziamento della Ferrovia Alifana Inferiore (tratta Piscinola - Capodichino) nel Comune di Napoli, il cui progetto definitivo, affidato all’Ente Autonomo Volturno S.r.l (EAV), è stato portato in autorizzazione mediante conferenza dei servizi in data 10/12/2019. Nell’ambito di tale progetto e più precisamente nell’area della stazione ferroviaria “Secondigliano”, è prevista la realizzazione di un “manufatto integrato” atto ad ospitare sia la SSE alimentante la stazione stessa, sia la CP “Piazza Di Vittorio”. L’acquisizione del suolo sarà a cura di EAV. L’impianto sarà connesso alla rete RTN in entra-esce sulla linea Poggioreale – Secondigliano.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “ASI Nola (Ex ASI Marigliano)” (NA)

L’intervento è finalizzato al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio. Inoltre, contribuirà all’incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione. La soluzione per la connessione alla RTN dell’impianto di distribuzione in oggetto prevede il collegamento della nuova CP ASI Marigliano in entra-esce alla linea RTN a 220 kV “Brusciano – Nola 220”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Napoli Porto Ponente” (NA)

“Realizzazione della CP Napoli Porto Ponente” per soddisfare le richieste di nuove forniture nell’area portuale nell’ambito del progetto Cold Ironing e per migliorare la qualità del servizio ed incrementare l’elettrificazione nell’area cittadina (Napoli Alta Concentrazione). L’impianto verrà collegato in entra ed esce alla linea RTN 220 kV “Doganella-Napoli Centro” previa realizzazione di un ulteriore collegamento RTN in cavo a 220 kV tra la CP Doganella e la CP Poggioreale.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cava 150 2” (SA)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. L’impianto sarà connesso tramite un collegamento in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “SE Montecorvino – CP Lettere”, previa realizzazione degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna (codice intervento 504-P).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Pignataro Maggiore” (CE)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori. L’impianto sarà connesso tramite un collegamento in doppia antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “CP Pignataro – Cira All. – Cira – S. Maria Capua V.”

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Bellizzi (ex CP Battipaglia)” (SA)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria Battipaglia si rende necessaria per intercettare e ridurre il carico di alcune linee MT critiche nell’ambito alta concentrazione di Salerno. L’impianto sarà connesso in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Formicola (ex CP Pontelatone)” (CE)

La CP Pontelatone nasce dalla necessità di migliorare la qualità del servizio nell’area di Pontelatone e comuni limitrofi rientranti nella Media Concentrazione di Caserta. L’impianto sarà connesso in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “CP Marzanello – Pignataro All.”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT Montelungo (CE)

Tale intervento nasce dall’esigenza migliorare la qualità del servizio nell’area di Montelungo comprendente un’importante industriale attualmente alimentata da un centro satellite. L’impianto sarà connesso in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “San Vittore – Marzanello”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT Arzano (NA)

La CP Arzano nasce dalla necessità di migliorare la qualità del servizio nell’area di Casoria e Arzano rientrante nell’Alta Concentrazione di Napoli. L’impianto sarà connesso in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 220 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 220 kV “Secondigliano – Fratta”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT Presenzano (NA)

La CP Presenzano nasce dalla necessità di migliorare la qualità del servizio nell’area di Presenzano e comuni limitrofi rientranti nella Media Concentrazione di Caserta. L’impianto sarà connesso in doppia antenna su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “CP Capriati – CP Marzanello”.

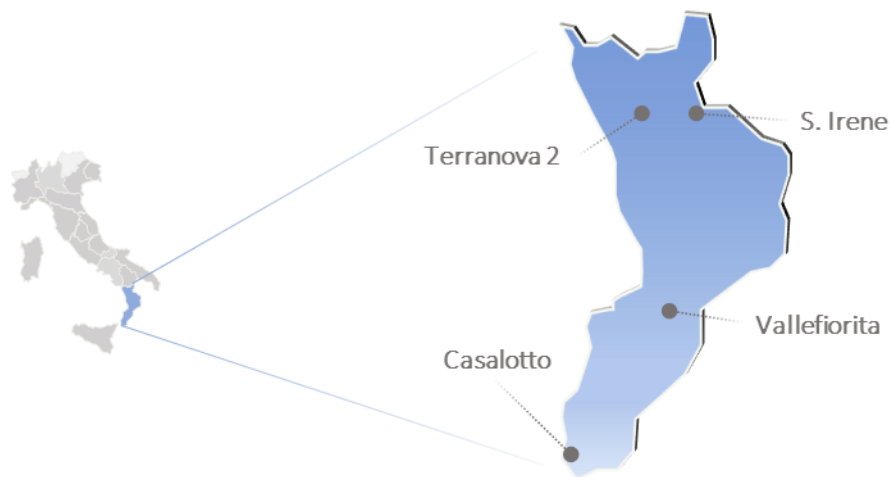
Regione Calabria

Figura 35- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Calabria

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Casalotto” (RC)

Attualmente Casalotto è un centro satellite che alimenta 8.000 clienti della città di Reggio Calabria. Con la razionalizzazione delle linee AT definita nel Piano di Sviluppo di Terna, sarà possibile trasformare l'attuale centro satellite in Cabina Primaria con un notevole miglioramento della qualità del servizio e la contestuale realizzazione di due nuovi raccordi MT. I benefici riguarderanno 8000 clienti dell'ambito di alta concentrazione di Reggio Calabria.

Tale intervento è finalizzato a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e il livello di qualità di servizio.

La cabina primaria sarà collegata in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “Reggio Condera – Gallico”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Vallefiorita” (CZ)

La costruzione della Cabina Primaria di Vallefiorita è finalizzata al miglioramento del grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e del livello di qualità del servizio. Inoltre, contribuirà all'incremento della Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione.

La Cabina Primaria, da ubicare nel Comune di Vallefiorita, sarà allacciata in entra-esci alla linea 150 kV “Girifalco-Palermi”.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “S. Irene” (CS)

Tale intervento è finalizzato a migliorare il grado di infrastrutturazione della rete elettrica di distribuzione e il livello di qualità di servizio.

La cabina ha anche lo scopo di alimentare il futuro ospedale Sibaritide.

La cabina sarà collegata in doppia antenna con una Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV (da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV “Rossano – Corigliano”).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Terranova 2” (CS)

Tale intervento è finalizzato ad incrementare la Hosting Capacity della rete di distribuzione in media e bassa tensione sottesa alla Cabina Primaria, nei riguardi di potenziali nuove richieste di connessione, essendo la zona protagonista di una serie di richieste di produttori.

La cabina sarà collegata in doppia antenna a 150 kV su una nova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV (da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV “S. Demetrio All. – Rotonda Allac.”).

Regione Sicilia

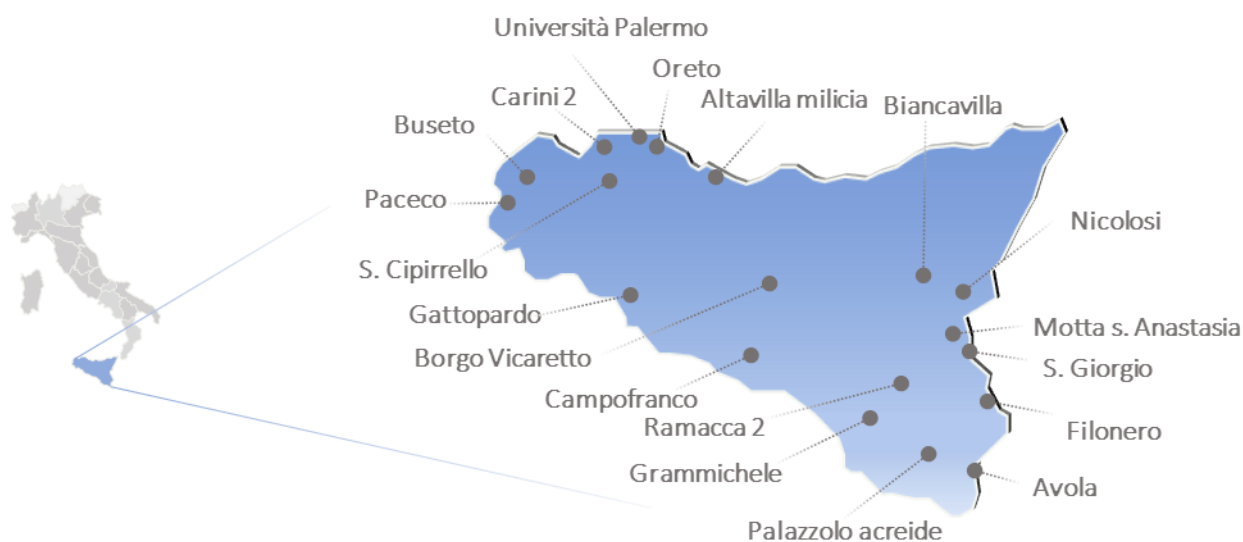


Figura 36- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Sicilia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “S. Giorgio” (CT)

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto è ubicato nel territorio del Comune di Catania, in prossimità dell’aeroporto internazionale “Fontanarossa”, territorio caratterizzato dalla presenza di forniture industriali di notevole potenza come lo stesso aeroporto, il mercato ortofrutticolo e diversi centri commerciali. La nuova Cabina Primaria, da collegare in entra - esce alla linea AT a 150 kV “Pantano d’Arci – Zia Lisa”, consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Filonero” (SR)

La nuova Cabina Primaria si inserisce nella rete MT che alimenta il territorio dei Comuni di Augusta, Melilli e Priolo (polo industriale). La nuova Cabina Primaria consentirà, mediante la realizzazione di nuove uscenti MT, di ridurre la lunghezza media delle attuali linee e di migliorare la qualità del servizio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Università Palermo” (PA)

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto è ubicato nella zona universitaria di Palermo. La nuova Cabina Primaria, consentirà di ridurre il numero medio dei clienti delle attuali linee a 20 kV in una area ad alta

concentrazione di Palermo, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità di rialimentazione delle limitrofe CP di Cappuccini Brancaccio e Casuzze.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Gattopardo (ex Sambuca)” (AG)

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto è ubicato in prossimità del Comune di Sambuca di Sicilia (AG). La nuova Cabina Primaria consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV (elemento critico nell’entroterra siciliano), migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva soprattutto a fronte di future richieste di connessione attive.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Avola” (SR)

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto è ubicato nel territorio del Comune di Avola e si affaccia sulla costa ionica della Sicilia orientale nel Golfo di Noto. Tale area negli ultimi anni ha registrato un forte incremento dell’affluenza turistica confermandosi la terza provincia della Sicilia per numero di visitatori. La nuova Cabina Primaria consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee migliorando di conseguenza la qualità del servizio elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Nicolosi (ex S.P.Clarenza)” (CT)

Il sito interessato alla realizzazione dell’impianto è ubicato nel territorio del Comune di S. Pietro Clarenza (CT). La nuova Cabina Primaria consentirà, mediante la realizzazione di nuove uscenti MT, di ridurre la lunghezza media delle attuali linee e di migliorare la qualità del servizio per i clienti attualmente alimentati dalle CP di Viagrande, S.G. La Punta e Belpasso. L’intervento inoltre consentirà di realizzare aumentare il grado di rialimentabilità della CP di Viagrande (attualmente solo parzialmente rialimentabile in caso di guasto AT).

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Carini 2” (PA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria finalizzata all'adeguamento, efficientamento e potenziamento dell'infrastruttura elettrica esistente.

L'intervento ha come scopo quello di incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da impianti RES mediante il riassetto della rete e il contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Palazzolo Acreide” (SR)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria finalizzata all'adeguamento, efficientamento e potenziamento dell'infrastruttura elettrica esistente.

L'intervento ha come scopo quello di incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da impianti RES mediante il riassetto della rete e il contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Campofranco” (CL)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria finalizzata all'adeguamento, efficientamento e potenziamento dell'infrastruttura elettrica esistente.

L'intervento ha come scopo quello di incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da impianti RES mediante il riassetto della rete e il contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Busetto" (TP)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Biancavilla" (CT)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, la conseguente costruzione di nuove linee MT ed il raccordo con linee MT esistenti, il potenziamento/magliatura delle linee MT esistenti, la realizzazione di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento delle linee BT e la "smartizzazione" delle Cabine Secondarie esistenti.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "S. Cipirrello" (PA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Grammichele" (CT)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Oreto" (PA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, la conseguente costruzione di nuove linee MT ed il raccordo con linee MT esistenti, il potenziamento/magliatura delle linee MT esistenti, la realizzazione di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento delle linee BT e la "smartizzazione" delle Cabine Secondarie esistenti.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Motta S. Anastasia" (CT)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Paceco" (TP)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Altavilla Milicia" (PA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, la conseguente costruzione di nuove linee MT ed il raccordo con linee MT esistenti, il potenziamento/magliatura delle linee MT esistenti, la realizzazione di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento delle linee BT e la "smartizzazione" delle Cabine Secondarie esistenti.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ramacca 2" (CT)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Borgo Vicaretto" (PA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, "smartizzazione" di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

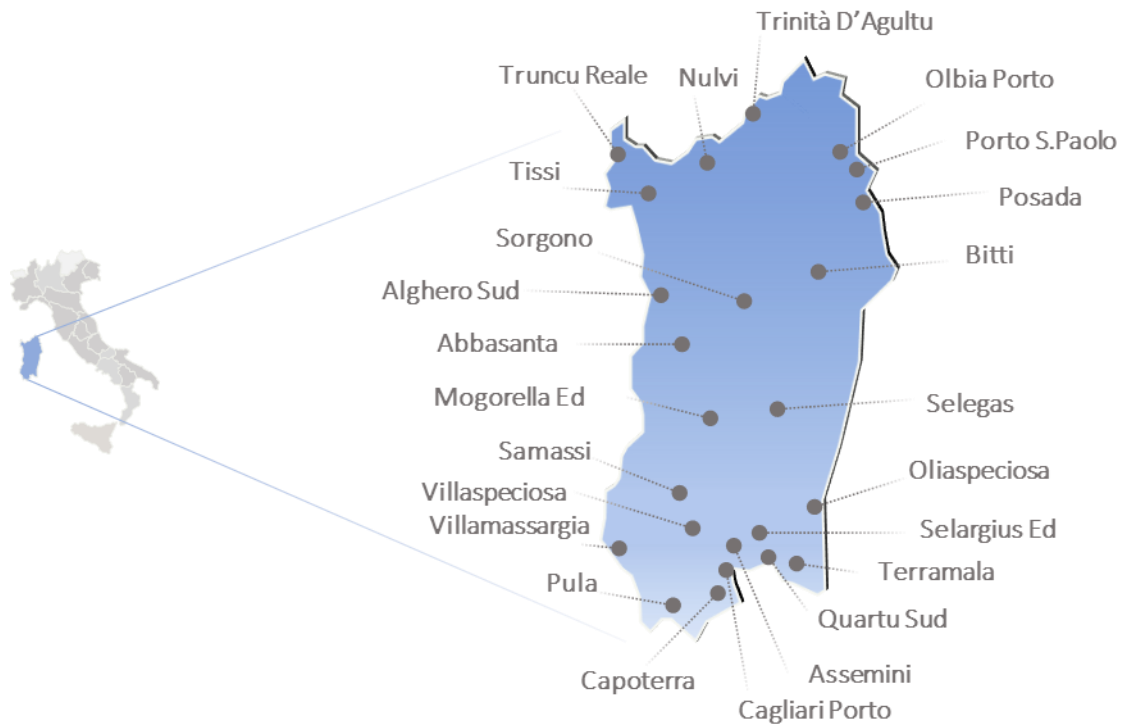
Regione Sardegna

Figura 37- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete- Regione Sardegna

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Truncu Reale” (SS)

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire il miglioramento della qualità del servizio nell’area a Nord di Sassari, mediante il riassetto della rete MT con contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali. In particolare il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti MONTEORO, P.TORRES 1, SENNORI e PIDRIAZZI, assistendo linee di media tensione per circa 14 mila clienti presenti nei comuni di Sassari, Porto Torres, Sennori e Sorso.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Abbasanta” (OR)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria e la conseguente costruzione di nuove linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, “smartizzazione” di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT. L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l’obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare nella rete di distribuzione ulteriore energia prodotta da impianti RES, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cagliari Porto” (CA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, la conseguente costruzione di nuove linee MT ed il raccordo con linee MT esistenti, il potenziamento/magliatura delle linee MT esistenti, la realizzazione di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento delle linee BT e la "smartizzazione" delle Cabine Secondarie esistenti. L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l’obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Capoterra" (CA)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono inoltre previste alcune linee MT per raccordi alla rete esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti RUMIANCA e SARROCH, assistendo linee di media tensione per circa 11.5 mila clienti presenti nei comuni di Assemini, Capoterra e Uta.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Mogorella ED" (OR)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono inoltre previste alcune linee MT per raccordi alla rete esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti OLLASTRA, TUILI e ULA TIRSO, assistendo linee di media tensione per circa 9 mila clienti presenti nei comuni di Mogorella, Villaurbana, Villa Sant'Antonio, Siamanna, Siapiccia, Ruinas, Samugheo e Asuni.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Quartu Sud" (CA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, la conseguente costruzione di nuove linee MT ed il raccordo con linee MT esistenti, il potenziamento/magliatura delle linee MT esistenti, la realizzazione di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento delle linee BT e la "smartizzazione" delle Cabine Secondarie esistenti. L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Samassi" (SU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono inoltre previste alcune linee MT per raccordi alla rete esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti S. MIALI e VILLACIDRO, assistendo linee di media tensione per circa 7 mila clienti presenti nei comuni di Samassi, Serrenti, Serramanna, Sanluri e Villacidro.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Tissi" (SS)

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire il miglioramento della qualità del servizio nell'area a Sud di Sassari, mediante il riassetto della rete MT con contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti ALGHERO, CARGEGHE, MONTEORO e SERRASECCA, assistendo linee di media tensione per circa 14 mila clienti presenti nei comuni di Sassari, Tissi, Muros, Ittiri, Ossi, Usini e Uri.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Bitti" (NU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono inoltre previste alcune linee MT per raccordi alla rete esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti LULA e BUDDUSO', assistendo linee di media tensione per circa 5 mila clienti presenti nei comuni di Bitti, Osidda, Onanì, Lula, Orune e Nule.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Olbia Porto" (SS)

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire il miglioramento della qualità del servizio nell'area di Olbia, mediante il riassetto della rete MT con contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali. In

particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti OLBIA e OLBIA 2, assistendo linee di media tensione per circa 34 mila clienti presenti nei comuni di Olbia e Golfo Aranci.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Sorgono" (NU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono inoltre previste alcune linee MT per raccordi alla rete esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti ARITZO, FONNI, OVODDA e ULA TIRSO, assistendo linee di media tensione per circa 13 mila clienti presenti nei comuni di Aritzo, Belvì, Desulo, Tonara, Sorgono, Atzara, Ortueri, Neoneli, Ardauli, Austis, Teti, Tiana e Ovodda.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Selargius ED" (CA)

Il progetto prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, la conseguente costruzione di nuove linee MT ed il raccordo con linee MT esistenti, il potenziamento/magliatura delle linee MT esistenti, la realizzazione di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento delle linee BT e la "smartizzazione" delle Cabine Secondarie esistenti. L'intervento è finalizzato all'implementazione delle funzionalità Smart Grid con l'obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse, migliorando il grado di affidabilità, sicurezza e flessibilità del sistema di distribuzione elettrico.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Assemini" (CA)

La nuova Cabina Primaria sarà allacciata in entra esce sulla linea AT "S. Gilla – Rumianca". L'impianto consentirà una redistribuzione dei carichi nell'area, a beneficio delle CP limitrofe S. Gilla, Sestu e Cagliari 4, dati i carichi elevati rispetto alla potenza di trasformazione installata. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti sopra citati assistendo linee di media tensione per circa 34 mila clienti presenti nei comuni di Cagliari, Assemini, Sestu, Elmas e Monserrato.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Selegas" (SU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti S.MIALI e GONI, assistendo linee di media tensione per circa 8 mila clienti presenti nei comuni di Selegas, Guamaggiore, Guasila, Ortacesus, Senorbì e San Basilio.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Porto S.Paolo" (SS)

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire la razionalizzazione dei carichi nell'area a Sud-Est di Olbia. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti OLBIA 2 e S.TEODORO, assistendo linee di media tensione per circa 12 mila clienti presenti nei comuni di Olbia, Loiri Porto San Paolo, Telti, Padru e San Teodoro.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Pula" (CA)

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire la razionalizzazione dei carichi nell'area a Sud-Ovest di Cagliari. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti S.MARGHERITA e SARROCH, assistendo linee di media tensione per circa 9 mila clienti presenti nei comuni di Sarroch, Villa San Pietro e Pula.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Terramala" (CA)

La nuova Cabina Primaria nasce per consentire il miglioramento della qualità del servizio nell'area ad Est di Cagliari, mediante il riassetto della rete MT con contestuale miglioramento delle caratteristiche strutturali. Sono previste alcune nuove linee uscenti per il raccordo alla rete MT esistente. In particolare il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti Q.S.ELENA, QUARTUCCIU, S.ANDREA e VILLASIMIUS, assistendo linee di media tensione per circa 13 mila clienti presenti nei comuni di Quartu Sant'Elena, Maracalagonis, Quartucciu e Sinnai.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Trinità d'Agultu" (SS)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti AGLIENTU, TEMPIO e VIDDALBA, assistendo linee di media tensione per circa 10 mila clienti presenti nei comuni di Trinità D'Agultu e Vignola, Badesi, Aggius e Viddalba.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Villaspeciosa" (SU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti RUMIANCA, VILLASOR 2, SESTU e SILIQUA, assistendo linee di media tensione per circa 18 mila clienti presenti nei comuni di Villaspeciosa, Uta e Decimomannu.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Oliaspeciosa" (SU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti VILLASIMIUS e MURAVERA, assistendo linee di media tensione per circa 7 mila clienti presenti nei comuni di Castiadas, Muravera e San Vito.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Alghero Sud" (SS)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti ALGHERO e ALGHERO 2, assistendo linee di media tensione per circa 35 mila clienti presenti nei comuni di Alghero, Putifigari e Villanova Monteleone.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Villamassargia" (SU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti SILIQUA e IGLESIAS 2, assistendo linee di media tensione per circa 6 mila clienti presenti nei comuni di Domusnovas, Musei, Iglesias e Villamassargia.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Posada" (NU)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti BUDONI, S.TEODORO, SINISCOLA 1, assistendo linee di media tensione per circa 25 mila clienti presenti nei comuni di Budoni, Torpè, Posada e Siniscola.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Nulvi" (SS)

La nuova Cabina Primaria si rende necessaria per migliorare la qualità del servizio nell'area. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente. In particolare, il nuovo impianto permette la risoluzione delle criticità negli impianti CHILIVANI, SERRASECCA e TERGU, assistendo linee di media tensione per circa 6 mila clienti presenti nei comuni di Osilo, Nulvi, Chiaramonti e Martis.

Principali interventi AT completati nel 2021-2022**Regione Veneto*****Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Jesolo Lido" (VE)***

La nuova Cabina Primaria consentirà di risolvere le criticità delle linee MT del litorale veneziano e di migliorare l'esercizio della rete MT e degli impianti di trasformazione AT/MT, con benefici sulla ripresa del servizio nel caso di guasto sugli stessi.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Guarda" (RO)

La nuova Cabina Primaria consentirà di fornire energia ad un impianto di alimentazione di RFI della tratta ferroviaria ad alta velocità Padova-Bologna e, contestualmente, di migliorare la qualità dell'alimentazione elettrica alla rete MT - BT già presente nel territorio.

Regione Lombardia***Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Dossi", Comune Valbondione (BG)***

La nuova Cabina Primaria è prevista in posizione baricentrica tra le Cabine Primarie di Ludrigno e di Valbona, in Comune di Valbondione. L'area in esame è compresa tra l'alta Val Seriana e la Val di Scalve, interessa un territorio di 25 km² suddiviso su 6 Comuni e coinvolge 11 mila clienti. La presenza di corsi d'acqua nel territorio ha comportato un consistente incremento di centrali idriche (oltre 11 MW) che hanno determinato un elevato livello di sfruttamento della locale rete MT, rendendo necessari interventi di sviluppo.

Il nuovo impianto, oltre a sanare tali criticità, aumenterà l'affidabilità della rete di distribuzione e la qualità del servizio offerto.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Segrate", Comune Segrate (MI)

La nuova Cabina Primaria è prevista nel territorio del Comune di Segrate, situato al confine est della città di Milano. L'impianto è finalizzato all'alimentazione di un'importante iniziativa commerciale (circa 40 MW di potenza richiesta) che sorgerà in adiacenza alla Cabina Primaria in un'area industriale dismessa in fase di riqualificazione.

Regione Liguria

Rifacimento stazione di trasformazione AT/MT “Fervento” (VC)

Il rifacimento della Cabina Primaria di Fervento garantirà il miglioramento della qualità del servizio nell’area dell’Alta Valsesia (VC). Si tratta di territorio montano a bassa concentrazione in cui esistono località turistiche e centrali idroelettriche di media potenza, la cui produzione, non utilizzata in loco, viene convogliata sulla rete AT.

Regione Piemonte

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Cuneo Est” (CN)

La nuova Cabina Primaria “Cuneo Est” è finalizzata a soddisfare le richieste di connessione di centrali di produzione cogenerativa e di impianti da fonte rinnovabile, non alimentabili attraverso l’attuale rete MT servita dalle Cabine di Cuneo S. Rocco e Cuneo S. Giacomo, troppo distanti per essere utilizzate per i nuovi allacciamenti. L’impianto verrà connesso in entra-esce sulla dorsale a 132 kV “Cuneo San Rocco - Chiusa Pesio” e sarà collegato con l’adiacente sottostazione AT Utente.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Caselle” (TO)

La nuova Cabina Primaria “Caselle”, in prossimità dell’aeroporto internazionale “Sandro Pertini”, nel Comune di Caselle Torinese, ha l’obiettivo di potenziare la rete e migliorare lo standard del servizio elettrico dell’area, consentendo di soddisfare le richieste di forniture legate ai nuovi insediamenti commerciali e di servizi in fase di realizzazione in prossimità dell’aeroporto. L’impianto sarà collegato in entra-esce sulla linea AT a 132 kV “Ciriè – Venaria”.

Regione Emilia Romagna

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Torrile (ex Trecasali)” (PR)

La realizzazione del nuovo impianto si rende necessaria per connettere i clienti attualmente alimentati dalla rete Edison. La nuova Cabina Primaria sarà collegata in entra/esce con un layout standard ad “H”.

Regione Abruzzo

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Fossacesia” (CH)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Fossacesia è prevista per migliorare la qualità del servizio in termini di riduzione della durata e del numero delle interruzioni negli ambiti di media e bassa concentrazione della provincia di Chieti. Inoltre, l’impianto consentirà di ottimizzare l’assetto della attuale rete MT, attraverso richiuse verso le Cabine Primarie esistenti di: Ateessa ZI, Lanciano, Vasto e Gissi.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT “Santa Filomena” (PE)

La realizzazione della nuova Cabina Primaria di Santa Filomena è prevista per migliorare la qualità del servizio nell’ambito di alta concentrazione della provincia di Pescara. La nuova Cabina Primaria consentirà inoltre di ottimizzare l’esercizio della attuale rete MT, trasformando l’attuale centro satellite nell’omonima Cabina

Primaria. Quest'intervento produrrà un beneficio anche sulla CP Montesilvano che attualmente alimenta il centro satellite Santa Filomena.

Regione Puglia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Ruggianello" (TA)

L'ubicazione della Cabina Primaria è in area rurale, la rete MT afferente si sviluppa principalmente nel territorio dei Comuni di Avetrana e Manduria. L'ubicazione territoriale è baricentrica rispetto alle iniziative di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevalentemente fotovoltaica di piccola-media taglia.

Regione Campania

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Pontelandolfo" (BN)

L'intervento ha previsto la trasformazione del centro satellite esistente in una Cabina Primaria, con connessione alla RTN presso la futura stazione di Terna "Pontelandolfo". Nella nuova CP sono stati installati sistemi di protezione MT e apparati di teleconduzione di ultima generazione e sono stati previsti due trasformatori 150/20 kV da 40 MVA, nell'ottica di incremento di Hosting Capacity per le iniziative di generazione distribuita da fonti rinnovabili nell'area in cui insiste l'impianto.

Regione Sicilia

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Alia" (PA)

L'area in cui è prevista la nuova Cabina Primaria è situata nel Comune di Alia, in provincia di Palermo, in contrada Montagna. L'impianto verrà allacciato in entra - esce all'elettrodotto AT a 150 kV che collega impianti di produzione esistenti, sito nel territorio di Caccamo (PA). L'attuale rete MT, caratterizzata da linee di elevata lunghezza, limita la possibilità di connettere nuovi impianti di produzione. Il nuovo impianto migliorerà altresì la qualità del servizio elettrico dell'area mediante la realizzazione di nuove uscenti MT.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Saline Trapani" (TP)

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio, fortemente antropizzato, del Comune di Trapani, in prossimità della costa caratterizzata dalla presenza delle Saline. La nuova Cabina Primaria, che verrà collegata in entra - esce alla linea AT a 150 kV "Trapani - Ospedaletto", consentirà di ridurre la lunghezza media delle attuali linee a 20 kV, migliorerà la qualità del servizio elettrico potenziando la rete di distribuzione e incrementando la capacità ricettiva a fronte di future richieste di connessione.

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Acireale" (CT)

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto è ubicato nel territorio del Comune di Acireale, in provincia di Catania, in contrada Mangano. L'impianto sarà alimentato dall'elettrodotto AT a 150 kV che collega gli impianti di Acicastello FS ed Acireale FS. L'attuale rete MT, caratterizzata da linee di elevata lunghezza, limita la possibilità di connettere impianti di produzione. Il nuovo impianto migliorerà altresì la qualità del servizio elettrico dell'area mediante la realizzazione di nuove uscenti MT.

Regione Sardegna

Nuova stazione di trasformazione AT/MT "Nurra 2" (SS)

La nuova Cabina Primaria, ubicata in area rurale, nasce per consentire la connessione in media tensione di nuova generazione da fonti rinnovabili. Sono previste alcune linee per raccordi alla rete MT esistente.

4.3. Interventi su rete MT

Connessioni

Le soluzioni tecniche per la connessione di clienti passivi e di clienti produttori sono individuate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16. I riferimenti regolatori per tale attività sono rappresentati dal Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC - Allegato C alla Deliberazione n. 645/2015/R/eel) e, per gli impianti di produzione, dal Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA - Allegato A alla Deliberazione ARG/elt. 99/2008 e s.m.i.).

Nell'individuazione della soluzione tecnica ottimale si prevede di mantenere e, se possibile migliorare, le caratteristiche elettriche, tecnologiche e strutturali della rete esistente, adottando componenti e schemi di connessione ad elevata affidabilità.

Interventi di adeguamento al carico

Gli interventi di sviluppo della rete MT di maggior rilevanza, correlati all'adeguamento al carico, afferiscono prevalentemente alla realizzazione delle uscenti da nuove Cabine Primarie, di cui al paragrafo 4.1.

Nel caso di previsto superamento del grado di sfruttamento delle linee MT, come ad esempio evoluzione del valore massimo degli assorbimenti e/o del loro fattore di contemporaneità, vengono pianificati interventi puntuali di adeguamento.

In questo secondo tipo di interventi, che solo eccezionalmente assumono rilevanza economica tale da implicare un'identificazione nominativa nel Piano di Sviluppo, le soluzioni tecniche adottate possono comportare, secondo un livello orientativamente crescente di complessità, il potenziamento di tratti di linea esistente, la realizzazione di raccordi tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico, oppure la realizzazione di nuove uscenti da Cabine Primarie esistenti.

Interventi per la Qualità del servizio

Gli investimenti finalizzati al miglioramento della qualità del servizio per i clienti finali sono necessari per perseguire gli obiettivi sugli indicatori di qualità DIL e NILB ridefiniti dall'ARERA con delibera 566/2019/R/eel del 2019.

Di seguito sono indicate le principali modalità di intervento sugli impianti e le loro correlazioni con le variazioni dei parametri di qualità del servizio forniti dall'ARERA. Il mix di interventi è definito puntualmente per ambito territoriale, in relazione ai valori di partenza degli indicatori e dei premi/penali associati, nonché alla configurazione e composizione impiantistica della rete MT esistente.

a) *Provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata delle interruzioni per cliente BT*

I provvedimenti con effetto prevalente sulla durata cumulata, indipendenti dal numero delle interruzioni, sono essenzialmente quelli che impattano sulle tempistiche di rialimentazione, completa o parziale, del tratto di rete interessato dal guasto, in parte correlate alla durata della singola interruzione. La durata della singola interruzione ha assunto valori sufficientemente omogenei su tutto il territorio nazionale, sintomo di una ormai raggiunta maturità tecnologica e organizzativa delle modalità di gestione dei guasti.

Le azioni previste in piano tendono a limitare le disomogeneità residue all'interno di ciascun ambito, addensando la distribuzione dei tempi di rialimentazione intorno al valore ottimale. Esse consistono in:

- incremento dell'omogeneità del passo di telecontrollo della rete;
- incremento del grado di sezionabilità e rialimentabilità della rete MT.

L'incremento del grado di rialimentabilità della rete MT ha efficacia anche nei riguardi del contenimento delle interruzioni prolungate.

b) Provvedimenti con effetto prevalente sul numero delle interruzioni (lunghe e brevi) per cliente BT

I provvedimenti con effetto prevalente sul numero di interruzioni per cliente BT sono volti alla riduzione del numero di clienti per linea e ad incrementare l'affidabilità dei componenti di rete. Questi ultimi solo in casi particolari sono citati espressamente nel presente piano.

c) Provvedimenti con effetto su numero e durata delle interruzioni per cliente BT

Si tratta di azioni volte a:

- ridurre la probabilità di interruzione;
- ridurre gli effetti delle interruzioni.

Rientrano nella prima fattispecie gli interventi di upgrade prestazionale dei componenti di rete, in particolare quelli di incremento del livello di isolamento. Tra questi si citano:

- coordinamento dell'isolamento;
- sostituzione linee aeree nude con linee in cavo;
- sostituzione componenti di cabina isolati in aria con componenti isolati in gas.

Della seconda categoria fanno invece parte gli interventi atti a incrementare la capacità di selezionare il guasto lungo la linea, redistribuendo i clienti, in particolare:

- automazione della rete MT;
- realizzazione di nuove linee MT o di nuovi elementi di rete (razionalizzazione) mediante la realizzazione di nuovi Centri Satellite o Cabine Primarie.

4.4. Interventi su rete BT

Generalità

Gli interventi sulla rete BT non assumono rilevanza economica tale da comportare un'evidenza puntuale nei piani di investimento.

Si riportano di seguito gli investimenti totali sulla rete BT stimati fino al 2026:

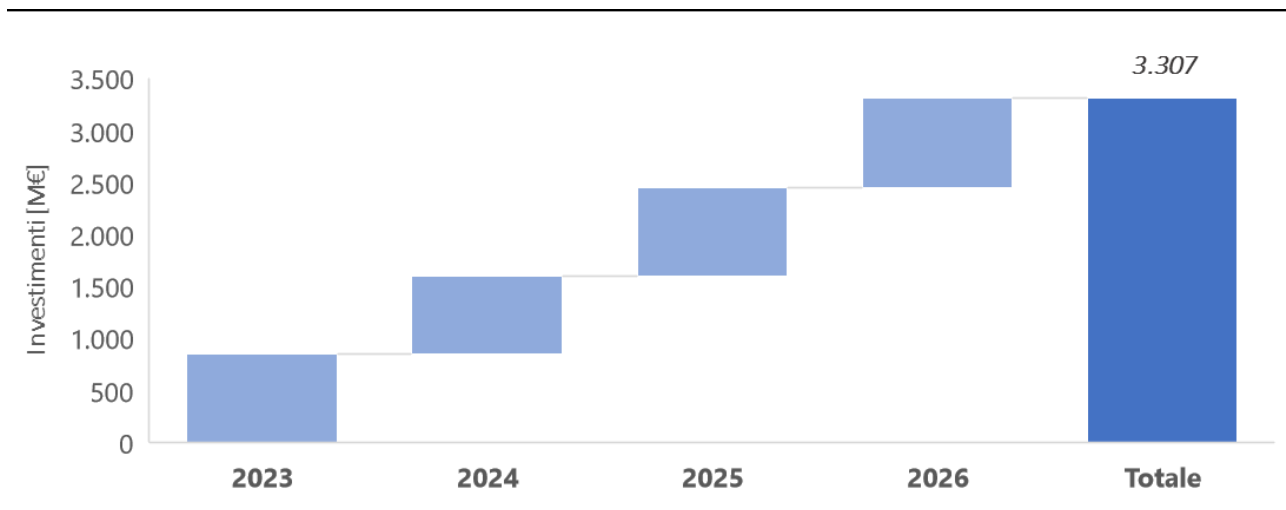


Figura 38- Investimenti totali sulla rete BT stimati fino al 2026

Tali interventi, indipendentemente dall'entità degli impegni di spesa ad essi associati, sono condotti in conformità a metodologie di analisi e criteri di sviluppo individuati con riferimento allo specifico livello di tensione, come di seguito riepilogato.

Connessioni

L'allacciamento di nuovi clienti alla rete di distribuzione di bassa tensione può richiedere:

- la posa di un nuovo gruppo di misura su una presa esistente;
- la realizzazione di una nuova presa o la modifica di una presa esistente (lavoro semplice);
- la costruzione di nuove linee o porzioni di linea (lavoro complesso).

Le linee sono realizzate in cavo aereo o sotterraneo, di norma utilizzando la stessa soluzione tecnica adottata per gli impianti già esistenti ai quali ci si raccorda.

Le connessioni già realizzate sulle reti MT-BT, oltre a determinare in alcune aree, insieme con le richieste in sviluppo, significativi livelli di saturazione della rete, hanno un importante impatto anche sull'esercizio e sulla gestione della rete stessa, rapidamente trasformatasi da rete "passiva" in rete "attiva". Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcune aree del territorio nazionale, caratterizzate da condizioni ambientali, territoriali e climatiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti rinnovabili. Peraltro, alcune di queste aree sono caratterizzate da basso carico passivo e, di conseguenza, dalla necessità di sviluppi o potenziamenti delle reti elettriche per riuscire a far fronte a tutte le richieste di connessione.

In presenza di condizioni di saturazione della rete, le soluzioni di connessione devono necessariamente includere interventi consistenti, eventualmente anche a livello di tensione superiore rispetto a quello al quale è prevista la connessione. Il Piano di Sviluppo contiene pertanto nuove Cabine Primarie (vd paragrafo 4.1) da realizzare in aree nelle quali la rete MT esistente è satura sulla base dei preventivi di allacciamento di nuovi impianti di produzione già accettati dai richiedenti e, ovviamente, delle connessioni già attivate o in corso.

Interventi di adeguamento al carico

Gli interventi su rete BT per adeguamento al carico nascono da attività di monitoraggio fisico, strumentale e da sistema informativo, condotte sulla rete, e sono volti a garantire il rispetto dei limiti prestazionali dei componenti installati e il mantenimento del livello di tensione lungo linea entro il limite di valori predefiniti. Tali interventi consistono soprattutto nel potenziamento di linee o tratti di linea esistenti e, solo eccezionalmente, nella realizzazione di raccordi (trasversali) tra linee adiacenti, ai fini della redistribuzione del carico o nella realizzazione di nuove linee da cabine di trasformazione MT/BT esistenti.

A sottolineare la necessità di sviluppo e adeguamento della rete al carico, intervengono, inoltre, eventi rilevanti ai fini della qualità del servizio, ma di fatto legati a esigenze di potenziamento degli impianti, quali ad esempio gli interventi per sovraccarico degli interruttori di bassa tensione. In questo caso, di norma, se sono necessari interventi sulla rete, questi comportano la realizzazione di trasversali per la redistribuzione del carico o nuove linee.

Infine, nell'ambito dei lavori sulla rete di bassa tensione per adeguamento al carico, hanno rilevanza anche quelli di realizzazione di raccordi e nuove linee BT, conseguenti alla messa in servizio di cabine di trasformazione necessarie per far fronte allo sviluppo del carico.

Interventi per la qualità del servizio

La pianificazione degli interventi per qualità sulla rete BT assume una valenza tanto più significativa quanto maggiore è l'incidenza percentuale della componente "bassa tensione" sul numero e sulla durata delle interruzioni per cliente BT. Tale componente può risultare rilevante nel caso dei centri cittadini, all'interno dei quali non è rara la presenza di singole linee BT con numero di clienti elevato. Si tratta in ogni caso di interventi puntualmente individuati come soluzioni rispetto a specifiche criticità, quali ad esempio la distribuzione disomogenea dei clienti sulle diverse linee o l'assenza di rialimentabilità di carichi rilevanti.

Inoltre, si prevede di ampliare l'utilizzo, prevalentemente in ambiti di alta concentrazione, e comunque in presenza di criticità in tal senso della rete BT, di interruttori BT telecomandati che consentono la diminuzione della durata cumulata di origine BT.

4.5. Progetti di innovazione tecnologica sulla rete elettrica

L'innovazione tecnologica ha costituito e costituisce per E-Distribuzione una delle principali leve di miglioramento delle performance. I risultati ottenuti da E-Distribuzione nel miglioramento della qualità e continuità del servizio e dell'efficienza operativa, che costituiscono un benchmark a livello internazionale, sono in larga parte derivanti dall'utilizzo innovativo e spesso anticipatorio degli strumenti tecnologici di volta in volta disponibili.

In relazione alla rapidità di evoluzione delle tecnologie, in particolar modo di quelle a maggior contenuto digitale, e data la complessità dei sistemi gestiti, i progetti di innovazione tecnologica sono accuratamente selezionati al fine di verificarne:

- la possibilità di prima implementazione, secondo programmi temporali coerenti con l'obsolescenza della tecnologia adottata;
- l'aggiornamento successivo, in considerazione dei prevedibili mutamenti di scenario tecnologico.

Inoltre, nel contesto attuale del sistema elettrico, caratterizzato dalla progressiva diffusione delle "risorse distribuite", l'innovazione tecnologica costituisce una leva fondamentale per la definizione e implementazione di nuovi modelli di rete, in grado di integrare le risorse distribuite massimizzando i benefici per i clienti e per il sistema elettrico nel suo complesso.

Le iniziative di seguito esposte rappresentano, con riferimento agli investimenti ad esse associati, i principali progetti in corso, risultanti dal processo di selezione sopra descritto.

4.5.1. Progetto "DSO 4.0 - Digital Network"

Il Progetto "DSO 4.0 – Digital Network", avviato nei primi mesi del 2019, prevede la realizzazione di un sistema di comunicazione di massima affidabilità e resilienza al servizio della rete di E-Distribuzione, rendendo possibile l'implementazione di nuove funzionalità in grado di migliorare sensibilmente le performance della rete.

Il Progetto si basa sul "rilegamento" delle Cabine Secondarie e Primarie ad una rete in fibra ottica, per conseguire una serie di obiettivi e benefici fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione, anche in prospettiva futura. A tal fine, oltre al rilegamento delle cabine elettriche alla rete in fibra ottica, è prevista l'installazione di componenti di innovazione tecnologica che, unitamente ad interventi strutturali, contribuiranno al miglioramento della qualità nonché all'evoluzione tecnologica della rete di E-Distribuzione, in linea con le previsioni e gli scenari delineati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Gli obiettivi di decarbonizzazione implicano infatti una crescente decentralizzazione, peraltro già in atto, delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la diffusione di nuove forme di utilizzo dell'energia elettrica, di sistemi di accumulo, demand response, mobilità elettrica/vehicle to grid, destinati a cambiare in modo radicale il paradigma di gestione e funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

La rete di E-Distribuzione deve pertanto evolvere, abilitando nuove funzionalità, a beneficio dei soggetti che vi accedono, e nuovi ruoli, per tutti gli attori del sistema elettrico, negli scenari che si delineano per il prossimo futuro.

Principali contenuti del Progetto

L'investimento complessivo è di circa 660 milioni di euro, di cui circa 270 milioni di euro nel periodo 2023-2025, con anno di conclusione previsto per il 2025.

Gli interventi sono riconducibili a due driver principali:

- fibra ottica e automazione di rete
- Hosting Capacity e struttura

Fibra ottica e automazione

Gli interventi consistono essenzialmente in:

PRINCIPALI INTERVENTI

- rilegatura in fibra ottica delle cabine, circa n. 32.000 tra Cabine Secondarie e Primarie, e installazione degli apparati in cabina per consentire l'attivazione della nuova rete di comunicazione in fibra ottica;
- automazione evoluta della rete MT mediante la "smart fault selection", prevista su circa 3.700 linee con il nuovo sistema di comunicazione, che consentirà di massimizzare le performance.

Hosting Capacity e Struttura

Si tratta di:

- interventi di potenziamento della rete, finalizzati principalmente ad integrare la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tali interventi (nuove Cabine Primarie, ampliamento di Cabine Primarie esistenti, ampliamenti di rete MT) consentiranno di creare nuova Hosting Capacity, prioritariamente nelle aree con maggior concentrazione di impianti di produzione MT-BT;
- installazione di telecontrolli presso le cabine MT, raggiunte dalla fibra ottica, a cui sono già connessi impianti di produzione da fonti rinnovabili.
- interventi di rifacimento/adequamento di linee MT esistenti, per complessivi 1.650 km circa, con particolare riferimento a tratti di linee caratterizzati da una significativa incidenza sulle performance della rete, soprattutto in termini di numero delle interruzioni.

Sintesi dei benefici attesi

Si riportano nel seguito i principali benefici attesi dall'implementazione del progetto, grazie alla combinazione di soluzioni tecnologiche innovative e interventi di struttura e componentistica sulle reti di alta (Cabine Primarie) e media tensione (Cabine Secondarie):

- disponibilità di un sistema di comunicazione di grande affidabilità e resilienza, di tipo always on, a supporto della rete di distribuzione, grazie all'utilizzo delle potenzialità offerte dalla rete in fibra ottica;
- miglioramento delle performance tecniche e della qualità del servizio, essenzialmente per effetto dell'automazione evoluta (smart fault selection) la cui efficacia sarà massimizzata dall'utilizzo della fibra ottica come vettore di comunicazione;
- incremento dell'efficienza operativa, grazie all'aumento del grado di telecontrollo della rete e ai nuovi sistemi di comunicazione;
- aumento della Hosting Capacity per la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili.

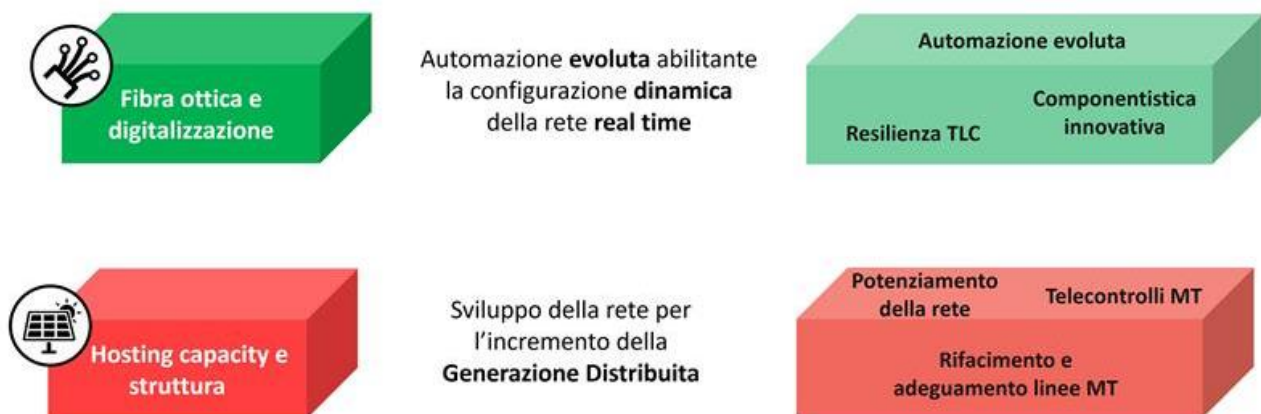


Figura 39- Cluster di intervento e benefici attesi del Progetto "DSO 4.0- Digital Network"

In conclusione, si tratta di un progetto innovativo e ad ampio spettro, grazie al quale E-Distribuzione si pone l'obiettivo di accelerare la propria evoluzione tecnologico/industriale per svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica.

4.5.2. Piano Qualità

Il quadro regolatorio in materia di qualità del servizio elettrico, a conclusione delle consultazioni svolte da ARERA nel corso del 2019, è stato aggiornato dalla Delibera ARERA n.566 di dicembre 2019, la quale ha introdotto nuovi strumenti regolatori al fine di migliorare le performance delle reti di distribuzione.

Il piano Qualità è stato studiato e predisposto tenendo conto dei suddetti indirizzi regolatori, ed è pertanto finalizzato al miglioramento delle performance della rete, con riferimento soprattutto all'indicatore NILB (numero interruzioni brevi + lunghe) e, con particolare riguardo per gli ambiti classificati come "critici" ed "ipercritici", rispetto a tale indicatore.

Nell'ambito di tale progetto, in conformità alla Delibera ARERA sopra citata, sono anche previste sperimentazioni di nuove tecnologie di telecontrollo BT e di automazione evoluta della rete MT.

Il piano è stato avviato nel 2020, con interventi in ambiti non a riferimento per l'indicatore di qualità del servizio NILB per il raggiungimento dei livelli obiettivo, così come fissati nella Delibera suddetta. Il piano sarà rielaborato a seguito degli aggiornamenti regolatori previsti nei prossimi mesi.

Le principali tipologie di interventi sono volte a:

- migliorare la struttura della rete di media tensione;
- adeguare i componenti ad elevato tasso di guasto;
- incrementare il telecontrollo e l'automazione sia sulla rete di media tensione che su quella di bassa tensione.

Gli interventi strutturali sono ad elevato grado di complessità realizzativa, trattandosi in molti casi di progetti di realizzazione di nuovi impianti primari, con relative nuove linee uscenti MT per l'inserimento sulla rete esistente, prevalentemente in aree urbane.

Sono inoltre previsti interventi di adeguamento della componentistica di rete, in buona parte consistenti nella sostituzione di cavi interrati, anche in questo caso con elevato grado di complessità realizzativa in quanto riguardanti principalmente aree urbane.

4.5.3. Piano di messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G) di E-Distribuzione

Overview del progetto

Il Piano di messa in servizio dei contatori di seconda generazione (CE2G o Open Meter) da parte di E-Distribuzione è stato predisposto in coerenza con i principi esposti dall'ARERA, in termini di trasparenza delle scelte di investimento degli operatori regolati, dando evidenza delle motivazioni alla base dell'investimento, degli output prodotti dallo stesso in termini di miglioramento delle performance attese e degli ingenti benefici per l'intero sistema elettrico, correlati a tale innovazione nel servizio di misura.

E-Distribuzione ha avviato un piano di installazione massivo dei contatori intelligenti di nuova generazione CE2G, che prevede: la sostituzione dell'intero parco di contatori attivi, che allo stato attuale ammonta a circa 31,9 milioni di misuratori, di cui circa 31,8 milioni di contatori elettronici di prima generazione (CE1G);

l'installazione dei nuovi contatori legata a dinamiche della clientela, per un totale di 41,1 milioni di contatori (dato previsionale 2017-2031).

Il nuovo contatore si pone come componente essenziale del nuovo paradigma energetico abilitato dalle reti intelligenti, in associazione a tutte le innovazioni tecnologiche e di processo alla base degli sviluppi attuali e futuri.

Il nuovo sistema di misura renderà possibile un'evoluzione del sistema elettrico, grazie anche all'introduzione di nuovi servizi e alla possibilità di realizzare importanti efficientamenti nei processi di tutta la filiera elettrica.

I principali effetti positivi dell'adozione del nuovo sistema di smart metering derivano dalla possibilità di:

- fruire dei dati di misura in Near Real Time, beneficio che va nella direzione di accrescere la consapevolezza del cliente circa il suo comportamento di consumo. La conoscenza della propria "*energy footprint*" da parte del consumatore consente l'evoluzione del ruolo del consumatore stesso da soggetto passivo a parte attiva della filiera energetica, in grado di scegliere proattivamente il fornitore e le modalità di fruizione dell'energia e, in un futuro prossimo, anche di influenzare dinamicamente il sistema attraverso lo svilupparsi della *demand side response*;
- introdurre nuovi strumenti di contrasto alla morosità, nonché aumentare l'efficacia della misura già oggi in atto per prevenire e contenere tale fenomeno;
- facilitare una maggiore programmabilità dei volumi in prelievo e in immissione per gli utenti del dispacciamento e per il gestore della rete di trasmissione;
- rivedere il processo del Settlement, con la disponibilità dei dati al quarto d'ora per tutta la clientela e la possibilità per i venditori di trasferire segnali di prezzo orari basati su dati reali e non su profilazioni convenzionali;
- permettere ai venditori di elaborare nuove tipologie di offerta, ad esempio quelle orarie o prepagate, per tutta la clientela;
- migliorare la gestione della rete elettrica attraverso la disponibilità di dati capillari sulle diverse grandezze elettriche misurate, con il miglioramento delle performance anche in termini di pronta disponibilità dei dati e l'ottimizzazione dei processi che portano alla messa a disposizione dei dati alle terze parti.

Avanzamento

L'attività di installazione massiva dei contatori di nuova generazione è stata avviata nel 2017, con la posa di circa 1,7 mln di contatori. Come previsto nel Piano di messa in servizio presentato ad ARERA, l'impegno per gli anni 2018 e 2019 era quello di installare rispettivamente 5,4 mln di CE2G e 5,9 mln di CE2G. L'anno 2018 si è chiuso con un totale installazioni di 5,6 mln di CE2G, con un incremento dunque di circa 200.000 pose rispetto al target, mentre il 2019 si è chiuso con un totale installazioni di 6,1 mln di CE2G, anche in questo caso con un incremento rispetto al target.

In totale, al 31 dicembre 2019 sono stati installati circa 13,4 mln di CE2G di cui 10,8 mln sono stati installati in modalità massiva dalle imprese dedicate a questa attività.

Nel corso del 2020, l'insorgere dell'emergenza sanitaria legata al COVID-19 ha avuto un importante impatto sull'operatività, soprattutto nei mesi di lockdown nazionale da marzo ad aprile. Durante la prima fase della pandemia, infatti, le imprese di massa hanno dovuto interrompere le proprie attività per rispetto del DCPM allora in vigore e della circolare MiSE (la sostituzione massiva è stata considerata come un'attività non legata alla continuità della fornitura del servizio di distribuzione elettrica).

A partire da maggio 2020, con la graduale riapertura delle attività produttive, il piano massivo ha potuto riprendere con le sostituzioni, seppur con la limitazione di non poter eseguire attività che comportassero l'accesso presso l'abitazione del cliente. Solo da luglio 2020, a valle di una successiva circolare MiSE, è stato nuovamente possibile includere le sostituzioni relative ai contatori installati all'interno delle abitazioni.

Al fine di recuperare il più possibile sul fisiologico ritardo accumulato dovuto allo stop dei lavori nei mesi di marzo e aprile, in autunno sono stati attivati ulteriori 18 contratti tramite *beauty contest*.

Nonostante il particolare contesto storico di riferimento, il 2020 si è concluso con l'installazione di circa 5,4 mln di CE2G, portando complessivamente il piano a 18,8 mln di contatori, di cui 15,1 mln installati in modalità massiva dalle imprese dedicate a questa attività, con un ritardo complessivo rispetto al piano originale presentato ad ARERA di sole circa 300.000 pose.

Nel 2021 sono state messe in atto tutte le possibili azioni per il recupero dei volumi di installazione previsti, compresa l'attivazione di ulteriori contratti tramite *beauty contest*, al fine di riallineare il consuntivo con il piano approvato dall'Autorità: l'anno si è chiuso con 5,9 Mln di CE2G installati contro una previsione di 5,6 Mln, recuperando di fatto le 300.000 pose non installate l'anno precedente a causa dello scoppio della pandemia.

Il 2022, invece, è stato caratterizzato dall'insorgere della problematica relativa al conflitto bellico russo-ucraino, che ha comportato notevoli difficoltà logistiche in termini di delivery, e alla contestuale carenza di componenti elettronici che nella prima metà dell'anno ha comportato un ridimensionamento importante nelle consegne dei contatori elettronici. Per far fronte alle difficoltà emerse, si è scelto di rallentare il piano di installazione massiva dei CE2G, spostando in avanti la partenza degli ultimi contratti di massiva, necessari per completare la copertura dei territori, al fine di salvaguardare le installazioni in gestione utenza che, contemporaneamente, sono stata trainate positivamente dall'aumento nella richiesta di allaccio di piccoli impianti di produzione, principalmente fotovoltaici. Per questo motivo, a fronte di un piano di installazione di 4,6 Mln di CE2G, il 2022 si è concluso con 3,7 Mln di contatori installati. Il consuntivo totale delle installazioni, di 28,4 Mln di CE2G al 31.12.2022, è risultato comunque superiore alla soglia del 95% sul piano cumulato, il target fissato da ARERA; tale target è stato raggiunto, nonostante l'Autorità avesse concesso a tutti i Distributori una deroga su tale soglia in considerazione della suddetta problematica relativa all'approvvigionamento dei materiali.

A causa dello slittamento temporale degli ultimi contratti di massiva, il piano per gli anni successivi al 2022 non prevede il recupero totale del gap accumulato nel 2022: nel corso del 2023, infatti, sono previste 3,3 Mln di pose di contatori a fronte di un piano che ne prevedeva 3,4 Mln. Nel 2024, invece, si prevede di installare 3,2 Mln di CE2G con un parziale recupero di volumi rispetto alle 2,9 Mln pose presenti nella pianificazione ARERA.

In totale, si prevede di mantenere sempre una percentuale di installazioni sul piano cumulato superiore al 95% (target ARERA), e di chiudere il piano di sostituzione con il 98% dei volumi previsti.

Inoltre, per rispettare gli ulteriori target previsti nelle Delibere ARERA, relativi alla percentuale di clienti attivi che dispongono del contatore di ultima generazione (ovvero il 90% entro fine 2025 e il 95% entro il 31/12/2026), sono stati attivati ulteriori contratti ad hoc, chiamati di completamento, che prevedono l'assegnazione a terzi delle attività di sostituzione non eseguite né nella prima fase di massiva né nella seconda fase di ripasso. Questi contratti, essendo affidati ad imprese terze dedicate, hanno il preciso scopo di cercare di dotare più clienti possibili di Open Meter entro la fine del piano di sostituzione massiva, previsto per il 2024.

4.5.4. Telecontrollo delle Cabine Primarie

Il telecontrollo delle Cabine Primarie è realizzato attraverso sistemi ed apparati dislocati presso i centri operativi della rete elettrica e negli impianti, ed è costituito essenzialmente da 4 sottosistemi:

- il terminale periferico di tele operazione (TPT2000/TP2020);
- la rete di comunicazione IP tra i sistemi centrali e gli impianti;
- i sistemi di telecontrollo centrali;
- una rete di telecomunicazione tra centri operativi, costituita da un back-bone con capacità di traffico di 10 Gbps.

I protocolli di comunicazione utilizzati sono conformi agli standard internazionali, con l'utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione e telecontrollo tra le più moderne offerte dal mercato.

E-Distribuzione, per far fronte alle nuove esigenze derivanti dalla già avviata transizione energetica del sistema elettrico, contestualmente all'avvio del progetto DSO 4.0, ha avviato un piano di innovazione dei sistemi di protezione degli impianti e, conseguentemente, la progressiva digitalizzazione delle Cabine Primarie con l'introduzione di reti locali in fibra ottica, l'implementazione del protocollo industriale IEC-61850 e la sostituzione dell'apparato di teleoperazioni con il più recente TPT2020.

L'architettura dei sistemi e delle reti prevede la ridondanza di tutte le apparecchiature principali ed i collegamenti dati per garantire un elevato standard di affidabilità.

I sistemi di telecontrollo, oltre ad assicurare la teleconduzione degli impianti, sono interconnessi con i Sistemi di Conduzione Controllo Terna (SCCT) per garantire il trasferimento dei segnali e misure rilevanti per la RTN, il Sistema di Controllo e Difesa Terna (BME).

I sistemi sono stati, inoltre, potenziati per dare corso alle attività del Progetto Osservabilità previste dalla Delibera 540/2021 che disciplina la regolazione dello scambio dati tra Terna, DSO e SGU (Significant Grid User Perimetro Standard -Produttori MT con $P \geq 1$ MW).

Inoltre, sono attivi:

- sistemi di allarmi e video per monitoraggio degli impianti primari;
- raccolta misure di qualità dell'energia elettrica distribuita (Power Quality).

È stata completata la migrazione dei sistemi di telecontrollo su hardware supportato da tecnologia VMWARE.

4.5.5. Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart Cities

L'affermarsi e la costante crescita delle nuove fonti energetiche, soprattutto rinnovabili, determinano la necessità di sviluppo di un nuovo modello di rete elettrica. Le Smart Grid sono ormai riconosciute come il nuovo modello di rete elettrica necessario per gestire in modo efficace la crescente complessità della rete di distribuzione. Partendo dalla definizione della European Technology Platform, le Smart Grid sono intese come *"an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both- in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supply"*.

Le Smart Grid prevedono la trasformazione della rete elettrica in una rete interattiva, riuscendo a integrare in modo dinamico le esigenze dei consumatori e gestire in modo efficiente la costante crescita delle nuove fonti di generazione distribuita.

Tali funzionalità sono rese possibili attraverso l'implementazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga, basata ad esempio su fibra ottica o su tecnologie di tipo wireless (ad es. 4G/LTE), che risultano affidabili, veloci e con ampie capacità di trasmissione. L'aspetto della latenza (ovvero del tempo di risposta) delle comunicazioni assume sempre più un valore importante per le Smart Grids.

I benefici associati all'evoluzione verso le Smart Grid riguardano quindi potenzialmente tutti gli ambiti della gestione degli impianti di distribuzione: continuità del servizio, efficienza energetica, esercizio evoluto, regolazione della tensione, sicurezza del sistema elettrico attraverso l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione e con la generazione distribuita (GD), integrazione dei veicoli elettrici e partecipazione attiva dei clienti finali alla gestione dinamica dei segnali di consumo e prezzo.

L'evoluzione delle reti richiede un grande sforzo innovativo volto a ricercare e testare le migliori soluzioni da implementare in modo massivo sulla rete. In tal senso prosegue l'impegno di E-Distribuzione anche nel prossimo triennio, con iniziative di sperimentazione e prototipazione che coprono i diversi ambiti di innovazione sopra richiamati. Di seguito sono sinteticamente descritte le principali iniziative in argomento.

Evoluzione dei sistemi di protezione e controllo delle Cabine Primarie-Cabine Primarie digitali

L'incremento della generazione distribuita connessa alla rete MT e BT ed il conseguente aumento dei casi di inversione del flusso di energia dalla rete MT verso la rete AT, nonché l'evoluzione tecnologica e quella degli standard Internazionali, comportano l'adeguamento del sistema di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie. La nuova generazione di apparati utilizza il protocollo standard IEC 61850 e prevede funzionalità di protezione e di automazione di rete più sofisticate, in grado di garantire il corretto funzionamento dei sistemi in presenza di reti attive; consente inoltre la misura dei flussi di potenza sui quattro quadranti del piano potenza attiva-reattiva.

Le protezioni digitali aumentano le informazioni disponibili all'operatore, permettendo un'analisi approfondita dei fenomeni elettrici della rete elettrica e dunque abilitano gli aspetti di manutenzione preventiva e predittiva.

Nel periodo di riferimento saranno sviluppate ulteriori nuove funzionalità e in parallelo si procederà con le installazioni dei nuovi sistemi in campo, nell'ambito dei progetti in corso ed in sinergia con un cambio tecnologico degli organi di manovra e quadri di sezione MT primaria che consentirà di sfruttare al massimo i benefici della digitalizzazione.

Evoluzione apparati e sistemi centrali (STUX/STM), apparati e sistemi di Cabina Primaria (TPT2000/TPT2020) e di Cabina Secondaria per il telecontrollo e l'automazione della rete

In questi ambiti sono comprese le attività di evoluzione hardware e software dei sistemi di telecontrollo e automazione a supporto di tutti i progetti Smart Grid previsti, con particolare riferimento alle funzionalità evolute di monitoraggio in tempo reale, di regolazione della tensione MT, di scambio informativo con Terna (incluse le nuove funzionalità per la cosiddetta "osservabilità" della generazione distribuita) e delle nuove tecniche di selezione del guasto e rialimentazione automatica della rete MT.

Queste attività costituiscono una base comune dei diversi progetti Smart Grid, garantendo omogeneità ed integrazione degli sviluppi.

Sono ricomprese le evoluzioni necessarie per l'integrazione dei sistemi in oggetto con il nuovo sistema informativo aziendale, in linea con il progetto di platformization.

A seguito della positiva sperimentazione effettuata, nel periodo di riferimento sarà diffusa la cabina secondaria digitale del futuro, basata sul dispositivo Quantum Edge, capace di concentrare al proprio interno le funzionalità dei dispositivi fisici di protezione, controllo e comunicazione. Il dispositivo è dotato di una elevata capacità computazionale e permette la diffusione capillare sulla rete di un'intelligenza artificiale evoluta che permetterà di sviluppare ed affrontare le sfide del futuro. Parte integrante della cabina secondaria del futuro sarà anche il passaggio ad una quadristica MT e BT affidabile e robusta, garantita dal passaggio ai nuovi standard costruttivi compatti e a prova d'arco interno. Gli interruttori automatici e i sezionatori sotto carico ad alte performance elettriche e meccaniche di questi nuovi quadri sono alla base di una migliore gestione della rete di distribuzione secondaria.

Evoluzione apparati BT (Smart Street Box, MicroUP, ALBERT e interruttori elettronici) e sistemi centrali per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB)

In questo ambito sono comprese le attività di sviluppo evolutivo del Sistema di telecontrollo per la rete di Bassa Tensione (STB) e relativi apparati periferici a supporto dei progetti Smart Grid previsti nel periodo in oggetto, nonché quelle del sistema per i calcoli elettrici BT in tempo reale (DMS BT),

Sono ricomprese le evoluzioni necessarie per l'integrazione del sistema STB e del DMS BT con il nuovo sistema informativo aziendale, in linea con il progetto di platformization.

Saranno inoltre oggetto di ulteriori sviluppi le soluzioni per l'implementazione di armadi stradali di bassa tensione (Smart Street Box), nello specifico per il telecontrollo e il monitoraggio lungo linea e/o in Cabina Secondaria delle grandezze elettriche di interesse, al fine di disporre di una varietà di soluzioni per il miglior supporto ai progetti in corso.

Verranno sperimentati in alcune cabine secondarie nuovi quadri di bassa tensione motorizzati e telecontrollati equipaggiati con sensori, protezione e comando unipolare, per valutarne le potenzialità in termini di miglioramento della qualità del servizio.

Ulteriori sperimentazioni con start-up selezionate permetteranno di validare sulla rete di E-Distribuzione le più moderne tecnologie.

Eliminazione delle sezioni MT in aria delle cabine secondarie (sezione a giorno (DY515, DY516) e quadri in aria (DY400))

Avvio di campagna di sostituzione delle apparecchiature MT a giorno delle Cabine Secondarie introducendo quadri MT isolati in gas con interruttore di manovra sezionatore (GSM001) oppure con interruttore (GSCM004). Con questo tipo di intervento mirato andremo ad agire sulla resilienza e digitalizzazione della rete, saranno oggetto delle nuove implementazioni cabine secondarie in zone ad alto inquinamento, salino/atmosferico (resilienza), inoltre grazie alle caratteristiche superiori dei nuovi quadri MT il progetto avrebbe un impatto diretto sull'incremento della *Hosting Capacity*, facendo interventi di rafforzamenti infrastrutturali accompagnati da automazione e digitalizzazione spinta.

Bonifica linee aeree MT in conduttore di rame nudo da 16mm²Avvio di una campagna di sostituzione degli impianti esistenti di conduttori nudi di media tensione con cavo elicord MT a resilienza "infinita".

La maggior parte di guasti della rete aerea MT in condizione atmosferiche sfavorevole avviene su questa tipologia di conduttore.

Rinnovamento linee interrate MT con cavi isolamento in carta impregnata

Avvio di campagna di sostituzione dei vecchi cavi isolati in carta impregnata con nuovi cavi MT estrusi.

Connettività IP broadband: architettura generale

L'architettura di telecomunicazione generale che si vuole raggiungere per connettere tutti gli impianti di distribuzione è strutturata su due layer come rappresentato in Figura 40.

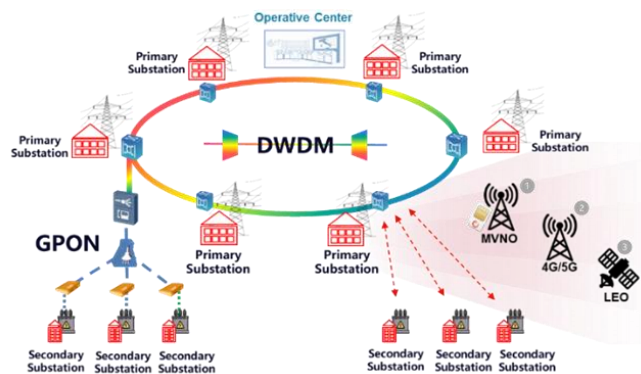


Figura 40- Architettura Target di Telecomunicazioni

Un primo layer di trasporto ad elevata banda, bassa latenza ed alta resilienza per la comunicazione tra Cabine Primarie e Centri Operativi di distribuzione realizzato tramite anelli in fibra ottica illuminati con tecnologia DWDM. Un secondo layer di rete di accesso per la comunicazione tra Cabine Primarie e Secondarie di distribuzione, attraverso l'impiego di architetture fibra GPON o, ove le suddette reti in fibra non siano disponibili, tramite collegamenti radio 5G/LTE/4G o satellitari a bassa orbita.

Tale strategia di sviluppo delle telecomunicazioni a servizio delle reti elettriche digitalizzate sfrutta vettori di telecomunicazione a bassa latenza ed alta capacità permettendo di abilitare use cases avanzati quali ad esempio il telecontrollo, l'automazione avanzata (c.d. FA - Feeder Automation), lo smart metering, la regolazione di tensione tramite gestione dei flussi di reattivo, il monitoraggio della generazione distribuita, il monitoraggio degli asset di rete, la videosorveglianza degli impianti, il monitoraggio tramite sincrofasori e permettendo, al contempo, di creare una rete di backhauling per futuri nuovi servizi.

L'architettura di telecomunicazioni target armonizza le esigenze strategiche di lungo e breve termine sia nelle aree urbane che in quelle rurali, al fine di garantire le prestazioni del sistema e completare la transizione ad una rete completamente intelligente.

Connettività IP broadband per Cabine Primarie

L'attività consiste nella modernizzazione della rete di comunicazione tra le Cabine Primarie di distribuzione e i Centri Operativi e si propone di realizzare una rete di trasporto a larga banda, bassa latenza ed elevata affidabilità che consenta di abilitare la trasmissione di servizi avanzati che richiedono basse latenze di trasmissione (automazione avanzata) e di implementare nuove funzionalità per migliorare significativamente le prestazioni della rete di distribuzione elettrica.

Ad oggi tale infrastruttura è in corso di realizzazione nell'ambito del perimetro dell'accordo quadro stipulato con Terna volto alla realizzazione di anelli in fibra ottica dedicata che rilegheranno le Cabine Primarie di distribuzione verso i Centri Operativi.

La soluzione tecnologica prevista per l'illuminazione degli anelli in fibra ottica sarà realizzata mediante apparati trasmissivi (nodi DWDM) in grado di interconnettere e re-instradare i flussi ottici incrementando la resilienza della rete trasmissiva e garantendo il supporto dei servizi della rete elettrica attuali e futuri.

L'architettura proposta garantirà livelli di sicurezza intrinseca dovuti alla segregazione della rete fisica e logica tramite la creazione di circuiti virtuali (lambda) assicurando banda dedicata e latenza bassa per qualsiasi esigenza di servizio.

Connettività IP broadband per Cabine Secondarie

La connettività IP broadband costituisce il fattore abilitante per la realizzazione di tutte le funzionalità Smart Grid in corso di sviluppo. L'attività si propone di realizzare un'infrastruttura di comunicazione che consenta di connettere i nodi della rete elettrica di distribuzione al sistema centrale di telecontrollo in modalità always-on e a bassa latenza, in modo da garantire i tempi di intervento ed il corretto funzionamento dei nuovi protocolli di comunicazione. Ad oggi tale infrastruttura è stata realizzata, testata ed in esercizio (Progetto Isernia, Grid4EU, PAN NER300, Replicate, ...) o è in corso di realizzazione nell'ambito di alcuni progetti finanziati nonché nell'ambito del perimetro del progetto DSO4.0.

Le soluzioni e tecnologie di comunicazione utilizzate per la connessione delle Cabine Secondarie sono di tipo wired (fibra ottica) e wireless (4G LTE). Sono in corso progetti pilota per la sperimentazione del 5G e di soluzioni di connettività satellitare a bassa orbita LEO (Low Earth Orbits).

Oltre ai progetti sopra citati, nell'ottica di sviluppo della rete di comunicazione tra Cabine Primarie e Cabine Secondarie di distribuzione, si stanno testando soluzioni infrastrutturali altamente performanti. Tali soluzioni prevedono l'utilizzo di reti in fibra ottica GPON (Gigabit Passive Optical Network) molto affidabili, scalabili, completamente passive e ad alte prestazioni che garantiscono latenze molto basse, capacità e resilienza elevate. Sono in corso anche miglorie sull'infrastruttura LTE/4G MVNO, realizzate nell'ambito del progetto MVNOenhanced (MVNOe), che consentono di aumentare la resilienza dell'intera infrastruttura e del servizio offerto nonché di soddisfare i requisiti imposti dalle automazioni avanzate, riducendo i costi e raggiungendo gli impianti non serviti dalle soluzioni wired. La connettività tramite architettura MVNOe è anche utilizzata come link di comunicazione di backup, incorrelato e diversificato, per le cabine connesse in fibra ottica, realizzando un'architettura ad alta ridondanza.

Electrical Storage Systems (ESS)

Negli ultimi anni sono stati installati e testati alcuni dispositivi di accumulo di tipo elettrochimico (Electrical Storage Systems, o ESS), finanziati nell'ambito del progetto CS Smistamento Mercato Saraceno (Emilia-Romagna).

Tali sistemi possono essere utilizzati per rispondere ad alcune delle nuove esigenze derivanti dalla penetrazione massiva della generazione distribuita, ad esempio per la mitigazione degli effetti dovuti all'intermittenza nell'erogazione di potenza della generazione rinnovabile. Gli ESS potrebbero sostituire interventi più costosi, ad esempio in casi in cui la rete entra in sovraccarico solo per periodi di breve durata.

E-Distribuzione ha svolto negli ultimi anni svariati test su ESS, sia per applicazioni lungo la rete MT, sia per applicazioni in Cabina Primaria.

L'attuale normativa regolatoria subordina l'uso di soluzioni di tipo ESS, da parte dei Distributori, a una verifica in merito alla convenienza tecnico economica e ad una valutazione puntuale da parte dell'ARERA, in funzione delle necessità tecniche ed economiche specifiche.

Pertanto, ulteriori installazioni future saranno da valutarsi caso per caso, anche in considerazione del nuovo quadro europeo e italiano rispetto alla necessità dell'operatore di trasmissione di approvvisionare servizi ancillari anche da generatori e accumulatori di bassa potenza connessi massivamente alle reti MT/BT gli impianti di accumulo in gestione al distributore potrebbero essere nodi di bilanciamento con la possibilità di attenuare gli effetti su congestione e regolazione della tensione dovuti a variazioni di potenza attiva e reattiva in seguito ad ordini di dispacciamento del TSO.

Dispositivi Smart Info & MOME

Nel contesto di quanto disposto dall'ARERA con delibera n° 56/09, in applicazione di quanto disposto dall'art 17, comma 1 lettera c) del D.Lgs. 115 del 30 maggio 2008, secondo cui "le imprese di distribuzione [...], provvedono ad individuare modalità che permettano ai clienti finali di verificare in modo semplice, chiaro e comprensibile le letture dei propri contatori, sia attraverso appositi display da apporre in posizioni facilmente raggiungibili e visibili, sia attraverso la fruizione dei medesimi dati attraverso ulteriori strumenti informatici o elettronici già presenti presso il cliente finale", negli anni scorsi E-Distribuzione aveva sviluppato il dispositivo Smart Info che, comunicando con il contatore elettronico di consumo e/o di produzione, consente alla clientela di fruire in modo agevole delle informazioni presenti nel contatore tramite diversi supporti visivi (es. personal computer, dispositivi mobili, display dedicati) e quindi di monitorare l'eventuale produzione locale e di ottimizzare la propria domanda di energia elettrica.

Inoltre, erano stati sviluppati: un display dedicato, una App per consultare i propri dati energetici e un dongle per la trasmissione dei dati in WiFi. Tali innovazioni sono state rese disponibili in via sperimentale ai clienti finali residenti nei comuni interessati dai progetti Smart City L'Aquila, NER 300/Puglia Active Network, Replicate, Energy Efficiency Buildings e Flexiciency. Si precisa che gli ultimi tre progetti menzionati sono chiusi.

Nell'ambito degli impegni assunti da E-Distribuzione, con riferimento al procedimento A486 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, E-Distribuzione garantisce la vendita alle terze parti e il conseguente supporto dei dispositivi Smart Info e MOME, fino a completamento del piano di sostituzione massiva del contatore 2G.

Il modulo "OEM" (Original Equipment Manufacturer) - denominato MOME - è un modulo hardware che supporta le stesse funzionalità dello Smart Info+ e che i System Integrator possono integrare nelle proprie applicazioni per accedere ai dati raccolti dagli smart meter in bassa tensione.

Il modulo MOME è in grado di comunicare con lo smart meter tramite il protocollo di telegestione, di acquisire i dati dal contatore e renderli disponibili alle applicazioni esterne, con una frequenza media di aggiornamento dei dati di 15 minuti.

Progetto L'Aquila Smart City

Nel dicembre 2013 E-Distribuzione ha lanciato il progetto L'Aquila Smart City, che amplia il ventaglio di collaborazioni sui temi della sostenibilità ambientale con le municipalità italiane. Il progetto, che è in corso di realizzazione, interessa la città dell'Aquila e mira a creare il tessuto tecnologico/infrastrutturale di base per lo sviluppo del capoluogo abruzzese in ottica Smart City.

Il progetto prevede sia interventi di rinnovo tecnologico degli apparati di protezione e controllo della rete elettrica in ottica Smart Grid sia l'introduzione di soluzioni volte a rendere "Smart" la città, a vantaggio dell'efficienza energetica e dello sviluppo in ottica Green.

La distribuzione alla clientela domestica dei dispositivi Smart Info è completata; pertanto, si proseguirà nei prossimi anni con le sole attività di assistenza e supporto.

Si proseguirà inoltre con l'installazione delle stazioni di ricarica per veicoli elettrici previste da progetto, da distribuire sul territorio della città dell'Aquila a meno di varianti concordate con il Comune.

Progetto Puglia Active Network – NER 300

Il Progetto Puglia Active Network (bando dalla Commissione Europea NER 300 indetto il 3 aprile 2013 e finalizzato al co-finanziamento di progetti dimostrativi CCS relativi a tecnologie RES innovative) ha come obiettivo principale quello di migliorare l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili alla rete di distribuzione, attraverso l'utilizzo di tecnologie innovative.

Si tratta di interventi in un'area con forte penetrazione di rinnovabili, con l'esigenza, quindi, di gestire una rete di distribuzione fortemente attiva. Le innovazioni introdotte condurranno ad un incremento dell'Hosting Capacity, permettendo di aumentare la generazione connettibile sulle reti di distribuzione e conseguire una maggiore efficienza energetica, avvicinando i carichi alle generazioni e riducendo, di conseguenza, le perdite in rete.

Nel progetto sono previsti interventi relativi all'evoluzione del sistema di controllo e gestione della rete elettrica e ai sistemi di protezione e controllo delle Cabine Primarie e Secondarie. L'interazione tra sistemi centrali e periferici è realizzata attraverso un sistema di comunicazione a banda larga con i nuovi dispositivi installati nelle cabine di trasformazione e di consegna dei produttori MT.

Gli interventi sulla rete hanno interessato 202 impianti primari e circa 8.000 nodi tra Cabine Secondarie, IMS da palo e cabine di consegna. Inoltre, sono stati distribuiti circa 10 mila kit Smart Info+ in comodato d'uso gratuito agli utenti pugliesi che ne hanno fatto richiesta, e sono state installate 74 infrastrutture di ricarica.

Il 1° gennaio 2020 il progetto è entrato nella fase di operation ed è in corso la fase di monitoraggio delle performance che durerà fino alla fine del 2024.

Progetti PON IC FESR 2014-2020 / REACT-EU

Il Programma Operativo Nazionale (PON) Imprese & Competitività 2014-2020 FESR, attraverso l'Asse IV "Efficienza energetica", ed in particolare l'Azione 4.3.1 promuove la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (smart grid) in Basilicata, Calabria, Campania, Puglia e Sicilia e interventi sulle reti di trasmissione strettamente complementari agli interventi sulla rete di distribuzione (Decreto del 20 marzo 2017: "Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid) nei territori delle Regioni meno sviluppate"),

I Progetti PON hanno come obiettivo principale quello di incrementare la capacità della rete di distribuzione di accogliere nuovi impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili, garantendo anche un ulteriore miglioramento della qualità del servizio. Il bando mira ad impattare la rete di distribuzione delle regioni di convergenza.

A seguito della presentazione dei progetti in risposta al Bando 2017, E-Distribuzione è risultata finanziabile su 46 progetti nelle quattro Regioni di convergenza della Sicilia, Campania, Calabria e Basilicata, secondo quanto stabilito dal decreto del 09/03/2018. A seguito dei decreti del MASE (ex MISE) del 09/03/2018 e 04/05/2018, sono stati ammessi a finanziamento 35 progetti.

Successivamente, il MASE ha emanato un nuovo Bando il 20 dicembre 2019, con i medesimi obiettivi del precedente, ed E-Distribuzione ha candidato ulteriori 28 progetti, 16 dei quali sono stati ammessi e finanziati sui fondi PON (Decreto del 01.04.2021) e 12 sono stati finanziati sul fondo React EU (Decreto del 25.05.2022).

A valle della riprogrammazione REACT-EU del PON, ciascun progetto è finanziato nell'ambito della risposta dell'Unione alla pandemia di COVID-19. Le tipologie di intervento volte all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid, mutate dall'esperienza Puglia Active Network², consistono in interventi di "smartizzazione" di tutte le Cabine Primarie oggetto di intervento oltre che, per alcune di queste, in azioni di potenziamento, ampliamento ed in alcuni casi realizzazione di nuove Cabine Primarie Smart.

Gli interventi di natura Smart sono inoltre previsti anche su Centri Satellite e Cabine Secondarie, realizzando una vera e propria "rete intelligente" in grado di fornire informazioni in tempo reale, favorire la connessione di nuove RES e minimizzare l'impatto dei guasti sulla rete.

Agli interventi "Smart" si aggiungono interventi tradizionali quali quelli sui trasformatori (sostituzione di macchine installate con altre di taglia maggiore o installazione di nuove macchine) e sulle linee (sostituzione

² In generale gli interventi sono:

- selezione automatica del tronco guasto, che ha lo scopo di isolare la porzione di rete interessata dal guasto senza necessità di richiusura rapida effettuata dall'interruttore di linea MT in Cabina Primaria, anche nel caso di corto circuito;
- osservabilità della rete MT, attraverso la quale sarà possibile inviare al gestore della rete di trasmissione nazionale i dati e le misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea;
- controllo evoluto di tensione a livello di sbarra di Cabina Primaria al fine di gestire le sovratensioni dovute alla generazione distribuita e aumentare la Hosting Capacity;
- automazione degli interruttori di linea di Bassa Tensione (BT) con lo scopo di migliorare la qualità del servizio in termini di continuità del servizio, qualità percepita dagli utenti della rete BT e contenimento del rischio di funzionamento incontrollato di porzioni di rete BT;
- predisposizione delle connessioni nelle cabine di consegna (che servono per la connessione alla rete di impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili) nelle quali verrà realizzata una predisposizione per la futura comunicazione e controllo della generazione distribuita, tramite standard IEC 61850.

di cavi aerei ed interrati con cavi con sezione maggiore, o realizzazione di nuove tratte di linea), tesi al potenziamento dell'infrastruttura di distribuzione e alla completa integrazione delle funzionalità "Smart".

Al 31 dicembre 2022 sono stati conclusi 17 progetti.

Progetti POR Sicilia

Con il Decreto del 27/07/2018 la Regione Siciliana ha ammesso a finanziamento gli 11 progetti non finanziati dal MASE (ex MiSE), avvalendosi della graduatoria redatta dal Ministero dello Sviluppo Economico nel Decreto del 09/03/2018.

I progetti hanno come obiettivo principale quello di incrementare la capacità della rete di distribuzione di accogliere nuovi impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili, garantendo anche un ulteriore miglioramento della qualità del servizio.

Le tipologie di intervento, così come quelle previste per i PON, sono volte all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid e consistono in interventi di "smartizzazione" di tutte le Cabine Primarie oggetto di intervento oltre che, per alcune di queste, in azioni di potenziamento ed ampliamento.

Gli interventi di natura Smart sono inoltre previsti anche sulle Cabine Secondarie, realizzando una "rete intelligente" che sarà in grado di fornire informazioni in tempo reale, favorire la connessione di nuova generazione da fonti rinnovabili e minimizzare l'impatto dei guasti sulla rete. Tali interventi si sostanziano nell'introduzione di apparati provvisti di sistemi di comunicazione digitale, misurazione intelligente, controllo e monitoraggio delle infrastrutture delle "città" e delle aree periurbane.

Agli interventi "Smart" si aggiungono interventi tradizionali quali quelli sui trasformatori (sostituzione di macchine installate con altre di taglia maggiore o installazione di nuove macchine) e sulle linee (sostituzione di cavi aerei ed interrati con cavi con sezione maggiore, o realizzazione di nuove tratte di linea), tesi al potenziamento dell'infrastruttura di distribuzione e alla completa integrazione delle funzionalità "Smart".

I progetti POR termineranno nel corso del 2023.

Progetti POR Basilicata

Con Delibera del 02/08/2018, la Regione Basilicata ha emanato il bando PO FESR BASILICATA 2014- 2020 - "Energia e mobilità urbana per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid)". Il Bando prevede la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o Smart Grid, finalizzati ad incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili.

Con Delibera del 14/12/2018, la Regione Basilicata ha ammesso a finanziamento 3 progetti, che coinvolgono le CP di Matera, Potenza e Melfi FIAT e la rete elettrica ad esse sottese. Le tipologie di intervento previste a progetto sono finalizzate all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid e consistono in interventi di "smartizzazione" sulle Cabine Primarie e sulla rete ad esse sottesa.

Gli interventi di natura Smart sono quindi previsti anche su Centri Satellite e Cabine Secondarie, realizzando una vera e propria "rete intelligente", che sarà in grado di fornire informazioni in tempo reale, favorire la connessione di nuove RES e minimizzare l'impatto dei guasti sulla rete.

A questi interventi di natura "Smart", si aggiungono interventi più classici di potenziamento delle linee MT e BT. Presso la CP di Matera si realizzerà una delle prime Smart Grid in area urbana d'Italia, e si prevede di

impattare non solamente la rete MT, ma di intervenire anche sulla rete BT (interrando e potenziando numerosi tratti di linea in bassa tensione in zone di pregio).

I progetti POR termineranno nel corso del 2023.

Progetti POR Puglia

Con determinazione dirigenziale n. 105 del 07/07/2020 della Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali della Regione Puglia, sono stati ammessi a finanziamento 3 Progetti a valere sul POR Puglia 2014 – 2020 Asse IV - “Energia sostenibile e qualità della vita” - Azione 4.3 “Interventi per la realizzazione di sistemi intelligenti di distribuzione dell’energia”, in risposta al Bando che prevedeva la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o Smart Grid, finalizzati ad incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili, aumentare la qualità del servizio in termini di riduzione del numero e della durata delle interruzioni, nonché razionalizzare la crescita delle fonti diffuse di energie rinnovabili.

I Progetti riguardano la costruzione di 3 nuovi impianti Primari ed interventi su Centri Satellite e Cabine Secondarie.

Progetto ISMI

I.S.M.I., doppio acronimo di Isole Minori e Integrated Storage and Microgrid Innovation, risponde al Bando “Industria Sostenibile” PON I&C 2014-2020, di cui al D.M. 1 giugno 2016, pubblicato dal MiSE. Il progetto, avviato a dicembre 2019, vede il coinvolgimento di cinque partner (Enel X, Enel Green Power, Etna Hitech e TERA srl), di cui E-Distribuzione è capofila. Le attività in capo ad E-Distribuzione si svolgeranno presso il Laboratorio Smart Grid di Bari.

Il progetto (2019-2023) intende realizzare un’architettura unificata in grado di garantire un controllo efficiente e stabile di reti isolate (Microgrid quali le isole minori italiane ovvero non elettricamente interconnesse alla terraferma), costituito dall’integrazione di logiche di controllo a livello globale di rete (unificate nel Microgrid Controller) e logiche di controllo locali dei sistemi di generazione da fonte rinnovabile e da fonte convenzionale integrata con accumulo dell’energia. Il progetto è stato eseguito in una prima parte in laboratorio, dove sono stati sviluppati i modelli di controllo della microgrid e si è proceduto all’identificazione dei componenti fisici del sistema di controllo della stessa (quali dispositivi di protezione RGDM e LVA, controllori Centrali d’Impianto CCI, dispositivi di interfaccia verso i clienti rilevanti, Sistema di accumulo del DSO ed infine il Microgrid Controller (MGC), che rappresenta il centro nevralgico dell’architettura di monitoraggio e controllo della microgrid).

La fase finale del progetto verrà svolta nel laboratorio di Enel X di Passo Martino a Catania congiuntamente con gli altri Partner per poter passare dall’ambiente simulato all’ambiente reale. Il Laboratorio di Passo Martino sarà integrato con strumentazione, attrezzature e sistemi aggiuntivi di generazione e di accumulo energetico al fine di realizzare una microrete di test.

Progetto Osservabilità (Del.540/2021)

La necessità di osservare gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione è stata manifestata da Terna fin dal 2015, al fine di ridurre i costi dei servizi di dispacciamento del sistema elettrico.

L'architettura proposta da Terna e confermata da ARERA con Del. 36/2020, che soddisfa le esigenze sia dei DSO che del TSO, prevede l'acquisizione ogni 4 secondi da parte del DSO delle misure degli impianti MT di Potenza ≥ 1 MW (c.d. "Perimetro standard"), tramite i dispositivi installati dai produttori denominati "Controllore Centrale di impianto (CCI) standardizzati dal CEI. Le misure vengono trasferite in tempo reale a Terna che effettua in autonomia la stima dell'intera produzione connessa alla rete di distribuzione.

Per garantire il flusso informativo con le prestazioni richieste dal TSO (aggiornamento ogni 4 secondi), E-Distribuzione ha sviluppato un progetto dedicato all'Osservabilità che comprende apparecchiature TLC da installare nelle cabine di consegna dei produttori rientranti nel Perimetro Standard, il potenziamento delle RTU di Cabina Primaria e lo sviluppo di infrastrutture di comunicazione del sistema di acquisizione dati (SCADA) dedicate alla rilevazione delle misure degli impianti interessati.

Progetto NEWMAN

Il progetto NEWMAN si propone di utilizzare modelli analoghi a quelli già utilizzati per valutare la resilienza della rete, ma con la finalità di avere una rete di monitoraggio e di allarme in grado di prevedere l'approssimarsi di condizioni meteorologiche che possano mettere a rischio l'infrastruttura elettrica, prevedendone le conseguenze, con la finalità di ottimizzare la capacità di reazione di E-Distribuzione, predisponendo per tempo le risorse necessarie a contenere il disservizio ed a recuperare l'operatività della rete nel più breve tempo possibile. NEWMAN, infatti, sta ad indicare "Near-real-time Weather condition MANagement".

Quindi le linee di azione del progetto NEWMAN sono:

- migliore conoscenza dei fenomeni fisici atmosferici e del loro impatto sulle reti;
- migliore conoscenza delle condizioni atmosferiche che interessano le reti e capacità di previsione delle condizioni atmosferiche a 36-72 ore;
- migliore conoscenza dello stato della rete e della sua funzionalità tramite sensoristica avanzata.

Per migliorare la conoscenza dei fenomeni ed elaborare modelli avanzati di formazione del manicotto di neve nel 2018 si è avviato un accordo di collaborazione con l'ente di Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), che ha consentito di installare già nel 2019 tre stazioni sperimentali presso le Cabine Primarie di Frabosa Soprana (Cuneo), Cecita (Cosenza) e Isola del Gran Sasso (Teramo). In ogni stazione sperimentale sono state installate:

- una stazione meteorologica di elevate prestazioni, per registrare costantemente, anche nelle condizioni climatiche più avverse, i parametri fisici di interesse, ossia l'intensità della precipitazione nevosa, le condizioni di vento e la temperatura;
- campate di linea MT di prova con diversi tipi di conduttori selezionati tra quelli più diffusi sulle reti, sui quali in inverno si possono formare i manicotti di neve umida oggetto di studio;
- celle di carico di precisione per registrare contemporaneamente la sollecitazione meccanica cui è sottoposto il conduttore;
- una fotocamera speciale installata su un sostegno di ogni campata di prova che inquadra i tre conduttori della campata ed invia immagini in tempo reale ogni quarto d'ora;
- sensori IoT sperimentali per rilevare la temperatura e l'inclinazione dei conduttori.

Sul finire del 2020 si è costituito un analogo accordo di collaborazione con RSE per la finalizzazione di modelli avanzati di caratterizzazione del fenomeno delle ondate di calore. Anche in questo caso, è prevista la realizzazione di stazioni sperimentali sul campo per monitorare il comportamento delle reti in condizioni di ondate di calore e determinare le modalità con cui i parametri atmosferici possano incrementare il tasso di guasto delle linee interrate.

Al fine di monitorare le condizioni climatiche che interessano le nostre reti e di fornire supporto per migliorare la previsione dei fenomeni atmosferici estremi, il progetto NEWMAN prevede di installare una rete di stazioni di rilevamento atmosferico, con caratteristiche tecniche derivate dall'esperienza fatta nelle stazioni sperimentali, in collaborazione con RSE, e mirate al fenomeno meteorologico di interesse nell'area di installazione. Lo studio per il posizionamento ottimale di tali stazioni è attualmente in fase avanzata e consentirà di individuare le Cabine Primarie, ed eventualmente Secondarie, presso le quali sarà più proficuo effettuare le installazioni. È in corso la gara di acquisto e la procedura di qualificazione al comparto.

Un altro importante filone nel progetto NEWMAN è quello della sensoristica IoT lungo linea, che ha lo scopo di rilevare lo stato della rete ed i principali parametri climatici in più punti strategici della rete di distribuzione. Tali sensori sono in parte in fase di studio nell'ambito di sperimentazioni in corso (sensori per dispositivi di dissipazione dell'energia di impatto per la caduta alberi, sensori per dispositivi ad allungamento controllato e contro il rischio di rottura di conduttori per formazioni nevose e sensori per il rilievo dell'inclinazione degli assi di riferimento dei conduttori per misurare l'elongazione delle campate al variare delle condizioni climatiche).

In questo settore pionieristico, il progetto NEWMAN ha dato il via ad ulteriori sperimentazioni (TRIAL) con cinque diversi fornitori di dispositivi IoT, al fine di valutarne l'efficacia nel rilevare:

- la formazione di manicotti di neve umida;
- il contatto con alberi o la caduta di alberi sulle linee;
- oscillazioni dei conduttori per ventosità;
- la misura di temperatura dell'aria e dei conduttori;
- la misura dell'umidità dell'aria o del terreno di posa dei cavi interrati.

Gestione connessioni infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici

Il D. Lgs. 257/2016 ha recepito in Italia la direttiva europea 2014/94/UE sui combustibili alternativi tra i quali figura anche l'energia elettrica. E-Distribuzione sarà impegnata a garantire la connessione alla propria rete di distribuzione di un numero crescente di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici di tecnologie e potenze differenti.

Diagnostica predittiva dei componenti

Si prevede lo sviluppo di sistemi di sensori e autodiagnosi a bordo di componenti di rete (es. quadri MT di Cabina Primaria e Secondaria, trasformatori AT/MT ed MT/BT) che consentono la misurazione di temperatura, resistenze di contatto, tempi di manovra, livello di ozono, scariche parziali etc.

Smart termination light

Si tratta di terminali MT unipolari con sensore di presenza tensione integrato. Questo terminale permette di ottenere una tensione secondaria corrispondente alla tensione unipolare del cavo di media tensione per mezzo di un partitore capacitivo, integrato all'interno del terminale stesso. Grazie alle particolari caratteristiche di funzionamento, i sensori possono sostituirsi alle attuali prese capacitive presenti sui quadri MT delle Cabine Secondarie per alimentare il dispositivo RGDAT/RGDM.

Si prosegue allargando la sperimentazione del componente sul territorio nazionale, dopo l'utilizzo dei primi componenti disponibili nell'ambito del progetto Puglia Active Network NER 300.

Interruttori BT elettronici

Per migliorare la gestione delle reti BT in ottica Smart Grid, è necessario ampliare le funzionalità del componente interruttore BT in testa linea e, eventualmente, lungo linea. Sul mercato sono disponibili interruttori elettronici che offrono caratteristiche avanzate (es. la selettività ed il coordinamento tra interruttori montati lungo le dorsali BT, il tipo di intervento termico o magnetico, l'IP, la misura accurata di grandezze elettriche sui 4 quadranti indipendenti dalle temperature ambientali, l'autodiagnostica) non ottenibili dagli interruttori BT elettromagnetici ad oggi unificati.

Si procederà inizialmente ad alcune prove di campo per verificare le loro funzionalità e potenzialità a supporto della evoluzione delle smart grid sulle reti di bassa tensione

Nuovo quadro MT unificato per Cabina Primaria

È stato avviato lo sviluppo di un nuovo quadro MT di Cabina Primaria, per tener conto delle esigenze tecniche in continua evoluzione e dei più recenti sviluppi tecnologici, nella direzione di una crescente digitalizzazione degli impianti di E-Distribuzione. Si sono introdotte tecnologie largamente utilizzate dai distributori nel mercato europeo e mondiale, a norma IEC, sia isolate in aria (AIS) che in gas (GIS) con interruttori in vuoto. Le prime installazioni sono previste nel 2024, con benefici sia lato prestazioni che affidabilità e sicurezza degli operatori.

4.5.6. Altri progetti di innovazione tecnologica

Oltre ai progetti di innovazione strettamente legati alla diffusione delle Smart Grid, E-Distribuzione persegue il continuo miglioramento dei componenti tradizionali, anche con la sperimentazione di nuove tecnologie innovative.

Di seguito sono sinteticamente descritte alcune iniziative di questo tipo.

Regolatori di tensione BT

I regolatori di tensione BT sono componenti installati lungo linea o in prossimità di clienti, utilizzati per risolvere i problemi di qualità della tensione dei singoli clienti BT.

Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2015/2016, è stato pubblicato uno standard per l'acquisto massivo di questi dispositivi e sono previsti test di nuovi dispositivi con isolamento in olio o a secco e di tipo trifase o monofase, progettati per funzionare in condizione di flusso di energia "bidirezionale".

Trasformatori trifase MT/BT in olio con regolazione automatica della tensione

I trasformatori in oggetto hanno lo scopo di garantire, in qualsiasi condizione di funzionamento, un corretto profilo di tensione ai clienti finali.

Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2015/2016, è stato pubblicato uno standard per l'acquisto massivo di componenti unificati. Sono previsti nei prossimi 2 anni test di nuovi trasformatori con diverse soluzioni costruttive, differenti sistemi di regolazione ed equipaggiati con dispositivi per il monitoraggio della tensione da remoto.

Interruttori MT in vuoto da palo

I nuovi componenti sono interruttori MT in vuoto da installare su linee aeree in conduttori nudi. La modalità d'uso più diffusa di tale componente prevede la sua installazione in testa alle derivazioni delle linee, al fine di proteggere la dorsale con cicli completi di richiusura, evitando che si aprano l'interruttore di Cabina Primaria o quelli eventualmente installati nelle Cabine Secondarie in dorsale.

Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2016, sono previsti test di nuove apparecchiature con diverse soluzioni costruttive.

Motorizzazione sezionatori AT

È stato normato l'uso di sezionatori AT motorizzati e si è già cominciato ad installare sezionatori AT motorizzati e telecomandati sugli stalli linea delle Cabine Primarie, in modo da effettuare da remoto le manovre necessarie alla messa fuori servizio ed in sicurezza delle linee AT.

Smart joint

Il nuovo giunto MT con sensore integrato consente di verificare la qualità della giunzione subito dopo la sua esecuzione. In questo modo si potrà verificare in tempo reale la corretta esecuzione dello stesso mediante la misura delle scariche parziali al momento dell'energizzazione del cavo. Inoltre, il sensore integrato potrebbe anche permettere di effettuare misure periodiche successive per monitorare lo stato della giunzione nel tempo. Oltre a monitorare le sperimentazioni partite nel 2016, si proseguirà con ulteriori installazioni pilota per valutare l'efficacia del sistema.

Trasformatore AT/MT a doppio secondario

Per migliorare la qualità del servizio della rete, con particolare riferimento alla Power Quality, è possibile utilizzare trasformatori AT/MT a due secondari, secondo una configurazione tipo a piani sovrapposti. Tale soluzione permette una sostanziale indipendenza dei due secondari dal punto di vista elettromagnetico, per cui, in caso di corrente nominale o di corto circuito su uno dei due secondari, non si verificano cadute di tensioni rilevanti sull'altro avvolgimento. Si procederà all'installazione dei primi trasformatori di questa tipologia in Cabine Primarie con problemi di qualità del servizio.

Batterie per Cabina Secondaria

La temperatura ambiente all'interno di alcune Cabine Secondarie, soprattutto nei mesi estivi, raggiunge valori molto elevati (intorno ai 60 °C); tale condizione danneggia in maniera irreparabile le batterie ivi installate, sono state attivate pertanto due sperimentazioni: una utilizzando una batteria al Pb puro con particolari caratteristiche costruttive, idonee per il funzionamento a temperature elevate per diverse ore al giorno, l'altra utilizzando la tecnologia degli ioni di litio. Entrambe consentirebbero di allungare la vita utile delle batterie.

Distanziatori di Fase

Il dispositivo consiste in tre barre isolanti in vetroresina che, vincolando i conduttori nudi delle tre fasi, impedisce fenomeni accidentali di contatto e/o accavallamento reciproco; queste caratteristiche lo rendono particolarmente utile su campate lunghe, soggette a raffiche di vento e spostamenti di stormi di uccelli. La sperimentazione, già avviata su un numero contenuto di tratte interessate dai citati fenomeni, sarà estesa a livello nazionale, comprendendo anche quelle tratte soggette a formazione di manicotti di ghiaccio, per

valutare quanto il dispositivo, limitando la torsione dei conduttori, riduca la probabilità di formazione dei manicotti.

Bobina di Petersen maggiorata a 800 A con TFN

La crescente cavizzazione della rete di media tensione, sia per le iniziative di incremento della resilienza della rete, sia per nuove connessioni (es. nuove reti di media tensione realizzate per la connessione di generazione fotovoltaica, fenomeno particolarmente rilevante in alcune regioni italiane), ha portato in alcune situazioni a correnti di guasto monofase a terra, oltre i limiti tecnici propri delle bobine di Petersen attualmente unificate; da qui la necessità di studiare nuove soluzioni di maggior capacità.

Sono stati quindi introdotti i prototipi di Bobina di Petersen maggiorata a 800 A con TFN integrato e sono inoltre allo studio soluzioni alternative (es. bobina mobile standard più bobina fissa maggiorata).

Trasformatori MT/BT isolati con liquidi di esteri vegetali

Oltre ad avere un punto di infiammabilità più elevato rispetto agli oli isolanti minerali, gli oli vegetali hanno la caratteristica di essere quasi completamente biodegradabili. Per questo motivo si stanno sperimentando trasformatori MT/BT con liquidi esteri vegetali, in installazioni sia da palo sia in cabina. È in corso il monitoraggio delle installazioni pilota, attraverso verifiche da eseguire su campioni di liquidi da prelevare sulle macchine dopo alcuni mesi di esercizio e da ripetere periodicamente.

Dispositivi ad allungamento controllato (DAC)

Si tratta di dispositivi meccanici posti tra conduttore ed isolatore in amarro su linee aeree in conduttore nudo che, in caso di sovraccarico del conduttore per formazione di manicotti di neve, subisce una deformazione anelastica allungandosi e consentendo così di ridurre il tiro sul conduttore, a prezzo però di una riduzione anche del franco da terra. Sono state già installate circa 309 unità. La sperimentazione è ancora in corso e verrà estesa ad altre 180 unità, ma con criteri di dimensionamento rivisitati.

Sensoristica per DAC

In associazione con i suddetti dispositivi ad allungamento controllato, sono stati sperimentati in Abruzzo dei sensori IoT che rilevano lo stato di allungamento del DAC e trasmettono l'informazione tramite comunicazione su rete Lo.Ra. Questo è molto importante ai fini manutentivi perché allo stato di allungamento dei DAC consegue una riduzione del franco della campata interessata e perché tali dispositivi sono posti in località di difficile accesso ed i DAC, qualora siano intervenuti, devono essere sostituiti. Il dispositivo sperimentato è risultato efficace, ma sono allo studio soluzioni alternative di minor costo.

Dissipatori di Energia da Impatto (DEI)

Si tratta di dispositivi meccanici in grado di dissipare l'energia dell'impatto della caduta di un albero sulla linea elettrica in cavo aereo. Infatti, i conduttori in cavo aereo risultano molto resistenti ai sovraccarichi dovuti alla caduta delle piante sulle campate e riescono spesso a funzionare anche dopo l'impatto. Tuttavia, l'energia di caduta dell'albero risulta tale da danneggiare i sostegni della linea aerea che si piegano fino a portare il cavo aereo a contatto con il terreno, comportando costosi interventi di ricostruzione dei sostegni delle linee. Il DEI, invece, assorbe l'energia dell'impatto lasciando scorrere un cavo in acciaio nelle asole di una piastra metallica, riducendo la sollecitazione sui sostegni a valori accettabili. L'intervento del DEI, se l'impatto è contenuto, riesce

ad evitare la caduta del cavo in terra. Dove già installati i DEI hanno salvato l'integrità dei sostegni. Si prevede di ampliare il numero di componenti da sperimentare in base a nuovi criteri di dimensionamento.

Sensori per DEI

In associazione con i DEI si prevede di installare dei sensori in grado di rilevarne l'intervento, segnalandolo tramite comunicazione su rete Lo.Ra. a gateway locali. Questo è molto importante ai fini manutentivi perché l'intervento del DEI segnala che si è registrata la caduta di una pianta sulla campata e che il cavo potrebbe essere in terra, magari lungo un attraversamento stradale. Inoltre, tali dispositivi sono posti in località di difficile accesso ed i DEI, qualora siano intervenuti, devono essere sostituiti.

ARGO

ARGO è un dispositivo portatile per la rivelazione di guasti e anomalie e per il monitoraggio della rete di bassa tensione. Grazie alle sue dimensioni contenute, è di facile installazione in tutti i punti della rete elettrica BT e in tutte le tipologie di armadi stradali. ARGO è gestito da una App che consente al personale operativo di raccogliere dati e correlare le informazioni sul passaggio di correnti di guasto (corto circuiti, sovracorrenti), o effettuare analisi e comparazioni sulle correnti misurate. Sempre tramite l'App è possibile monitorare le curve di corrente di un qualsiasi punto della rete.

La presenza di ARGO sul territorio rafforza il supporto tecnologico dedicato alla ricerca guasto sulla rete di bassa tensione, permettendo un intervento ancora più efficace volto al miglioramento del servizio elettrico e rappresenta un ulteriore passo avanti per la digitalizzazione della rete elettrica.

ALBERT

'Al_BerT' (Alert Bassa Tensione) è un sensore che si inserisce nell'architettura di Cabina Secondaria telecontrollata esistente e consente ai tecnici di E-Distribuzione di avere a disposizione in ogni momento le misure di corrente o di potenza sulle linee di bassa tensione e l'indicazione del passaggio di correnti di guasto. L'interfaccia con i sistemi di controllo avviene mediante unità periferica e la sua installazione avviene senza necessità di disalimentazioni e/o disservizi ai clienti.

INDY

INDY è un dispositivo da installare nelle Cabine Secondarie dotate di UP per il telecontrollo. Il dispositivo si inserisce in serie al circuito di ricarica delle batterie. Senza interferire con il normale utilizzo delle batterie, INDY monitora l'andamento delle correnti di carica e di scarica per determinare il comportamento delle batterie e stimare la vita residua attesa. Obiettivo del progetto è migliorare la gestione del ciclo di sostituzione delle batterie di backup di Cabina Secondaria.

Sistema SmarTest

Il Sistema è costituito da una valigetta contenente le apparecchiature principali ARES e Carico Resistivo che può essere utilizzata dal personale operativo per eseguire test di corretto funzionamento dei contatori elettronici monofase e trifase sulla rete di distribuzione di bassa tensione

La presenza del sistema SmarTest sul territorio rafforza il supporto tecnologico dedicato alla verifica del corretto funzionamento dei contatori elettronici e all'identificazione delle perdite non tecniche di rete rappresentando un ulteriore passo in avanti per il controllo e la gestione delle reti di distribuzione

Smart street Box

La nuova morsettiera per armadio stradale di distribuzione BT è un componente di rete nato per sostituire l'attuale morsettiera da 318A. Il componente è ingegnerizzato in modo da facilitare l'installazione di componenti elettronici a supporto di iniziative di monitoraggio e telecontrollo.

Questo componente di rete, nell'ottica di supportare le nuove necessità delle Smart Grid, supporterà l'esecuzione della misura dei flussi di energia ed il telecontrollo (interruttori BT motorizzati o dispositivi per controllo remoto e automazione).

La Smart Street Box potrà essere equipaggiata con due nuovi dispositivi innovativi:

- Booster PLC: si tratta di uno speciale ripetitore compatto per la comunicazione PLC dei contatori elettronici, afferenti al relativo nodo. Tale ripetitore sarà in grado di estendere la raggiungibilità della comunicazione PLC sulle tre fasi della rete BT, incrementando ulteriormente il tasso di efficienza del sistema Smart Meter nella raccolta dati e nell'esecuzione di comandi da remoto;
- Gateway RF: si tratta di un nuovo dispositivo che integra della sensoristica in grado di rilevare lo stato di manutenzione dell'armadio (es. sensori di apertura, temperatura, posizione, luminosità, etc) e, possiede un'interfaccia di comunicazione RF 169MHz, in grado di comunicare con il concentratore dati della telegestione, installato in Cabina Secondaria. Grazie alla comunicazione RF, il Gateway RF sarà in grado di segnalare in tempo quasi reale qualsiasi allarme proveniente dalla cassetta stradale. Tali allarmi verranno raccolti dai concentratori per poi essere trasmessi ai sistemi centrali di E-Distribuzione e ai vari dashboard di monitoraggio presso i centri operativi. Il dispositivo sarà inoltre dotato di una porta seriale RS485 che renderà possibile la comunicazione con altri apparati presenti nella cassetta stradale.

La morsettiera potrà essere installata in sostituzione delle morsettiere in esercizio, senza la necessità di rimozione dell'intero armadio stradale di alloggiamento.

Device per 3D modeling

E-Distribuzione sta procedendo con la sperimentazione di scanner evoluti per acquisire il modello a 3 dimensioni degli asset di rete; nello specifico per l'acquisizione delle linee si stanno già usando lidar e fotogrammetria su elicotteri e droni, mentre per le Cabine Primarie e Secondarie sono in sperimentazione diversi scanner fissi di tipologia laser ed a luce strutturata. Nel corso del 2021 è stata lanciata una gara per l'approvvigionamento massivo di laser scanner per l'acquisizione del modello 3D di tutte le Cabine Secondarie su territorio nazionale.

Una volta acquisito il modello a 3 dimensioni si abilitano diversi casi d'uso, i cui principali sono:

- misure e relativa progettazione da remoto;
- assistenza da remoto e formazione sul modello 3D;
- verifica eventuali cambiamenti nei mesi/anni.

Termocamere per smartphone

È un accessorio per smartphone, che permette di visualizzare l'immagine termografica di ciò che si sta inquadrando. Rispetto alle termocamere tradizionali, offre il vantaggio di essere compatta e portatile, in modo da essere sempre a disposizione del personale operativo, che può utilizzarla quando necessario per ispezioni termografiche (ad esempio identificazione di punti caldi) non precedentemente programmate.

È in corso una sperimentazione di tale strumento per valutare l'opportunità di una diffusione massiva tra il personale. Attualmente pianificata la gara per l'approvvigionamento massivo, insieme alla gara WFM che verrà lanciata a fine 2021.

App di Augmented Reality

Varie tipologie di applicazioni che supportano e migliorano l'operatività di tutti i giorni, alcune già in esercizio, altre in fase sperimentale e di valutazione:

- MARKO: permette di reperire facilmente informazioni di vario genere riguardo gli interruttori DY800 (già in esercizio per alcuni modelli);
- ArNet: sovrappone l'immagine della nostra rete di distribuzione a ciò che l'operatore sta inquadrando (in esercizio su SmartPhone - in sperimentazione su Smart Glass);
- Meter Mapping: sovrappone al contatore inquadrato varie informazioni sull'utenza, come stato del contratto, potenza contrattuale, POD, ecc. (in sperimentazione su smart phone);
- Smart Table: visualizza su un tavolo virtuale una porzione di rete con cui si può interagire, come ad esempio navigare nel modello 3D di una Cabina Secondaria (in sperimentazione su Smart Glass).

Low Voltage Manager PUSH2CLOUD

Il Low Voltage Manager (LVM) è il concentratore dati di nuova generazione utilizzato per la gestione dei contatori elettronici 2G (Progetto Open Meter). Tale dispositivo comunica con i contatori 2G mediante la tecnologia Power Line Communication (PLC), al fine di raccogliere dati di consumo ed inviare comandi di gestione remota. I dati raccolti vengono poi scaricati dal sistema centrale, implementato con tecnologia CLOUD, grazie ad un paradigma di comunicazione di tipo "POLLING", basato su ronde attraverso le quali viene eseguita una connessione ad ogni LVM per scaricare i dati presenti nella sua memoria di archiviazione.

Il progetto PUSH2CLOUD permetterà di far evolvere il paradigma di comunicazione tra concentratore e sistema centrale da "POLLING" a "PUSH": in questa nuova modalità sarà direttamente il concentratore dati ad inviare spontaneamente i dati al sistema centrale, una volta che questi siano disponibili nella propria memoria di archiviazione. Verranno utilizzati protocolli di comunicazione e piattaforme software tipiche delle applicazioni IoT.

Tale soluzione consentirà di ridurre al minimo la latenza relativa alla disponibilità dei dati al sistema centrale (non sarà più necessario attendere la programmazione delle ronde), garantendo maggiore efficienza nei processi di misura e gestione dei contatori elettronici 2G. Inoltre, la soluzione PUSH2CLOUD consentirà di minimizzare i rischi legati all'indisponibilità della comunicazione 2G/3G/4G, in quanto LVM invierà i dati non appena la connessione remota risulterà disponibile.

Router 4G per Telegestione

Il Low Voltage Manager (LVM) è il concentratore dati di nuova generazione (progettato e sviluppato da E-Distribuzione) utilizzato per la gestione dei contatori elettronici 2G (Progetto Open Meter). Tale dispositivo si collega al sistema centrale attraverso modem 2G/3G, dotati di porta seriale RS232. Tale porta di comunicazione seriale garantisce una velocità massima di trasferimento dati pari a 115.000 bps, impedendo al LVM di sfruttare al meglio la banda messa a disposizione dalla tecnologia 3G.

E-Distribuzione ha specificato i requisiti tecnici per l'acquisto di router 4G che permetteranno al LVM di collegarsi alla rete 4G, mediante porta Ethernet, garantendo così il pieno accesso alle risorse messe a

disposizione da tale rete di comunicazione. In questo modo si avranno notevoli miglioramenti in termini di trasferimento dati tra concentratore dati e sistema centrale (riducendo ulteriormente la latenza relativa alla disponibilità dei dati a sistema centrale), oltre ad abilitare possibili applicazioni di Edge Computing.

SGAMO

E-Distribuzione sta lavorando alla progettazione e sviluppo di un nuovo dispositivo per la manutenzione preventiva degli scaricatori installati in rete. Grazie a tale dispositivo, gli operatori potranno rilevare il numero e l'entità delle scariche supportate da uno scaricatore in modo sicuro ed efficiente. Sulla base di tali informazioni, gli operatori saranno in grado di valutare la necessità di sostituire gli scaricatori in via preventiva, minimizzando così i rischi di un'interruzione del servizio in caso di nuovi fenomeni di scariche. Grazie a tale manutenzione preventiva sarà possibile migliorare ulteriormente la qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

dell'energia elettrica.

ANALIZZATORE DI GRANDEZZE ELETTRICHE DA REMOTO

E-Distribuzione sta lavorando alla realizzazione di un nuovo dispositivo che sarà in grado di misurare i valori della potenza attiva, delle tensioni, delle correnti e del fattore di potenza nelle reti elettriche di distribuzione BT. Il dispositivo sarà portatile e potrà essere installato nei nodi della rete BT permettendo di individuare eventuali perdite non tecniche della rete. Il dispositivo avrà una memoria di massa per salvare tutti i dati registrati per successive analisi.

4.6. Progetti di sviluppo a supporto delle infrastrutture

In questa sezione vengono presentati i più significativi progetti di sviluppo di E-Distribuzione che risultano di importanza strategica al fine di incrementare l'efficacia dei processi e l'efficienza nella gestione della rete di E-Distribuzione.

4.6.1. Investimenti in Information & Communication Technology

Completamento Smart Meter

Il progetto BEAT nasce dall'esigenza di centralizzare la telegestione, le attività di misura e i lavori in maniera da utilizzare tutte le nuove funzionalità messe a disposizione dal nuovo contatore 2G.

Il progetto sfrutta le potenzialità del nuovo contatore elettronico 2G e del nuovo concentratore di seguito descritte.

Le caratteristiche principali del nuovo contatore sono:

- possibilità di misurare più grandezze fisiche;
- maggiori capacità di diagnostica;
- capacità di generare alert verso i sistemi di controllo della rete a fronte di eventi/disservizi e in assenza di tensione;
- compatibilità con i sistemi attualmente in uso.

Le caratteristiche principali del nuovo concentratore sono:

- ricevere/acquisire misure dal contatore e da altri apparati/sensori di cabina;

PRINCIPALI INTERVENTI

- aggregare ed elaborare i dati ricevuti;
- monitorare lo stato di alimentazione della rete sottesa;
- conoscere la topologia della rete;
- aggiungere nuove modalità di comunicazione (invio segnalazioni spontanee e in casi di assenza tensione).

E-Co sistema commerciale E-Distribuzione

E-Co completa la convergenza e digitalizzazione della mappa applicativa del Front Office; in particolare, saranno considerati nel perimetro dell'attività i processi e le funzionalità oggi gestiti dai seguenti applicativi:

- FOUR;
- SGQ;
- GOAL;
- USERVICE;
- MOME, nell'ottica di standardizzazione secondo le direttive GDPR.

Sarà ambito del progetto:

- gestire la realizzazione di tali processi e funzionalità sfruttando le potenzialità e gli strumenti offerti dalla piattaforma Salesforce;
- perseguire l'obiettivo di minimizzare gli impatti sui sistemi e le applicazioni non citati;
- dismettere gli applicativi citati.

Grazie a questa iniziativa, gli operatori di E-Distribuzione accederanno ad un unico applicativo con la possibilità di governare completamente l'ambito commerciale dei processi, dall'inserimento delle richieste alla lavorazione dei task utente, passando per la gestione delle comunicazioni con il venditore/cliente, la tracciatura della qualità, degli SLA associati ai servizi, la rendicontazione e la gestione degli indennizzi. Lo stesso sistema presenterà anche la mappatura territoriale ed organizzativa del Distributore, oltre che la funzionalità di determinazione dei codici POD per le nuove forniture.

Razionalizzando la mappa applicativa del Front Office su un unico applicativo, i processi oggi gestiti dal Distributore verranno resi più efficienti; il superamento della necessità di continue integrazioni tra i sistemi in ambito permetterà infatti l'implementazione di processi molto più veloci e fluidi:

- la qualità commerciale verrà gestita direttamente nell'ambito del processo che è necessario monitorare, eliminando la gestione delle attività manuale di allineamento / gestione scarti;
- verrà integrata completamente la gestione dell'alta tensione per l'ambito Produttori, oggi gestita mediante GOAL;
- il recupero delle informazioni territoriali di una richiesta, piuttosto che la creazione del POD per le nuove forniture, verranno anch'esse gestite nell'ambito di un unico sistema, azzerando quindi il rischio di scarti di integrazione o disallineamenti con le richieste ed i processi del catalogo servizi.

La realizzazione del nuovo sistema di Front Office su Salesforce permetterà, infine, di sfruttare tutti i vantaggi derivanti dalla piattaforma in termini di:

- disponibilità ed affidabilità;
- scalabilità, per gestire automaticamente i momenti di picco nell'utilizzo dell'applicazione;
- gestione e utilizzo di nuove funzionalità introdotte dalla roadmap evolutiva del prodotto.

Inoltre, la sinergia completa con tutte le altre applicazioni di Front Office già presenti sul mondo Salesforce garantirà che i portali già realizzati su Salesforce (Portale Customer e Portale Trader), piuttosto che la

piattaforma di Contact Centre, potranno accedere e scambiare informazioni con il nuovo sistema senza sollecitare o sviluppare nuove integrazioni.

Multi-CO

L'obiettivo del progetto SOE Multi-CO riguarda un'evoluzione strutturale dei sistemi real-time per l'esercizio della rete elettrica a disposizione degli operatori, orientata all'integrazione delle informazioni, al fine di consentire flessibilità nella conduzione e il monitoraggio della rete elettrica afferente a differenti perimetri organizzativi.

Rispettando l'attuale suddivisione tecnica dei sistemi SCADA in 28 sistemi distinti e non comunicanti, si introduce un nuovo paradigma strutturale che doterà:

- l'esercizio di un unico sistema comprendente STWeb / Server Archivi, STUX, STM;
- il Centro Operativo di stazioni operative che mostrano all'operatore informazioni aggregate.

Rappresenta un'importante evoluzione degli strumenti a disposizione degli operatori di sala controllo in quale abilita un maggiore livello di flessibilità operativa e coinvolge il personale degli attuali 28 CO Italiani, per un totale di circa 900 persone tra operatori TS e CMR del territorio.

L'iniziativa Multi-CO comporta elementi di discontinuità in termini di modello operativo e utilizzo degli strumenti, con l'avvio di una transizione dall'attuale modello verticale alla possibilità di una progressiva maggiore integrazione delle attività e dei ruoli trasversalmente ai CO.

I benefici attesi sono:

- flessibilità nell'organizzazione e nella localizzazione delle sale operative;
- integrazione orizzontale dei sistemi SCADA e aggregazione verticale delle informazioni verso l'operatore real-time, personale di back-office e il personale tecnico operativo attraverso l'introduzione di una gestione real-time evoluta dei nodi elettrici di confine;
- nuova architettura e scalabilità: l'intera architettura è ridisegnata in modo da garantire la scalabilità e l'indipendenza delle applicazioni;
- digitalizzazione della comunicazione tra centri operativi;
- miglioramento nella operatività legata alla ricostruzione delle interruzioni di alimentazione;
- monitoraggio Real Time della rete elettrica afferente a più sistemi SCADA da un'unica postazione.

Grid Blue Sky

Programma di trasformazione e di definizione del nuovo modello operativo. La finalità del programma, denominato Grid Blue Sky, è di catturare appieno il potenziale di un'impronta globale sulle quattro aree:

- Asset Owner;
- Asset Operator;
- Customer Engagement;
- Network Operation.

Questa trasformazione dovrà massimizzare la flessibilità verso il cambiamento interno ed esterno consentendo operazioni, automazione e scalabilità delle risorse basate sui dati.

Nell'ambito del programma di trasformazione Grid Blue Sky è emersa quindi l'esigenza di implementare un unico modello "piattaforma" per la creazione di un ecosistema, soluzioni aziendali, tecnologie e processi, con

PRINCIPALI INTERVENTI

l'obiettivo di perseguire prestazioni economiche superiori, servizio al cliente, resilienza, flessibilità e scalabilità garantendo la sostenibilità completamente integrata nella catena del valore.

Di seguito l'architettura di riferimento del nuovo modello operativo, secondo i layer sopra definiti con i principali obiettivi.

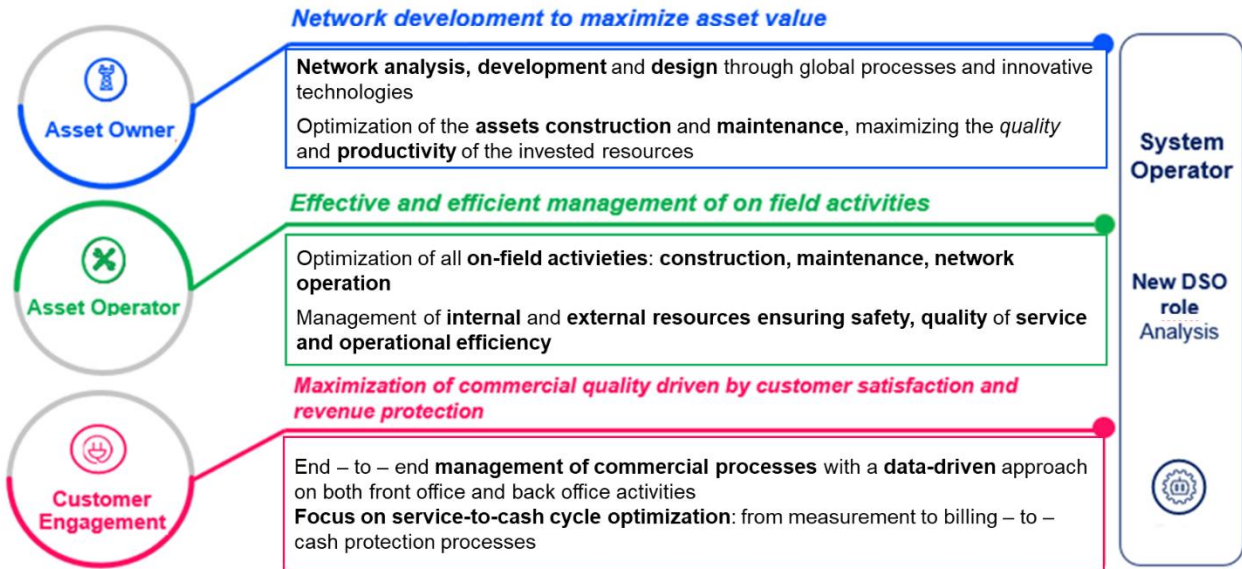


Figura 41- Descrizione architettura e obiettivi Grid Blue Sky

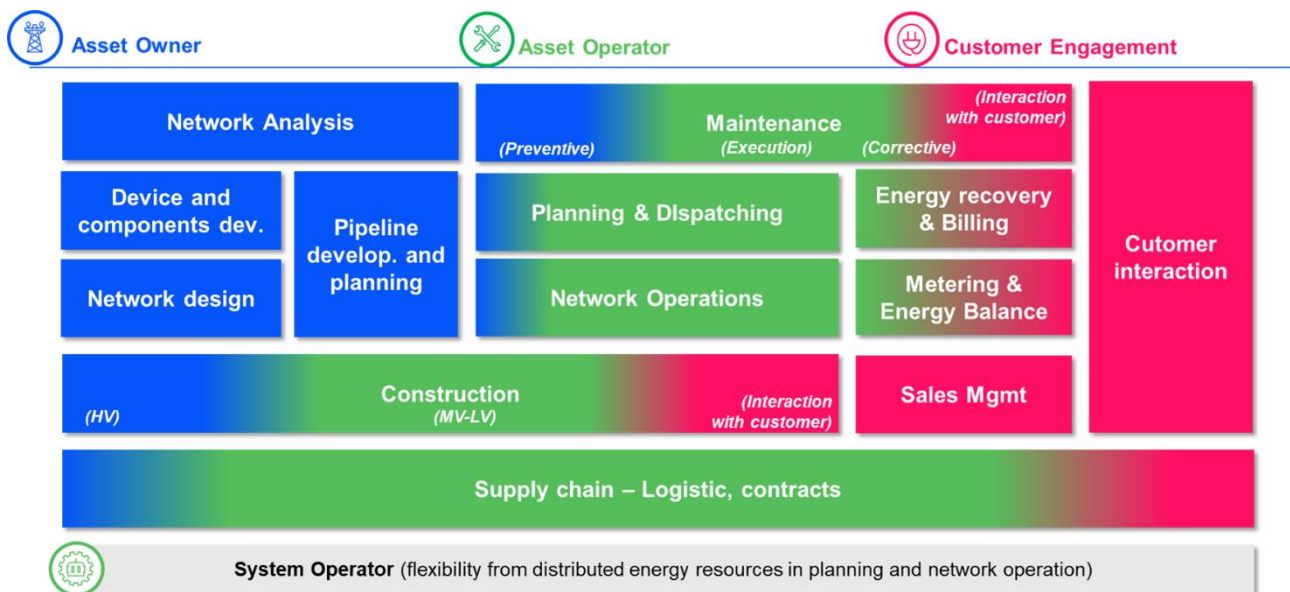


Figura 42- Dettagli architettura e layer Grid Blue Sky

Al fine di supportare il processo di trasformazione del modello operativo, si è deciso di rivedere il paradigma che oggi ha guidato la costruzione delle soluzioni informatiche.

PRINCIPALI INTERVENTI

Il nuovo modello di riferimento definito in ambito DH è il modello a platform che si espleta su 3 layer di seguito descritti:

- solution: fornire nuove business capabilities e quindi creare valore al business;
- decoupling: consentire l'accesso completo alla soluzione a tutti i data domain con i benefici di velocità e riusabilità di costruzione;
- domini: garantire un insieme di entità di dati al fine di supportare un insieme coerente di dati del processo aziendale. il dominio per sua definizione avrà un modello di dati globale unico al fine di garantire la convergenza del dominio.

Di seguito una immagine illustrativa di contesto.

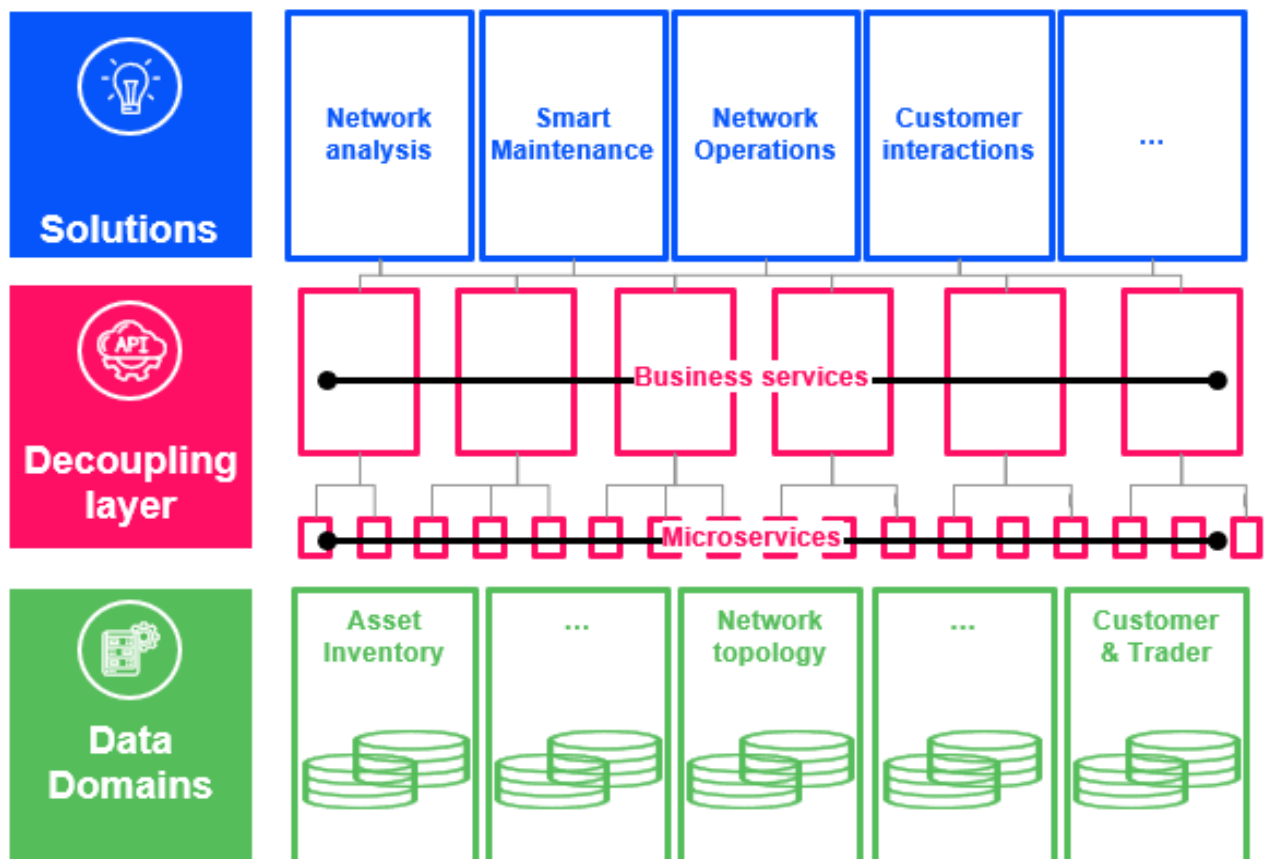


Figura 43- Modello a platform con 3 layer Grid Blue Sky

Lo sviluppo della nuova piattaforma tecnologica di servizi comuni e disaccoppiamento dovrà:

- consentire lo sviluppo agile di soluzioni globali a valore aggiunto;
- fornire l'accesso ai dati democratizzati nell'intera organizzazione, senza duplicare i punti di ingresso;
- essere basato su un'architettura aperta e scalabile;
- essere conforme agli standard di sicurezza informatica.

Bilancio Energia

Il progetto *Bilancio Energia* prevede l'implementazione di una solution per la gestione dei dati del bilancio energetico, la certificazione dei dati utilizzati in input, l'automazione sui controlli dei flussi di misura con il SII e il monitoraggio delle fasi di elaborazione del Bilancio Energia.

Ci sono due obiettivi principali:

- la certificazione dei dati di misura e l'automazione dei controlli sui flussi inviati giornalmente al Sistema Informativo Integrato (SII) dell'Acquirente Unico, con verifica sia dei file che dei flussi di ammissibilità per singolo POD restituiti successivamente dal SII, lavorazione degli scarti e re-inoltro automatico;
- l'evoluzione del processo di calcolo del Bilancio Energia adeguandolo all'assetto dinamico della rete.

Il Bilancio Energia viene calcolato sulle misure inviate e recepite dall'Acquirente Unico per cui si rende necessario un modulo di controllo e gestione dei flussi con il SII per verificare e assicurare la congruenza dei dati di misura sui due sistemi (ad oggi vengono scambiati circa dieci miliardi di file di letture).

Il motore di calcolo del Bilancio raccoglie i dati dei flussi energetici della rete in conformità con le variabili incluse nella policy, il loro monitoraggio e il calcolo finale per livello di tensione. La raccolta automatica delle informazioni minimizza il rischio di errori e il processo centralizzato aiuta la visione multilivello evitando richieste periodiche di controllo e aggiornamento dati.

Piani di lavoro

La presente iniziativa prevede lo sviluppo di una nuova solution digitale per la gestione dei Piani di Lavoro (PDL) e Piani di Intervento (PI).

La nuova solution offrirà le seguenti feature:

- Redazione Piano di Lavoro, Piano di Intervento e documento di Consegna Impianto assistita, a partire dalla segnalazione della necessità di un intervento di rete (guasto, richiesta utente, iniziativa azienda);
- Compilazione automatica di punti di sezionamento, assicurazioni contro la richiusura e interferenze;
- Gestione assistita del flusso di processo del Piano di Lavoro;
- Gestione integrata delle schematiche di rete, con accesso da pannello cartografico e recupero automatico degli elementi di rete;
- Gestione integrata delle schematiche di cabina e recupero automatico degli elementi di rete;
- Stampa e archiviazione dei documenti relativi al Piano di Lavoro (PdL, PI, CI e allegati) tramite integrazione con sistema documentale;
- Gestione dei Piani di Lavoro per lavori sotto tensione.

L'obiettivo è il miglioramento del processo «end-to-end» di redazione e validazione dei Piani di Lavoro con lo scopo di definire un processo assistito e controllato, ridurre gli step manuali dell'operatore in fase di compilazione e assicurare in questo modo una maggiore safety in campo.

4.6.2. Mezzi speciali

Con il termine "mezzi speciali" si intendono quei mezzi che il personale operativo utilizza nelle attività di manutenzione e sviluppo della rete di distribuzione, in particolare autocarri con gru, autocestelli e natanti.

Gli investimenti previsti nel Piano di Sviluppo, oltre ad aumentare l'affidabilità conseguente al rinnovo dell'attuale parco mezzi speciali, permettono di elevare il livello prestazionale delle attività operative e il mantenimento delle performance della rete elettrica, anche in condizioni eccezionali di intervento.

Sono previsti la dismissione dei mezzi speciali di età più avanzata e l'acquisto di nuovi mezzi, caratterizzati da più elevati standard prestazionali diversificati in relazione alle esigenze operative: trazione integrale, maggiore portata, maggiore estensione del braccio, ingombri ridotti, ecc. È stato anche previsto l'acquisto di mezzi speciali dedicati ad utilizzi particolari: autocestelli isolati per l'esecuzione di lavori sotto tensione sulla rete di media tensione con metodologia a "contatto", camion con gru dedicati al trasporto di particolari attrezzature (cavi attrezzo) e natanti.

4.7. Attività di misura

Le attività di investimento sul parco dei misuratori derivano da:

- richieste di nuovi allacciamenti da parte di clienti passivi e attivi;
- sostituzione di gruppi di misura per attività di gestione utenza, incluse le richieste di aumento di potenza;
- piano di sostituzione massiva di contatori BT con contatori intelligenti di seconda generazione (2G);
- piano di installazione di contatori in Cabina Secondaria per la misura e il bilancio dell'energia transitante;
- sostituzione misuratori GME per rinnovo tecnologico e adempimenti DM93.

Alle suddette attività si aggiungono le sostituzioni dei misuratori per guasto o malfunzionamento della telegestione, a seguito di segnalazioni pervenute dalla clientela o attraverso il sistema di autodiagnostica di cui sono dotati i contatori elettronici di prima e seconda generazione, nonché direttamente in occasione dell'accesso al misuratore da parte del personale operativo, ad esempio per attività di gestione utenza, verifica della fornitura o manutenzione del sistema di telegestione.

Per il piano di messa in servizio del contatore di seconda generazione (2G) di E-Distribuzione si rimanda al paragrafo 4.4.3 e, con riferimento agli investimenti in Information & Communication Technology, al paragrafo 4.5.1.

Nuovi allacciamenti

La crescita fisiologica delle utenze è dovuta a nuove attivazioni per la connessione di clienti passivi e produttori.

4.8. Flessibilità della Rete: progetti pilota

La rete di E-Distribuzione, costruita e aggiornata secondo un approccio *fit and forget*, non evidenzia al momento situazioni di congestione significative e tantomeno reiterate nel tempo. La possibilità per i DSO di fare ricorso a servizi di flessibilità *non frequency* forniti da risorse energetiche diffuse come alternativa ai potenziamenti di rete è una novità da valutare, prevista dalla più recente normativa nazionale ed europea e dalla regolazione.

In Italia ad oggi non esistono sufficienti esperienze operative nell'utilizzo di tali servizi – tuttora da definire nella loro articolazione di dettaglio –, e anche le più avanzate *practice* internazionali, che E-Distribuzione sta attentamente monitorando, sono perlopiù in fase di assestamento e disomogenee tra loro, sicché non hanno ancora fornito risultati definitivi su vasta scala o linee guida consolidate.

Pertanto, la stima del fabbisogno prospettico di servizi di flessibilità che possano essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connesse alla rete di distribuzione, e acquisiti dal DSO garantendo la sicurezza dell'esercizio e la qualità attesa, allo stato attuale risulta ardua.

In tale contesto di incertezza, ARERA con la Deliberazione 352/2021 ha istituito i progetti pilota per l'approvvigionamento da parte dei DSO italiani di servizi ancillari locali, proprio con l'obiettivo di identificare le possibili tipologie di servizi e il corrispondente fabbisogno in ottica prospettica, nonché di sperimentare le soluzioni più appropriate per l'approvvigionamento e valutare la relativa remunerazione. E-distribuzione ha quindi predisposto il progetto EDGE, posto in consultazione pubblica a inizio 2023, approvato con la Deliberazione 365/2023, e avviato nel settembre 2023.

A oggi ED dispone di informazioni e modelli di simulazione sufficienti per individuare i potenziali fabbisogni di flessibilità – legati al possibile manifestarsi di condizioni di criticità di esercizio - con un orizzonte temporale annuale. Il progetto EDGE – descritto nel seguito - consentirà a E-Distribuzione di sviluppare e perfezionare i suoi strumenti di analisi e pianificazione, nonché di valutare concretamente l'effettiva disponibilità di risorse tecnicamente idonee a fornire servizi e di operatori pronti a partecipare a questo nuovo mercato.

Sulla base dei risultati della sperimentazione sarà infine possibile determinare i costi e i benefici reali dell'approvvigionamento dei servizi, e compararli con quelli degli investimenti di potenziamento. In tal senso, sarà fondamentale elaborare una metodologia di analisi completa e accurata che riesca a cogliere e valorizzare non solo gli aspetti strettamente economici ma, appunto, le caratteristiche di risposta e risoluzione dei problemi offerte dai servizi di flessibilità locali rispetto a quanto garantito da un intervento strutturale.

La proposta progettuale consiste nella Relazione Tecnica, nello Schema di Regolamento e negli Allegati consultabili in <https://www.E-Distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html>.

I servizi di flessibilità ipotizzati consistono nella regolazione della potenza attiva con modalità di attivazione "condizionale", ai fini del rispetto dei vincoli della rete di distribuzione (corrente e tensione). Ogni servizio di flessibilità richiesto da E-Distribuzione è definito dagli elementi caratterizzanti riportati in Tabella 6.

ATTRIBUTO	DESCRIZIONE
Quantità	Variazione di potenza attiva massima e minima che può essere richiesta 'a salire' o 'a scendere' (determinata rispetto alla Baseline e da mantenere per la Durata della Fornitura)
Finestra di disponibilità	Arco temporale (espresso in mesi / giorni / ore) nelle quali può essere richiesta l'erogazione del servizio
Tempo di attivazione	Arco temporale minimo intercorrente tra la richiesta di erogazione del servizio (ordine di attivazione) da parte di E-Distribuzione e l'erogazione del servizio (raggiungimento del livello di variazione di potenza pari alla 'Quantità' richiesta)
Durata della fornitura	Durata minima e massima per cui può essere chiesta l'erogazione del servizio (mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla 'Quantità' richiesta)
Periodo di recupero	Durata minima del periodo tra la conclusione dell'erogazione del servizio e l'inizio della successiva erogazione di servizio

Tabella 6- Elementi caratterizzanti per servizio di flessibilità richiesto da E-Distribuzione

Le modalità di approvvigionamento ipotizzate consistono in aste competitive, svolte tramite una piattaforma "terza" di interfaccia e intermediazione (Piclo Flex), aventi per oggetto la definizione di un contratto di disponibilità stagionale, che permetterà a E-Distribuzione di chiedere l'erogazione del servizio all'effettivo manifestarsi delle condizioni di criticità sulla rete (in esito alla previsione di esercizio nel breve periodo).

Il perimetro di interesse del progetto pilota è individuato in una porzione delle reti alimentanti le province di Cuneo, Benevento, Foggia e Venezia. In particolare, le valutazioni numeriche hanno riguardato un campione significativo delle reti di distribuzione nelle suddette province, pari al 41% delle Cabine Primarie (31 CP su 73), al 59% dei feeder MT sul territorio (607 su 1.024), e a una Cabina Primaria della provincia di Venezia.

In collaborazione con il Consorzio Interuniversitario Nazionale per Energia e Sistemi Elettrici – EnSiEL, è stato impostato un processo di valutazione del potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per il rispetto dei vincoli della rete (risoluzione di congestioni e rimodulazione dei profili di scambio).

A partire dalla definizione degli scenari di evoluzione dei carichi e della generazione distribuita, è eseguito un calcolo previsionale statistico dei flussi nella rete di Media Tensione nella configurazione prevista, sia in condizioni di normale funzionamento che di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati.

Per l'avvio del progetto e la definizione delle prime aste, sono state identificate le criticità di rete e il potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per l'anno 2024. Considerando scenari di sviluppo coerenti con gli obiettivi europei e nazionali per la transizione energetica e tenendo in considerazione anche la tendenza degli ultimi anni con particolare riferimento alla crescita della produzione di energia elettrica da fotovoltaico, della elettrificazione dei trasporti e per riscaldamento. La previsione di crescita della domanda di energia elettrica è stata comunque mitigata dall'aumento dell'efficienza negli usi finali. Sono stati quindi considerati tutti gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione pianificati il cui completamento è previsto entro la fine del 2024.

PRINCIPALI INTERVENTI

Per il primo periodo di utilizzo dei servizi nelle aree pilota, la stima del fabbisogno stagionale e complessivo da approvvigionare è la seguente Figura 44:

	asta INVERNO				aste AUTUNNO - PRIMAVERA				asta ESTATE				TOT			
	numero gare	P richiesta [kW]	mesi	Ore disponibilità	numero gare	P richiesta [kW]	mesi	Ore disponibilità	numero gare	P richiesta [kW]	mesi	Ore disponibilità	Numero gare TOT	Potenza richiesta [MW] TOT	Ore disponibilità TOT (anno)	energia [MWh] max
FOGGIA	2	200	1 Gen - 31 Marzo	132	3 3	950	1 Sett - 31 Ott 1 Apr - 31 Mag	312	6	1.175	1 Giu - 31 Ago	300	14	2,3	744	115
VENEZIA	3	375	1 Gen - 31 Marzo	540									3	0,4	540	72
CUNEO									21	4.175	1 Giu - 31 Ago	3.384	21	4,2	3.384	574
BENEVENTO	22	3.325	1 Gen - 31 Marzo	2.640					2	525	1 Giu - 31 Ago	84	24	3,9	2.724	443
	27	3.900		3.312	6	950		312	29	5.875		3.768	62	10,7	7.392	1.204

Figura 44- Tabella di sintesi dei fabbisogni 2024 allegata alla Relazione Tecnica

La valorizzazione economica dei servizi di flessibilità è calcolata sulla base di un meccanismo binomio che contempla sia la quota di capacità messa a disposizione (quota in potenza – indicata come “prezzo per disponibilità”) sia la quota per il suo effettivo utilizzo (quota in energia - indicata come “prezzo per utilizzo”). L’analisi di sensitività ha consentito di identificare, per ciascun elemento di rete con potenziali criticità e dunque per ciascun servizio da richiedere sul mercato, i costi limite delle due componenti che rendono ancora conveniente l’utilizzo della flessibilità.

Nell’ambito del progetto sono stati definiti indicatori “base” di misura delle prestazioni che consentiranno di valutare:

- l’efficacia delle procedure ad asta e l’interesse dei potenziali fornitori di flessibilità;
- le prestazioni dei fornitori rispetto alla capacità di adempiere alle richieste di servizio;
- la correttezza dei meccanismi di previsione delle criticità e dimensionamento dei servizi di flessibilità.

PRINCIPALI INTERVENTI

TIPOLOGIA	INDICE	FORMULA	UdM
Efficacia delle procedure ad asta	Liquidità di mercato	$100 \cdot \frac{\text{quantità offerta}}{\text{quantità contrattualizzata}}$	[%]
	Costo effettivo della disponibilità	$100 \cdot \frac{\text{costo contattualizzato disponibilità}}{\text{costo atteso al price cap}}$	[%]
	Costo effettivo dell'utilizzo	$100 \cdot \frac{\text{costo sostenuto per utilizzo}}{\text{costo atteso al price cap}}$	[%]
Capacità previsionale e di dimensionamento dei servizi	Ordini di attivazione trasmessi	$100 \cdot \frac{\text{n° di ordini di attivazione effettivi}}{\text{n° di ordini di attivazione stimati}}$	[%]
	Capacità attivata	$100 \cdot \frac{\text{quantità attivata}}{\text{quantità disponibile}}$	[%]
	Tempo totale di attivazione	$100 \cdot \frac{\text{ore attivate}}{\text{ore di disponibilità}}$	[%]
	Efficacia della pianificazione	$100 \cdot \frac{\text{n° criticità di rete risolte}}{\text{n° criticità rilevate}}$	[%]
Prestazioni dei fornitori	Affidabilità	$100 \cdot \frac{\text{quantità erogata}}{\text{quantità attivata}}$	[%]
Capacità previsionale del calcolo della baseline	Efficacia della serie 'storica'	$100 \cdot \frac{\text{fattori di aggiustamento}}{\text{baseline calcolata}}$	[%]

Tabella 7- Indicatori "base" di misura delle prestazioni

4.9. Criteri e metodologie di stima dei costi

4.9.1. Introduzione

La metodologia di stima dei costi si basa sull'individuazione di tutte le voci di costo per ciascun intervento, sia in termini di costi di investimento per la sua realizzazione (Capex) sia in termini di costi operativi sostenuti nel periodo di vita utile (Opex).

La stima dei costi effettuata nella prima fase di pianificazione degli interventi viene rivista e aggiornata coerentemente con le fasi successive di definizione del budget annuale e le sue riprevisions nel corso dell'anno. Inoltre, con l'evoluzione dello stato di avanzamento degli interventi, vengono ulteriormente aggiornate.

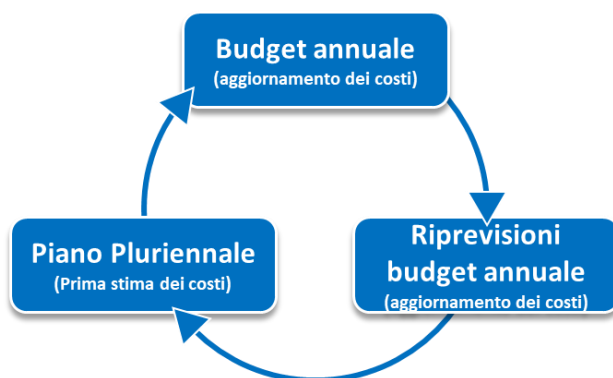


Figura 45- Processo di stima e aggiornamento costi

La pianificazione economica delle infrastrutture elettriche risente notevolmente di specificità territoriali, di variabili esogene che potrebbero determinare rilevanti variazioni del costo stimato tra il momento di pianificazione ed il momento dell'entrata in esercizio dell'opera.

4.9.2. Stima dei costi Capex

Per quanto riguarda i costi di investimento si distinguono tre principali categorie per livello di tensione:

- Interventi su rete AT;
- Interventi su rete MT;
- Interventi su rete BT.

La metodologia prevede, fin dalla prima fase del progetto, la stima di tutte le voci di costo di ciascun intervento, considerando le principali "categorie base" (specifiche a seconda del livello di tensione).

In particolare, individuato il Prezzo unitario (Pu) per ogni categoria base di intervento, il Costo unitario (Cu) è calcolato come la somma tra il Prezzo unitario e la voce altri costi (relativa agli asservimenti, all'ottemperanza di prescrizioni, incarichi, prestazioni e servizi professionali, collaudi, pubblicazioni, etc.):

$$\text{Costo unitario}(Cu) = \text{Prezzo unitario}(Pu) + \text{Altri costi}$$

Il costo complessivo di un'opera, realizzata con una serie di interventi afferenti a più categorie base, si ottiene con la sommatoria dei prodotti fra le consistenze ed i rispettivi costi unitari per ogni categoria base, incrementata da ulteriori costi (personale, eventuali demolizioni, etc.):

$$\text{Costo opera (Co)} = \sum_{k=1}^{k=n \text{ categorie}} [\text{Costo unitario (Cu)} * \text{Consistenza}] + \text{Altri costi}$$

La presente metodologia si riferisce a interventi e opere del Piano, e si applica alle “opere standard” caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale. Non si intende applicabile alle “opere speciali” per le quali, in ragione del carattere innovativo della soluzione progettuale, della scarsa ampiezza del mercato di riferimento, la stima del costo di investimento deve necessariamente basarsi su analisi specifiche.

In particolare, i costi effettivi possono discostarsi in modo significativo da quelli medi per effetto delle seguenti variabili che incidono sulla voce “altri costi”:

- costo delle prestazioni di terzi e delle forniture: questi costi variano in maniera significativa nel territorio servito da E-Distribuzione, in particolare per il diverso costo della mano d’opera e dei materiali di fornitura (calcestruzzo, inerti, mezzi d’opera, ecc.);
- caratteristiche del territorio:
 - l’orografia o la tipologia del terreno possono richiedere l’impiego di tecnologie o mezzi d’opera caratterizzati da costi più elevati rispetto ai casi standard;
 - il pregio ambientale può comportare opere di mitigazione, prescritte da Autorità o Enti preposti;
 - il valore commerciale dei suoli interessati dalle nuove opere da costruire può determinare degli indennizzi per servitù di elettrodotto particolarmente elevati;
 - la densità degli insediamenti attraversati dai nuovi impianti può comportare la necessità di realizzare linee aeree con tracciati scarsamente lineari, con conseguente aumento del numero e del costo dei sostegni (riduzione della lunghezza delle campate, riduzione del numero dei sostegni “di rettilineo”, aumento dei sostegni speciali e/o “d’angolo”), oppure linee in cavo sotterraneo in presenza di un elevato numero di sottoservizi, pertanto di complessa esecuzione.

Per ciascun livello di tensione, di seguito vengono descritti:

- Principali tipologie di interventi;
- Costi medi unitari per interventi standard.

Costi di Investimento: Interventi sulla rete AT

Per ogni intervento relativo alla realizzazione di Cabine Primarie di trasformazione AT/MT per la distribuzione elettrica e alle Linee di Trasmissione AT, sono state individuate le principali categorie base relative a condizioni standard di progetto, quali ad esempio terreno pianeggiante, accessibilità non critica al sito, etc.

Per la stima dei costi di investimento relativi agli interventi sulla rete AT, le principali voci di costo che contribuiscono alla definizione del costo totale dell’intervento sono relative a materiali, prestazioni di terzi, personale interno ed eventuali costi accessori. In particolare, questi ultimi sono relativi agli studi e alla progettazione per gli iter autorizzativi (istanze autorizzative), per l’esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, e per la gestione degli acquisti e dei contratti d’appalto, direzione lavori, opere di mitigazione ambientale, Coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell’opera, collaudi tecnico - amministrativi, prove funzionali e messa in servizio, finiture e chiusura cantiere.

Si riportano di seguito in Tabella 8, i costi medi unitari relativi ai principali interventi AT con evidenza dell’incidenza percentuale delle principali voci di costo:

PRINCIPALI INTERVENTI

	c.u. [k€/corpo]	Incidenza % Materiali	Incidenza % Prestazioni di Terzi	Incidenza % Personale interno	Incidenza % Altri Costi
Cabine Primarie	5.800	55%	26%	13%	6%
Centri Satellite	1.250				

Tabella 8- Costi medi unitari relativi ai principali interventi AT

Costi di Investimento: Interventi sulla rete MT

Per la stima dei costi di investimento relativi agli interventi sulla rete MT, le principali voci di costo che contribuiscono alla definizione del costo totale dell'intervento sono relative a materiali, prestazioni di terzi, personale interno ed eventuali costi accessori (imposte e canoni, etc.).

Si riportano di seguito in Tabella 9, i costi medi unitari relativi alle linee MT con evidenza dell'incidenza percentuale delle principali voci di costo:

	c.u. [k€/km]	Incidenza % Materiali	Incidenza % Prestazioni di Terzi	Incidenza % Personale interno	Incidenza % Imposte e canoni
Linee MT-Cavo Aereo	140	10%	82%	7%	1%
Linee MT-Cavo Interrato	150				

Tabella 9- Costi medi unitari relativi alle linee MT

I costi medi unitari considerati vengono applicati alle consistenze di riferimento (km), inoltre si intendono riferiti ad opere realizzate in contesti ambientali standard.

Costi di Investimento: Interventi sulla rete BT

Per la stima dei costi di investimento relativi agli interventi sulla rete BT, le principali voci di costo che contribuiscono alla definizione del costo totale dell'intervento sono relative a materiali, prestazioni di terzi, personale interno e autoparco.

Si riportano di seguito in Tabella 10, i costi medi unitari relativi alle linee BT con evidenza dell'incidenza percentuale delle principali voci di costo:

	c.u. [k€/km]	Incidenza % Materiali	Incidenza % Prestazioni di Terzi	Incidenza % Personale interno	Incidenza % Autoparco
Linee BT-Cavo Aereo	30	16%	69%	14%	1%
Linee BT-Cavo Interrato	90				

Tabella 10- Costi medi unitari relativi alle linee BT

I costi unitari considerati vengono applicati alle consistenze di riferimento (km), inoltre si intendono riferiti ad opere realizzate in contesti ambientali standard.

4.9.3. Stima dei costi Opex

I costi operativi sono definiti per tipologia di attività e si riferiscono prevalentemente a costi di manutenzione preventiva.

La manutenzione preventiva consta di attività di tipo periodico che sono legate a vincoli normativi e attività "on-condition" legate alla risoluzione di criticità impiantistiche rilevate tramite ispezioni o segnalate dal sistema di monitoraggio della rete.

La stima del fabbisogno economico per le attività di manutenzione preventiva viene effettuata seguendo un criterio "volumi per quantità", come riportato nella sezione relativa agli investimenti.

Per definire i Costi Operativi unitari annui è stata condotta un'analisi basata su dati storici, con solo riferimento ad interventi standard e senza tenere conto di eventuali manutenzioni su guasto e/o straordinarie.

Di seguito sono indicati i costi standard per le principali tipologie di interventi:

Tipologia Interventi	Unità di misura	Costo Unitario
<i>Criticità risolte MT</i>	€/n°	820
<i>Ispezioni eliportate</i>	€/Km	95
<i>Ispezioni CS</i>	€/n°	60
<i>Taglio piante</i>	€/Km	2.600

Tabella 11- Costi medi unitari relativi alla manutenzione preventiva- Opex

Si riportano di seguito dettagli e specificità relativi alle diverse tipologie di manutenzione degli impianti.

Manutenzione Programmata

L'attività accoglie i costi di personale, materiali, forniture, prestazioni ed altri costi relativi alla manutenzione preventiva degli impianti di E-Distribuzione effettuata per mantenere gli impianti in condizioni di normale funzionamento (senza modificarne la potenzialità) e di prevenire il degrado della loro prestazione e conseguenti guasti o disservizi. Tale manutenzione è eseguita ciclicamente o a date prestabilite su impianti o parti d'impianto sulla base di programmi nominativi elaborati su criteri unificati o norme tecniche.

Manutenzione Predittiva (Ispezioni)

L'attività accoglie i costi di personale, prestazioni ed altri costi relativi a controlli su impianti o elementi di impianto di E-Distribuzione effettuati in base a programmi preventivamente stabiliti nell'ambito del normale ciclo di pianificazione e budget e alle ispezioni periodiche su impianto stabilite dalle normative tecniche e/o normative di legge. Rientrano in questa categoria anche i costi dei piccoli interventi eseguiti contestualmente al loro svolgimento (pulizie, rabbocchi, piccole riparazioni, ecc.).

L'attività accoglie altresì i costi relativi a controlli su impianti o elementi di impianto di E-Distribuzione non compresi nei programmi di attività, ma determinati da particolari esigenze quali:

PRINCIPALI INTERVENTI

Rilevazione sul campo di grandezze elettriche (correnti, tensioni, interruzioni, ecc.) nell'ambito di approfondimenti funzionali al monitoraggio degli impianti o alla ricerca di cause di disservizi.

Segnalazioni di situazioni anomale provenienti da personale E-Distribuzione o da Terzi.

Criticità evidenziate dal sistema di telecontrollo.

Manutenzione per "Taglio Piante"

L'attività accoglie i costi di personale, prestazioni ed altri costi relativi al taglio piante o rami a programma o a seguito di ispezione. Tale attività è finalizzata a prevenire i contatti della vegetazione con gli impianti di Rete per evitare interruzioni del servizio e consentire un normale accesso agli impianti.

Manutenzione su Condizione (a seguito ispezioni)

L'attività accoglie i costi di personale, materiali, forniture, prestazioni ed altri costi relativi alla manutenzione preventiva degli impianti di E-Distribuzione, effettuata a seguito di ispezioni periodiche o mirate, che non è differibile nel tempo e che non rientra nel programma degli interventi nominativi.

Tale attività è finalizzata al mantenimento degli impianti in condizioni di normale funzionamento e alla prevenzione del degrado della loro prestazione e conseguenti guasti e disservizi.

4.9.4. Costi di Esercizio degli Impianti

I costi operativi unitari annui vengono ricavati dai costi storici di E-Distribuzione per analoghe tipologie di impianto.

La stima del fabbisogno economico per i costi di esercizio degli impianti viene effettuata seguendo un criterio "volumi per quantità", come riportato nelle sezioni precedenti.

Di seguito sono indicati i costi standard per le principali tipologie di impianti:

Costi Operativi Unitari Annu	Unità di misura	Valore
Costi operativi linee aeree MT	k€/km	0,4
Costi operativi linee in cavo interrato MT	k€/km	0,5
Costi operativi cabine secondarie	k€/n.	0,1
Costi operativi cabine primarie	k€/n.	15
Costi operativi centri satellite	k€/n.	4

Tabella 12- Costi Operativi Unitari Annu

05 | RISULTATI ATTESI



Garantire, sia in termini di qualità che di quantità, lo sviluppo dell'infrastruttura di distribuzione nazionale, a supporto dello sviluppo socio-economico dell'Italia è il principale obiettivo del Piano, segnalando l'accelerazione nel percorso di evoluzione tecnologico/industriale con progetti basati sull'innovazione tecnologica

5. RISULTATI ATTESI

E-Distribuzione, mediante la predisposizione del Piano di Sviluppo delle Infrastrutture, ha come obiettivo quello di garantire, sia in termini di qualità che di quantità, lo sviluppo dell'infrastruttura di distribuzione nazionale, a supporto dello sviluppo socio-economico dell'Italia.

Attraverso l'adozione di tale Piano, E-Distribuzione si prefigge di:

- rispondere ai fabbisogni derivanti dalla localizzazione e realizzazione di nuove aree industriali, artigianali, terziarie e di espansione residenziale;
- assicurare eventuali ulteriori fabbisogni conseguenti alle richieste di aziende, servizi o utilizzatori domestici già esistenti, a seguito di espansione dell'attività dei medesimi;
- garantire la connessione alle reti elettriche di impianti di produzione, favorendo in particolare l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- assicurare la diffusione e lo sviluppo della generazione distribuita e garantire

l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione nazionale;

- assicurare il rinnovo degli asset aziendali.

Per quanto concerne gli obiettivi attesi in termini di performance della rete elettrica, in ottica di medio-lungo periodo, questi possono essere ricondotti principalmente a risoluzione delle criticità di rete, miglioramento della qualità del servizio, incremento della resilienza della rete e dell'efficienza energetica, riduzione delle perdite di distribuzione, aumento di Hosting Capacity e incremento della potenza disponibile sulla rete per far fronte all'elettrificazione dei consumi.

Infine, i progetti basati sull'innovazione tecnologica rappresentano un chiaro segnale dell'accelerazione nel percorso di evoluzione tecnologico/industriale. Questi progetti, congiuntamente alle attività pianificate con gli investimenti PNRR, consentiranno alla rete di distribuzione di svolgere un ruolo chiave nella transizione energetica in atto.

5.1. Prevenzione dei fenomeni di sovraccarico della rete

Nei paragrafi precedenti, e in particolare nel paragrafo 3.1, si è evidenziato come la previsione dei carichi per i successivi anni, anche in un orizzonte di breve-medio termine, porterà potenzialmente al superamento delle soglie di sovraccaricabilità.

I processi definiti da E-Distribuzione, volti al monitoraggio ed alla previsione puntuale dei carichi, sono finalizzati alla pianificazione di una serie di interventi che hanno come obiettivo comune la prevenzione dell'insorgere dei fenomeni di criticità sulla rete, limitando e contenendo le cadute di tensione e lo sfruttamento degli impianti.

5.2. Miglioramento della qualità del servizio

Fin dall'avvio della regolazione della qualità del servizio, nel corso dei diversi cicli regolatori E-Distribuzione ha individuato, pianificato e realizzato investimenti sulla rete finalizzati al miglioramento degli indicatori di performance definiti da parte dell'ARERA. Allo stesso tempo, sono state individuate ed introdotte modalità

tecniche ed organizzative di gestione degli eventi sulle reti che hanno consentito, nel corso degli anni, di raggiungere gli obiettivi prescritti dalla regolazione e di ridurre le disomogeneità precedentemente riscontrabili nelle diverse aree del Paese.

In particolare, tale riduzione di disomogeneità è risultata più efficace nei riguardi delle procedure tecniche e gestionali per il guasto singolo, la cui durata media tende a raggiungere valori uniformi su tutto il territorio nazionale.

Il focus principale nell'arco di piano è quindi diretto soprattutto verso la riduzione del numero delle interruzioni ed il contenimento del loro effetto sui clienti finali, e contestualmente ad una decisa riduzione del gap tra le diverse aree territoriali, in termini di performance di qualità, in linea con gli indirizzi regolatori di cui alla Delibera ARERA n.566/2019.

5.3. Efficienza energetica e riduzione delle perdite di distribuzione

La riduzione delle perdite di distribuzione è conseguenza sia degli investimenti operati sulle reti per altre finalità sia di investimenti rientranti in piani specifici.

Tra gli investimenti la cui finalità prevalente è diversa dalla riduzione delle perdite di distribuzione, ma che hanno un indubbio effetto sul contenimento delle perdite di rete, si citano:

- il potenziamento delle linee esistenti per adeguamento al carico o per contenimento delle cadute di tensione;
- gli interventi di infrastrutturazione primaria (realizzazione di nuove Cabine Primarie o Centri Satellite) con incremento del numero di linee e contestuale riduzione della lunghezza media delle linee afferenti al bacino di utenza;
- la realizzazione di nuove Cabine Secondarie con riduzione dell'estensione della rete BT;
- la sostituzione di linee aeree esistenti in conduttore nudo con linee in cavo aereo o interrato, oppure con linee comunque di maggior robustezza, aventi portata non inferiore a quella originaria.

Di particolare rilievo, ai fini del contenimento delle perdite di rete, sono anche le modalità di conduzione della rete: un'opportuna gestione degli assetti, in particolare sulla rete MT, può consentire infatti significative riduzioni dell'energia dissipata per effetto Joule nei conduttori.

I sistemi evoluti di monitoraggio della rete, la possibilità di gestione remota dei punti di manovra, i sofisticati sistemi di calcolo e simulazione dei dati elettrici di cui E-Distribuzione dispone, sono in grado di supportare tale obiettivo.

Da segnalare inoltre che, con decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, i risparmi di energia realizzati attraverso interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas naturale concorrono al raggiungimento degli obblighi di risparmio energetico in capo alle imprese di distribuzione (DM 20 luglio 2004 e DM 21 dicembre 2007; DM 28 dicembre 2012), senza dar diritto all'emissione di certificati bianchi (DL 3 marzo 2011, n.28).

Il 21.05.2021 è stato emesso il DM che disciplina gli obblighi di risparmio energetico delle imprese di distribuzione per gli anni 2021-2024.

I benefici in termini di efficienza energetica e ambientali attesi in futuro sono riconducibili principalmente ai progetti descritti nel par. 4.4.5 ("Interventi per lo sviluppo delle Smart Grid e Smart Cities").

06 | APPENDICE



6. APPENDICE

Allegato 1: Principali interventi su rete AT

(con importi a vita intera > 500 k€)

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
1		SARDEGNA	Ampliamento Sez. MT CP Palau	2021	2024	193	687	0	0	0	900	Non presente nel PdS 21-23	
2		SARDEGNA	Ampliamento Sez. MT CP Iglesias	2021	2027	626	0	0	203	14	970	Non presente nel PdS 21-23	
3	x	SARDEGNA	Nuova CP Truncu Reale	2021	2027	25	30	3.000	2.420	173	6.199	Non presente nel PdS 21-23	
4		SARDEGNA	Ampliamento Sez MT CP Tempio	2023	2024	36	1.838	0	0	0	1.874	Non presente nel PdS 21-23	
5		SARDEGNA	Sostituzione TR CP Sarroch	2022	2023	161	0	0	0	0	639	Non presente nel PdS 21-23	
6	x	SARDEGNA	Nuova CP Abbasanta	2021	2026	21	4.502	3.234	405	0	8.167	Non presente nel PdS 21-23	
7	x	SARDEGNA	Nuova CP Cagliari Porto	2021	2026	33	604	4.161	738	0	5.545	Non presente nel PdS 21-23	
8	x	SARDEGNA	Nuova CP Capoterra	2021	2027	6	30	3.000	3.046	217	6.303	Non presente nel PdS 21-23	
9	x	SARDEGNA	Nuova CP Mogorella Ed	2021	2027	6	30	300	5.565	397	6.303	Non presente nel PdS 21-23	
10	x	SARDEGNA	Nuova CP Quartu Sud	2021	2026	31	2.054	4.053	606	0	6.754	Non presente nel PdS 21-23	
11	x	SARDEGNA	Nuova CP Samassi	2021	2027	10	0	0	3.547	2.683	6.247	Non presente nel PdS 21-23	
12	x	SARDEGNA	Nuova CP Tissi	2021	2027	6	30	3.000	2.933	209	6.183	Non presente nel PdS 21-23	
13	x	SARDEGNA	Nuova CP Bitti	2022	2027	0	0	150	5.630	402	6.184	Non presente nel PdS 21-23	
14	x	SARDEGNA	Nuova CP Olbia Porto	2022	2027	2	0	0	5.894	421	6.318	Non presente nel PdS 21-23	
15	x	SARDEGNA	Nuova CP Sorgono	2023	2027	5	0	562	5.320	380	6.267	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
16		SARDEGNA	Ampliamento CP Cheremule	2022	2025	280	1.033	174	0	0	1.540	Non presente nel PdS 21-23	
17		SARDEGNA	Ampliamento CP Lula	2023	2025	516	1.005	169	0	0	1.690	Non presente nel PdS 21-23	
18		SARDEGNA	Ampliamento CP Siligo	2023	2025	275	911	154	0	0	1.340	Non presente nel PdS 21-23	
19	x	SARDEGNA	Nuova CP Selargius Ed	2023	2026	25	736	5.352	855	0	6.968	Non presente nel PdS 21-23	
20		LOMBARDIA	Ricostruzione Sez. MT CP Musocco	2024	2027	0	50	50	1.344	156	1.600	Non presente nel PdS 21-23	
21	x	LOMBARDIA	Nuova CP Livigno	2021	2025	2.328	8.000	5.785	0	0	16.500	Non presente nel PdS 21-23	
22		LOMBARDIA	Ampliamento CP Olgiate Olona	2023	2026	78	1.736	2.141	755	0	4.710	Non presente nel PdS 21-23	
23	x	LOMBARDIA	Nuova CP Torrevecchia	2022	2026	36	3.038	3.544	780	0	7.425	Non presente nel PdS 21-23	
24		LOMBARDIA	Potenziamento CP Pessina	2023	2025	1	989	150	0	0	1.140	Non presente nel PdS 21-23	
25		LOMBARDIA	Potenziamento CP Casalbuttano	2024	2025	0	989	151	0	0	1.140	Non presente nel PdS 21-23	
26		LOMBARDIA	Potenziamento CP Moio	2024	2025	0	989	151	0	0	1.140	Non presente nel PdS 21-23	
27		LOMBARDIA	Ampliamento CP Sermide	2023	2025	86	1.866	284	0	0	2.236	Non presente nel PdS 21-23	
28		LOMBARDIA	Ampliamento CP Commessaggio	2023	2026	51	754	995	119	0	1.920	Non presente nel PdS 21-23	
29		LOMBARDIA	Ampliamento CP Lacchiarella	2023	2025	1	581	88	0	0	670	Non presente nel PdS 21-23	
30		LOMBARDIA	Ampliamento CP S. Stefano	2023	2026	105	707	988	119	0	1.920	Non presente nel PdS 21-23	
31		LOMBARDIA	Ampliamento CP Suzzara	2023	2026	59	521	635	75	0	1.290	Non presente nel PdS 21-23	
32	x	LOMBARDIA	Nuova CP Valdaro (Ex Mantova Sud)	2023	2026	4	1.736	3.166	694	0	5.600	Non presente nel PdS 21-23	
33	x	LOMBARDIA	Nuova CP Orio Litta	2023	2026	37	2.170	4.370	848	0	7.425	Non presente nel PdS 21-23	
34	x	LOMBARDIA	Nuova CP Pizzale (Ex Lungavilla)	2023	2026	32	2.170	4.374	849	0	7.425	Non presente nel PdS 21-23	
35		PIEMONTE	Potenziamento CP Sommariva B.	2021	2024	647	300	0	0	0	1.097	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
36		PIEMONTE	Potenziamento CP Gravellona	2020	2025	429	734	112	0	0	1.500	Non presente nel PdS 21-23	
37		PIEMONTE	Sostituzione TR CP Settimo	2021	2023	2	0	0	0	0	785	Non presente nel PdS 21-23	
38		PIEMONTE	Posa TR + QMT CP Cappellazzo	2023	2025	808	1.800	892	0	0	3.500	Non presente nel PdS 21-23	
39		LIGURIA	Potenziamento CP Albissola + QMT	2023	2025	1	1.431	218	0	0	1.650	Non presente nel PdS 21-23	
40		PIEMONTE	Potenziamento CP Garessio	2024	2026	0	651	715	284	0	1.650	Non presente nel PdS 21-23	
41		PIEMONTE	Potenziamento CP Isorella	2024	2026	0	651	715	284	0	1.650	Non presente nel PdS 21-23	
42		PIEMONTE	Potenziamento CP Asti N + QMT	2024	2026	0	521	960	619	0	2.100	Non presente nel PdS 21-23	
43		PIEMONTE	Ampliamento CP Casale M. + QMT	2024	2026	0	651	715	284	0	1.650	Non presente nel PdS 21-23	
44		PIEMONTE	Potenziamento CP Cuneo S. G. + QMT	2023	2026	13	608	2.282	597	0	3.500	Non presente nel PdS 21-23	
45		LIGURIA	Sostituzione TR CP S. Giovanni B.	2024	2026	0	521	960	619	0	2.100	Non presente nel PdS 21-23	
46		PIEMONTE	Ampliamento CP Novara N.+ QMT	2024	2026	0	521	519	560	0	1.600	Non presente nel PdS 21-23	
47		LIGURIA	Sostituzione TR CP Sestri Levante	2024	2026	0	868	1.101	131	0	2.100	Non presente nel PdS 21-23	
48	x	PIEMONTE	Nuova CP Pivera	2023	2026	23	2.170	4.320	841	0	7.354	Non presente nel PdS 21-23	
49	x	PIEMONTE	Nuova CP Sant. Albano	2023	2026	17	2.170	4.524	869	0	7.580	Non presente nel PdS 21-23	
50		LIGURIA	Rifacimento CP Vallecrosia	2022	2027	192	30	30	1.632	189	2.100	Non presente nel PdS 21-23	
51		PIEMONTE	Rinnovo Sez.CP Funghera	2022	2026	7	400	774	1.200	0	2.400	Non presente nel PdS 21-23	
52		ABRUZZO	Sostituzione TR CP San Donato R/V	2021	2023	650	0	0	0	0	661	Non presente nel PdS 21-23	
53		ABRUZZO	Potenziamento CP Sant'Omero	2025	2025	0	0	1.150	0	0	1.150	Non presente nel PdS 21-23	
54	x	ABRUZZO	Nuova CP Borgo Quattordici	2022	2026	38	2.145	5.374	361	0	7.980	Non presente nel PdS 21-23	
55		ABRUZZO	Ampliamento CP Rosciano	2021	2025	389	2.059	221	0	0	3.026	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
56		MOLISE	Potenziamento CP Castel Del Giudice	2024	2024	0	1.088	0	0	0	1.088	Non presente nel PdS 21-23	
57		MOLISE	Potenziamento CP Roccapavara	2024	2024	0	1.746	0	0	0	1.746	Non presente nel PdS 21-23	
58		ABRUZZO	Potenziamento CP Scoppito	2023	2025	41	2.546	273	0	0	2.860	Non presente nel PdS 21-23	
59		MARCHE	Potenziamento CP Fano Potenziamento	2023	2025	412	1.366	147	0	0	1.925	Non presente nel PdS 21-23	
60		MOLISE	Potenziamento CP Pozzilli	2023	2025	34	1.708	183	0	0	1.925	Non presente nel PdS 21-23	
61		MARCHE	Potenziamento CP Castelbellino	2023	2025	19	1.721	185	0	0	1.925	Non presente nel PdS 21-23	
62		MOLISE	Potenziamento CP Portocannone	2023	2025	34	1.161	125	0	0	1.320	Non presente nel PdS 21-23	
63		MOLISE	Ampliamento CP Cercemaggiore	2025	2026	0	0	1.368	1.072	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
64		MOLISE	Ampliamento CP Pietracatella	2025	2026	0	0	1.368	1.072	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
65		MOLISE	Ampliamento CP Sesto Campano	2025	2026	0	0	1.368	1.072	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
66		ABRUZZO	Ampliamento E Potenziamento CP San Salvo	2022	2026	15	3.612	3.502	218	0	7.354	Non presente nel PdS 21-23	
67		MARCHE	Ampliamento CP Montelabbate	2025	2026	0	0	1.480	1.159	0	2.639	Non presente nel PdS 21-23	
68	x	MARCHE	Nuova CP Lunano	2022	2026	29	0	4.368	3.093	0	7.490	Non presente nel PdS 21-23	
69		MARCHE	Potenziamento CP Sassoferrato	2025	2026	0	0	2.590	2.030	0	4.620	Non presente nel PdS 21-23	
70		ABRUZZO	Potenziamento CP Vasto	2024	2026	0	417	2.635	1.568	0	4.620	Non presente nel PdS 21-23	
71		ABRUZZO	Potenziamento CP Montesilvano	2024	2026	0	411	1.037	70	0	1.518	Non presente nel PdS 21-23	
72		MARCHE	Ampliamento CP Civitanova	2024	2026	0	661	1.667	112	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
73		MARCHE	Ampliamento CP Corneto	2024	2026	0	1.098	2.768	186	0	4.051	Non presente nel PdS 21-23	
74		MOLISE	Ampliamento CP Sinarca	2024	2026	0	661	1.667	112	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
75		ABRUZZO	Potenziamento San Donato G/B	2022	2024	670	50	0	0	0	728	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
76	x	ABRUZZO	Nuova CP Silvi	2023	2026	10	992	3.188	1.305	0	5.495	Non presente nel PdS 21-23	
77	x	ABRUZZO	Nuova CP Mosciano	2023	2026	34	2.108	5.283	354	0	7.779	Non presente nel PdS 21-23	
78	x	ABRUZZO	Nuova CP Loreto Aprutino	2023	2026	23	0	4.815	2.256	0	7.094	Non presente nel PdS 21-23	
79	x	MARCHE	Nuova CP Marischio	2022	2026	25	0	5.007	2.357	0	7.389	Non presente nel PdS 21-23	
80	x	ABRUZZO	Nuova CP Francavilla Al Mare	2025	2026	0	0	4.163	2.962	0	7.125	Non presente nel PdS 21-23	
81		MARCHE	Potenziamento CP S.Angelo In Vado	2025	2026	0	0	1.234	966	0	2.200	Non presente nel PdS 21-23	
82		MARCHE	Potenziamento CP Sassocorvaro	2023	2026	14	0	336	250	0	600	Non presente nel PdS 21-23	
83		MARCHE	Ampliamento CP Visso	2023	2025	35	1.881	202	0	0	2.118	Non presente nel PdS 21-23	
84		MARCHE	Sostituzione TR CP Rocca Priora	2025	2026	0	0	400	400	0	800	Non presente nel PdS 21-23	
85		MARCHE	Sostituzione TR CP Porto D'Ascoli	2024	2026	0	380	200	400	0	980	Non presente nel PdS 21-23	
86	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Bastiglia	2023	2026	37	903	2.233	3.454	0	6.628	Non presente nel PdS 21-23	
87		EMILIA ROMAGNA	Potenziamento CP Bondeno	2025	2026	0	0	1.234	966	0	2.200	Non presente nel PdS 21-23	
88	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Castel S. Giovanni	2022	2026	37	903	2.524	4.079	0	7.569	Non presente nel PdS 21-23	
89		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Castel S.Pietro	2023	2026	13	727	830	869	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
90		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Castelfranco	2024	2026	0	1.207	1.379	1.465	0	4.051	Non presente nel PdS 21-23	
91		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Castelmaggiore	2023	2026	13	727	830	869	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
92		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Cento	2023	2026	13	452	1.236	418	0	2.118	Non presente nel PdS 21-23	
93	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Ferrara Imperiale	2023	2026	47	903	2.434	3.895	0	7.279	Non presente nel PdS 21-23	
94		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Ferrara Sud	2023	2026	13	0	1.188	918	0	2.118	Non presente nel PdS 21-23	
95	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Forli Ovest	2023	2026	30	903	2.365	3.757	0	7.054	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
96		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Forlì Via Lunga	2023	2026	13	903	1.430	93	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
97		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Maranello	2022	2026	13	903	1.560	1.534	0	4.051	Non presente nel PdS 21-23	
98		EMILIA ROMAGNA	Potenziamento CP Monteveglio	2023	2024	348	1.460	0	0	0	1.808	Non presente nel PdS 21-23	
99		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Ponte Fossa	2023	2026	13	0	1.368	1.059	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
100		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Reggio Nord	2023	2026	13	452	1.731	244	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
101		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Riccione	2023	2026	13	0	1.368	1.059	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
102		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP S.Agostino	2023	2026	13	0	1.368	1.059	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
103		EMILIA ROMAGNA	Potenziamento CP S.Agostino	2023	2024	1	1.757	0	0	0	1.757	Non presente nel PdS 21-23	
104	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP S.Clemente	2022	2026	30	1.626	1.857	1.837	0	5.455	Non presente nel PdS 21-23	
105		EMILIA ROMAGNA	Potenziamento CP S.Prospiero	2023	2024	1	1.699	0	0	0	1.700	Non presente nel PdS 21-23	
106		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP San Donato	2023	2026	13	0	2.271	1.767	0	4.051	Non presente nel PdS 21-23	
107	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Sassuolo Nord	2022	2026	32	903	2.365	3.727	0	7.054	Non presente nel PdS 21-23	
108		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Schiappa	2023	2026	13	903	1.430	93	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
109		EMILIA ROMAGNA	Potenziamento CP Schiappa	2024	2025	0	1.242	133	0	0	1.375	Non presente nel PdS 21-23	
110		LAZIO	Potenziamento CP Latina Scalo	2024	2024	0	600	0	0	0	600	Non presente nel PdS 21-23	
111		LAZIO	Potenziamento CP Pontina	2024	2024	0	600	0	0	0	600	Non presente nel PdS 21-23	
112		LAZIO	Potenziamento CP Campo Di Carne	2023	2025	13	1.975	212	0	0	2.200	Non presente nel PdS 21-23	
113		LAZIO	Ampliamento CP Canino	2023	2026	13	226	1.660	2.153	0	4.051	Non presente nel PdS 21-23	
114		LAZIO	Ampliamento CP Latina Torre La Felce	2022	2026	13	0	2.271	1.732	0	4.051	Non presente nel PdS 21-23	
115		LAZIO	Ampliamento CP Parco	2023	2025	799	867	93	0	0	1.759	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
116	x	LAZIO	Nuova CP Beatrice	2022	2026	14	903	4.177	1.856	0	6.976	Non presente nel PdS 21-23	
117	x	LAZIO	Nuova CP Elizabeth	2023	2026	13	903	5.253	1.413	0	7.582	Non presente nel PdS 21-23	
118	x	LAZIO	Nuova CP Torre Astura	2023	2026	13	903	5.253	1.413	0	7.582	Non presente nel PdS 21-23	
119		LAZIO	Nuovo Csat Arca	2022	2026	57	312	356	23	0	750	Non presente nel PdS 21-23	
120		TOSCANA	Potenziamento CP Abbadia	2022	2024	390	60	0	0	0	815	Non presente nel PdS 21-23	
121		TOSCANA	Ampliamento CP Arezzo A	2023	2026	13	220	935	1.271	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
122	x	TOSCANA	Nuova CP Careggi	2023	2026	15	0	2.792	4.362	0	7.169	Non presente nel PdS 21-23	
123	x	UMBRIA	Nuova CP Castel Giorgio	2023	2026	20	3.266	2.741	1.668	0	7.694	Non presente nel PdS 21-23	
124		UMBRIA	Potenziamento CP Castiglione Del Lago	2022	2025	270	1.395	150	0	0	1.815	Non presente nel PdS 21-23	
125		TOSCANA	Ampliamento CP Chiana	2024	2026	0	220	935	1.284	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
126		UMBRIA	Potenziamento CP Città Di Castello	2023	2026	9	199	844	1.149	0	2.200	Non presente nel PdS 21-23	
127	x	UMBRIA	Nuova CP Ferentillo	2023	2026	22	3.395	2.736	1.666	0	7.819	Non presente nel PdS 21-23	
128	x	UMBRIA	Nuova CP Gualdo Tadino 2	2023	2026	24	3.612	2.724	1.170	0	7.530	Non presente nel PdS 21-23	
129	x	TOSCANA	Nuova CP Montegemoli Zona Industriale	2022	2026	19	0	715	7.250	0	7.984	Non presente nel PdS 21-23	
130		TOSCANA	Ampliamento CP Montevarchi	2023	2026	19	220	935	1.264	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	
131		TOSCANA	Potenziamento CP Pietrasanta	2023	2026	9	244	1.038	1.415	0	2.706	Non presente nel PdS 21-23	
132		TOSCANA	Potenziamento CP Piombino	2022	2026	907	348	1.476	1.066	0	3.850	Non presente nel PdS 21-23	
133		TOSCANA	Potenziamento CP Poggibonsi + Rif. Sez. MT	2024	2024	0	820	0	0	0	820	Non presente nel PdS 21-23	
134		TOSCANA	Potenziamento CP Portoferraio	2023	2026	930	1.020	1.268	81	0	3.300	Non presente nel PdS 21-23	
135		TOSCANA	Ampliamento CP Tavola	2023	2026	13	220	935	1.271	0	2.439	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
136	x	UMBRIA	Nuova CP Trasimeno	2022	2026	629	3.612	2.724	1.009	0	7.985	Non presente nel PdS 21-23	
137		UMBRIA	Potenziamento CP Umbertide	2023	2025	35	1.608	172	0	0	1.815	Non presente nel PdS 21-23	
138	x	TOSCANA	Nuova CP Zambra	2023	2026	31	0	3.105	4.871	0	8.007	Non presente nel PdS 21-23	
139		UMBRIA	Sostituzione TR CP San Gemini	2024	2025	0	300	300	0	0	600	Non presente nel PdS 21-23	
140		TOSCANA	Sostituzione TR CP Grosseto Nord	2025	2025	0	0	800	0	0	800	Non presente nel PdS 21-23	
141	x	SICILIA	Nuova CP Filonero	2020	2023	164	0	0	0	0	2.600	Come da PdS 21-23 - Lavori conclusi, in servizio come Centro Satellite	
142		VENETO	CP Ponte Malon - Acquisizione Sez. At	2021	2025	57	200	100	0	0	1.033	Non presente nel PdS 21-23	
143		VENETO	CP Conegliano - Rif. Sez. MT	2024	2027	0	200	200	1.882	218	2.500	Non presente nel PdS 21-23	
144		VENETO	CP Garda - Rif. Sez. MT	2022	2027	38	500	1.361	896	104	2.900	Non presente nel PdS 21-23	
145		VENETO	Potenziamento CP Zelarino	2024	2026	0	434	947	619	0	2.000	Non presente nel PdS 21-23	
146		VENETO	Potenziamento CP Sacca Serenella	2022	2026	0	434	1.011	128	0	1.600	Non presente nel PdS 21-23	
147		VENETO	Potenziamento CP Caorle	2023	2026	288	444	948	520	0	2.200	Non presente nel PdS 21-23	
148		VENETO	Potenziamento CP Donada	2023	2025	51	2.126	323	0	0	2.500	Non presente nel PdS 21-23	
149		FRIULI VENEZIA GIULIA	Potenziamento CP Giais	2023	2025	1	1.735	264	0	0	2.000	Non presente nel PdS 21-23	
150	x	VENETO	Nuova CP Ceneselli	2023	2026	9	2.170	4.292	354	0	6.825	Non presente nel PdS 21-23	
151	x	VENETO	Nuova CP Vighizzolo	2023	2026	44	2.170	4.213	927	0	7.354	Non presente nel PdS 21-23	
152	x	VENETO	Nuova CP Anguillara	2023	2026	16	2.170	4.419	955	0	7.560	Non presente nel PdS 21-23	
153	x	VENETO	Nuova CP Arcella	2023	2026	1	1.736	3.786	877	0	6.400	Non presente nel PdS 21-23	
154	x	FRIULI VENEZIA GIULIA	Nuova CP Fontanafredda	2023	2026	4	2.170	4.292	359	0	6.825	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
155	x	FRIULI VENEZIA GIULIA	Nuova CP Cordenons	2022	2026	3	1.736	3.989	304	0	6.033	Non presente nel PdS 21-23	
156	x	VENETO	Nuova CP Voltabarozzo	2024	2026	0	1.736	3.435	829	0	6.000	Non presente nel PdS 21-23	
157	x	VENETO	Nuova CP Favaro	2024	2026	0	1.736	3.346	1.018	0	6.100	Non presente nel PdS 21-23	
158	x	VENETO	Nuova CP Fratta Polesine	2023	2026	15	1.823	3.903	292	0	6.033	Non presente nel PdS 21-23	
159	x	SARDEGNA	Nuova CP Assemini	2019	2023	2.245	0	0	0	0	4.000	Come da PdS 21-23	
160	x	SARDEGNA	Nuova CP Alghero Sud	2020	2027	430	100	2.800	188	13	3.595	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
161	x	SARDEGNA	Nuova CP Selegas	2020	2026	1.172	1.113	1.026	137	0	3.858	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
162	x	SARDEGNA	Nuova CP Trinità D'Agultu	2020	2024	2.135	4.411	0	0	0	6.609	Come da PdS 21-23	
163		TOSCANA	CP Prato San Paolo - Rif. Sez. MT	2019	2027	215	713	2.851	240	16	4.090	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
164	x	SARDEGNA	Nuova CP Terramala	2020	2024	1.589	1.263	0	0	0	3.500	Come da PdS 21-23	
165	x	SARDEGNA	Nuova CP Pula	2020	2023	1.568	0	0	0	0	3.747	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
166		TOSCANA	CP Varlungo - Rif. Sez. At	2012	2027	20	200	200	625	42	1.449	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
167		PIEMONTE	Domodossola - Rif. Sez. MT	2018	2027	3	30	30	367	43	500	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
168	x	SARDEGNA	Nuova CP Villamassargia	2021	2023	3.405	0	0	0	0	3.595	Come da PdS 21-23	
169	x	SARDEGNA	Nuova CP Posada	2021	2024	2.874	4.969	0	0	0	7.900	Come da PdS 21-23	
170		TOSCANA	Ampliamento + Nuovo Raccordo At CP Rosia	2018	2027	1.106	200	200	1.240	84	2.868	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
171		SARDEGNA	Ampliamento Sez. MT CP Olbia	2021	2023	282	0	0	0	0	667	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
172		SARDEGNA	Adeguamento CP Taloro 2	2022	2024	367	322	0	0	0	850	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
173		LOMBARDIA	Installazione TR CP Ardenno	2016	2024	251	49	0	0	0	2.378	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
174		LOMBARDIA	Allacciamento Cliente At Gnutti - Urago D'Oglio	2017	2024	240	241	0	0	0	1.460	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
175	x	LOMBARDIA	Nuova CP Vulcano Cds	2020	2024	469	4.956	0	0	0	6.350	Come da PdS 21-23	
176	x	LOMBARDIA	Nuova CP Ponte	2020	2025	1.022	1.800	165	0	0	4.800	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
177		LOMBARDIA	Ampliamento CP Acquanegra	2020	2025	524	30	4	0	0	2.380	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
178		LOMBARDIA	CP Bressana - Rif. Sez. MT+Nueva Fabb	2019	2025	967	707	108	0	0	3.560	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
179		LOMBARDIA	Ampliamento CP Pieve E.	2020	2024	421	370	0	0	0	2.830	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
180		LOMBARDIA	Ampliamento CP Corsico	2021	2023	127	0	0	0	0	584	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
181		LOMBARDIA	Ampliamento CP Pavia Tor.	2020	2025	604	1.241	189	0	0	4.460	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
182		LOMBARDIA	CP Brusuglio -Rif. Sez. MT	2021	2024	174	1.701	0	0	0	3.750	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
183		PIEMONTE	CP Carmagnola - Rif. Sez. MT	2021	2027	13	0	0	793	92	900	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
184		LOMBARDIA	CP Caleppio - Rif. Sez. MT	2021	2024	642	862	0	0	0	2.100	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
185		LOMBARDIA	CP Caponago - Rif. Sez. MT	2021	2024	599	1.260	0	0	0	3.760	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
186	x	SARDEGNA	Nuova CP Loiri Porto S.Paolo	2019	2027	1.308	0	0	1.387	99	3.858	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
187		LOMBARDIA	Rifacimento + Ampliamento Sez. MT CP Pegognaga	2021	2024	195	637	0	0	0	1.450	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
188		LAZIO	Ampliamento CP Colonna	2026	2027	0	0	0	2.284	155	2.439	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
189		LOMBARDIA	Ampliamento CP Settimo + Rif. Sez. MT In Fabbricato	2021	2023	1.079	0	0	0	0	2.935	Come da PdS 21-23	
190		LIGURIA	CP San Colombano - Rif. Sez. MT	2023	2025	253	500	1.268	0	0	2.021	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
191		LIGURIA	Nuovo Csat Cavassolo	2014	2024	21	300	0	0	0	1.097	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
192		LIGURIA	Potenziamento CP La Pianta	2020	2025	419	500	1.429	0	0	3.100	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
193	x	LIGURIA	Nuova CP Antoniana	2018	2025	1.639	1.000	1.351	0	0	6.200	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
194	x	LIGURIA	Nuova CP Torriglia	2021	2026	13	1.302	2.022	1.247	0	4.630	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
195	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Bobbio Ex.Boffalora	2020	2027	1	1.500	2.000	2.414	164	6.318	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
196		LIGURIA	CP Trasta - Rif. Sez. MT	2021	2024	21	200	0	0	0	238	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
197		PIEMONTE	CP Grugliasco - Rif. Sez. MT	2018	2023	385	0	0	0	0	1.909	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
198		VENETO	CP Chiampo - Rif. Sez. MT	2021	2027	256	200	300	1.531	178	2.500	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
199		PIEMONTE	Potenziamento CP Spinetta	2019	2025	578	903	137	0	0	3.200	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
200		PIEMONTE	Nuova CP Novara Est	2019	2023	2.266	0	0	0	0	5.496	Come da PdS 21-23	
201		PIEMONTE	Potenziamento CP Cuneo S.Giacomo	2021	2023	292	0	0	0	0	375	Come da PdS 21-23	
202		PIEMONTE	Potenziamento CP Rivara	2020	2024	10	472	0	0	0	1.200	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
203	x	PIEMONTE	Nuova CP Sparone	2019	2024	985	1.003	0	0	0	2.100	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
204	x	PIEMONTE	CP Borgaro - Rifacimento Impianto	2017	2023	74	0	0	0	0	3.330	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
205	x	PIEMONTE	Nuova CP Cuneo Nord	2019	2023	2.351	0	0	0	0	3.300	Come da PdS 21-23	
206	x	PIEMONTE	Nuova CP Cebrosa	2021	2025	408	3.800	696	0	0	5.410	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
207		LOMBARDIA	CP Bagnolo Mella - Rif. Sez. MT	2021	2027	81	100	200	1.534	178	2.136	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
208		LOMBARDIA	CP Novedrate - Rif. Sez. MT	2021	2027	0	100	300	1.608	187	2.200	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
209		PIEMONTE	CP Serravalle - Rif. Sez. MT	2021	2024	64	408	0	0	0	1.300	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
210	x	ABRUZZO	Nuova CP Basciano	2022	2026	42	3.161	4.367	282	0	7.891	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
211	x	ABRUZZO	Nuova CP Castilenti	2021	2023	3.302	0	0	0	0	3.672	Come da PdS 21-23	
212	x	SARDEGNA	Nuova CP Nulvi	2021	2027	6	30	3.000	3.104	222	6.368	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
213	x	MARCHE	Nuova CP Campofilone	2021	2023	3.243	0	0	0	0	4.448	Come da PdS 21-23	
214	x	MARCHE	Nuova CP Senigallia Ovest	2021	2024	1.009	5.383	0	0	0	6.539	Come da PdS 21-23	
215	x	MARCHE	Nuova CP Jesi Est	2021	2026	54	4.644	2.559	144	0	7.474	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
216	x	MARCHE	Nuova CP Villa Potenza	2021	2026	590	6.137	668	1	0	7.545	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
217	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Mesola	2020	2024	1.305	501	0	0	0	2.400	Come da PdS 21-23	
218		PIEMONTE	Rifacimento CP Scarmagno	2021	2027	0	500	3.288	2.061	239	6.100	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
219		SICILIA	Sostituzione TR CP Augusta	2021	2027	658	300	300	3.734	266	6.148	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
220	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Mancasale	2010	2023	512	0	0	0	0	3.393	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
221	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Fidenza Nord	2016	2023	771	0	0	0	0	3.619	Come da PdS 21-23	
222	x	EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Riccione Mare	2018	2026	104	1.716	2.039	130	0	4.410	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
223	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Schiezza	2020	2024	314	1.075	0	0	0	1.520	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
224		EMILIA ROMAGNA	CP Carpi Sud - Nuova Sez. MT	2020	2025	71	1.000	542	0	0	1.721	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
225		EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Felino	2020	2023	77	0	0	0	0	428	Come da PdS 21-23	
226		EMILIA ROMAGNA	CP Bologna Nord - Rif. Sez. MT	2014	2023	157	0	0	0	0	2.909	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
227		LOMBARDIA	CP Vittuone - Rif. Sez. MT	2021	2027	26	550	700	2.428	282	3.995	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
228		EMILIA ROMAGNA	CP Imola - Rif. Sez. MT	2021	2023	144	0	0	0	0	1.756	Come da PdS 21-23	
229		LIGURIA	Genova Termica - Rif. Sez. MT	2021	2027	13	400	1.000	2.731	317	4.500	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
230	x	LAZIO	Nuova CP Olimpo	2021	2025	1.958	328	35	0	0	3.400	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
231	x	LAZIO	Nuova CP Fossignano	2020	2023	775	0	0	0	0	2.990	In anticipo	
232	x	LAZIO	Nuova CP Fara	2020	2024	2.672	395	0	0	0	3.200	Come da PdS 21-23	
233	x	SARDEGNA	Nuova CP OliaSpeciosa	2020	2027	69	0	0	4.461	318	4.864	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
234		CAMPANIA	Riclassamento CP Cassano	2020	2027	30	0	0	542	364	950	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
235		LAZIO	Ampliamento E Potenziamento Sez. MT CP Viterbo	2017	2023	192	0	0	0	0	2.321	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
236	x	LAZIO	Nuova CP Nettuno	2023	2027	68	0	0	5.900	400	6.368	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
237		LAZIO	Ampliamento CP S.Rita	2021	2023	293	0	0	0	0	1.804	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
238		TOSCANA	Ampliamento CP Livorno La Rosa	2020	2024	1.051	1.560	0	0	0	4.200	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
239		MARCHE	Nuova CP Porto S.Elpidio	2016	2023	117	0	0	0	0	1.332	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
240	x	SARDEGNA	Nuova CP Villaspeciosa	2021	2027	5	30	300	5.623	401	6.368	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
241		CAMPANIA	Adeguamento Stazione CP Matese li	2026	2027	0	0	0	659	441	1.100	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
242	x	TOSCANA	Nuova CP Cinigiano	2020	2026	1.753	3.676	3.170	195	0	8.942	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
243	x	TOSCANA	Nuova CP San Miniato	2021	2026	327	3.436	3.342	208	0	7.354	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
244	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Bologna Maggiore	2010	2027	0	100	200	8.214	557	9.718	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
245	x	TOSCANA	Nuova CP Torrita	2020	2025	1.863	524	56	0	0	2.828	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
246	x	TOSCANA	Nuova CP Università	2010	2023	1.359	0	0	0	0	3.986	Come da PdS 21-23	
247		FRIULI VENEZIA GIULIA	Nuovo Csat Azzida	2021	2024	215	1.262	0	0	0	1.500	Come da PdS 21-23	
248		VENETO	Adeguamento CP Arsiero	2015	2023	107	0	0	0	0	1.913	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
249		VENETO	Potenziamento CP S.Giobbe	2020	2025	1.163	308	47	0	0	2.300	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
250		VENETO	Nuova CP Quero	2020	2025	175	192	300	0	0	2.900	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
251	x	VENETO	Nuova CP Vigonovo	2019	2023	1.931	0	0	0	0	4.876	Come da PdS 21-23	
252	x	VENETO	Nuova CP Castegnero	2013	2024	1.843	4.027	0	0	0	6.100	Come da PdS 21-23	
253	x	VENETO	Nuova CP Foroni	2020	2023	2.846	0	0	0	0	3.850	Come da PdS 21-23	
254	x	VENETO	Nuova CP Piombino Dese	2020	2023	1.770	0	0	0	0	3.200	Come da PdS 21-23	
255		VENETO	CP Schio - Rif. Sez. MT	2021	2025	584	1.000	333	0	0	2.500	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
256	x	CALABRIA	Nuova CP Vallefiarita	2020	2024	1.665	6.062	0	0	0	7.754	Come da PdS 21-23	
257		CALABRIA	Ampliamento CP Condera	2016	2024	14	80	0	0	0	1.230	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
258		CALABRIA	Ampliamento CP Rende	2020	2024	377	315	0	0	0	1.800	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
259		CALABRIA	Ampliamento CP Crotone	2020	2024	575	1.555	0	0	0	2.200	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
260		CALABRIA	Ampliamento CP Lamezia Terme	2020	2025	729	400	1.112	0	0	2.300	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
261	x	CAMPANIA	Nuova CP Di Vittorio (Ex CP Piazza Di Vittorio)	2023	2027	24	0	0	3.181	1.794	5.000	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
262		PUGLIA	CP Casarano - Realizzazione 3° Montante At/MT	2019	2023	51	0	0	0	0	2.651	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
263		PUGLIA	Potenziamento CP Manfredonia Industriale	2017	2026	53	567	1.979	2.869	0	6.113	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
264		PUGLIA	CP Martina 60 - Rif. Sez. MT	2016	2023	219	0	0	0	0	1.339	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
265		PUGLIA	CP Taranto Est - Rif. Sez. AT e TR	2020	2023	165	0	0	0	0	2.801	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
266	x	PUGLIA	Nuova CP Bari San Giorgio	2015	2024	3.664	814	0	0	0	5.200	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
267	x	PUGLIA	Nuova CP Crispiano	2021	2023	1.424	0	0	0	0	3.000	Come da PdS 21-23	
268	x	PUGLIA	Nuova CP Foggia Nord	2020	2024	3.800	3.877	0	0	0	7.976	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
269	x	PUGLIA	Nuova CP Ostuni Mare	2020	2025	390	500	1.531	0	0	3.400	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
270	x	PUGLIA	Nuova CP Polignano	2017	2025	1.023	541	128	0	0	3.300	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
271	x	PUGLIA	Nuova CP Presicce	2020	2023	1.572	0	0	0	0	3.000	Come da PdS 21-23	
272	x	PUGLIA	Nuova CP Altamura Nord	2021	2024	532	1.926	0	0	0	3.400	In anticipo	
273	x	PUGLIA	Nuova CP Bisceglie Sud	2020	2024	1.028	1.963	0	0	0	3.600	In anticipo	
274		BASILICATA	Sostituzione QMT E Smartizzazione CP Potenza	2019	2023	438	0	0	0	0	1.620	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
275	x	BASILICATA	Nuova CP Guardia	2020	2023	2.053	0	0	0	0	4.500	Come da PdS 21-23	
276		BASILICATA	Csat Palazzo S. Gervasio - Rif. Sez. MT	2020	2024	111	40	0	0	0	295	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
277	x	PUGLIA	Nuova CP Corato Sud	2023	2027	30	0	0	2.339	3.129	5.499	Non presente nel PdS 21-23	
278		PUGLIA	Potenziamento CP Troia	2021	2023	102	0	0	0	0	1.326	Non presente nel PdS 21-23	
279		BASILICATA	Ampliamento CP Melfi	2020	2025	488	846	945	0	0	2.280	Non presente nel PdS 21-23	
280		BASILICATA	Ampliamento CP Tito	2020	2024	807	1.441	0	0	0	2.300	Non presente nel PdS 21-23	
281	x	PUGLIA	Nuova CP Foggia Onoranza	2021	2024	792	4.466	0	0	0	6.135	Non presente nel PdS 21-23	
282		PUGLIA	CP Taranto - Rif. Sez. MT	2023	2027	10	0	500	1.661	114	2.285	Non presente nel PdS 21-23	
283	x	PUGLIA	Nuova CP Adelfia	2022	2026	50	890	4.704	1.276	0	6.921	Non presente nel PdS 21-23	
284	x	PUGLIA	Nuova CP Nardo'	2022	2027	30	0	0	2.339	3.077	5.455	Non presente nel PdS 21-23	
285	x	PUGLIA	Nuova CP Cagnano	2023	2027	5	0	0	2.713	3.087	5.805	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
286	x	PUGLIA	Nuova CP Maruggio	2023	2027	8	0	0	2.339	3.152	5.499	Non presente nel PdS 21-23	
287	x	PUGLIA	Nuova CP Lesina (Ex Ripalta)	2023	2027	5	500	1.500	3.909	269	6.183	Non presente nel PdS 21-23	
288		PUGLIA	Ampliamento CP Vieste + QMT	2023	2026	11	405	1.342	1.654	0	3.412	Non presente nel PdS 21-23	
289		PUGLIA	CP Fasano -Rif. Sez. MT	2023	2027	5	0	0	1.820	125	1.950	Non presente nel PdS 21-23	
290	x	PUGLIA	Nuova CP Otranto	2023	2027	30	0	0	2.339	3.129	5.499	Non presente nel PdS 21-23	
291	x	PUGLIA	Nuova CP Noicattaro	2022	2027	5	0	0	2.339	3.838	6.183	Non presente nel PdS 21-23	
292	x	PUGLIA	Nuova CP Ceglie Messapica	2022	2027	21	0	0	2.339	3.137	5.499	Non presente nel PdS 21-23	
293	x	PUGLIA	Nuova CP Taranto Mare (Ex Pulsano)	2023	2027	40	0	0	2.339	3.868	6.247	Non presente nel PdS 21-23	
294	x	PUGLIA	Nuova CP Roca	2023	2027	13	0	0	2.339	3.146	5.499	Non presente nel PdS 21-23	
295	x	PUGLIA	Nuova CP Troia Est (Ex Borgo Segezia)	2022	2027	45	0	0	1.871	3.640	5.561	Non presente nel PdS 21-23	
296	x	BASILICATA	CP Missanello (Ex Agri) - Nuova Sez.	2022	2028	50	0	50	1.404	2.096	6.133	Non presente nel PdS 21-23	
297		BASILICATA	Potenziamento CP Pisticci	2023	2024	860	210	0	0	0	1.070	Non presente nel PdS 21-23	
298		PUGLIA	Potenziamento Bari Circo	2023	2024	1.160	40	0	0	0	1.200	Non presente nel PdS 21-23	
299		PUGLIA	Ampliamento CP Manfr.Ind.	2022	2026	53	567	1.979	2.869	0	6.113	Non presente nel PdS 21-23	
300		PUGLIA	Ampliamento CP Taranto Molo	2022	2026	55	243	795	1.164	0	2.259	Non presente nel PdS 21-23	
301	x	BASILICATA	Nuova CP Armento 2	2022	2026	90	890	4.437	1.254	0	6.698	Non presente nel PdS 21-23	
302	x	BASILICATA	Nuova CP Bernalda 2	2023	2026	45	890	4.503	1.260	0	6.998	Non presente nel PdS 21-23	
303	x	PUGLIA	Nuova CP Lucera 2(Ex Bisi2)	2024	2026	0	890	4.609	1.268	0	7.067	Non presente nel PdS 21-23	
304	x	BASILICATA	Nuova CP Venosa 2 (Ex Boreano)	2023	2026	45	890	4.708	1.277	0	6.920	Non presente nel PdS 21-23	
305	x	PUGLIA	Nuova CP Guagnano(Ex Campi Ov2)	2023	2026	90	890	4.667	1.273	0	6.920	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
306	x	PUGLIA	Nuova CP Candela 3	2023	2026	30	890	4.722	1.278	0	6.920	Non presente nel PdS 21-23	
307	x	PUGLIA	Nuova CP Ginosa M. Nord (Ex Cast.S.2)	2023	2026	25	890	4.727	1.278	0	6.920	Non presente nel PdS 21-23	
308	x	PUGLIA	Nuova CP Faggiano (Ex Roccaforzata 2)	2023	2026	45	890	4.567	1.265	0	6.767	Non presente nel PdS 21-23	
309	x	BASILICATA	Nuova CP Trivigno 2	2023	2026	45	890	4.503	1.260	0	6.998	Non presente nel PdS 21-23	
310	x	PUGLIA	Nuova CP Torremaggiore (Ex Casalv2)	2024	2026	0	890	4.610	1.268	0	7.068	Non presente nel PdS 21-23	
311	x	PUGLIA	Nuova CP Cerignola Nord 2	2024	2026	0	890	4.545	1.263	0	6.698	Non presente nel PdS 21-23	
312		PUGLIA	Nuova CP Cast.Mar.N(Ex Gin.L.Poz2)	2023	2026	45	890	4.568	1.265	0	6.768	Non presente nel PdS 21-23	
313		BASILICATA	Ampliamento CP Potenza	2023	2026	16	324	814	1.105	0	2.259	Non presente nel PdS 21-23	
314	x	BASILICATA	Nuova CP Vaglio	2023	2026	45	890	4.503	1.260	0	6.998	Non presente nel PdS 21-23	
315	x	PUGLIA	Nuova CP Salice	2023	2026	45	890	4.568	1.265	0	6.768	Non presente nel PdS 21-23	
316		PUGLIA	Ampliamento CP Blasi	2023	2024	17	4.058	0	0	0	4.075	Non presente nel PdS 21-23	
317		PUGLIA	Ampliamento CP San Paolo	2023	2024	45	4.030	0	0	0	4.075	Non presente nel PdS 21-23	
318		PUGLIA	Nuova CP Cerignola Ovest	2023	2025	46	1.200	6.479	0	0	7.725	Non presente nel PdS 21-23	
319		PUGLIA	Ampliamento CP Monopoli	2023	2026	15	202	970	1.040	0	2.227	Non presente nel PdS 21-23	
320		PUGLIA	Potenziamento CP Brindisi Ind. 2	2023	2026	1	500	1	0	0	502	Non presente nel PdS 21-23	
321		PUGLIA	CP Gravina- Real. 3° Montante	2023	2026	7	161	1.237	852	0	2.257	Non presente nel PdS 21-23	
322		PUGLIA	Ampliamento CP San Pancrazio Salent	2023	2026	4	0	1.384	869	0	2.257	Non presente nel PdS 21-23	
323	x	CALABRIA	Nuova CP Casalotto	2022	2026	30	2.428	3.853	275	0	6.623	Non presente nel PdS 21-23	
324		CALABRIA	Nuova CP Francavilla	2021	2025	1.528	457	108	0	0	2.140	Non presente nel PdS 21-23	
325		CALABRIA	CP Commenda Rif. E Ampl. Qat	2022	2025	1.626	250	200	0	0	2.454	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
326		CALABRIA	Ampliamento CP Vibo V.	2022	2024	676	550	0	0	0	1.401	Non presente nel PdS 21-23	
327		CALABRIA	Ampliamento Castrovillari	2022	2025	805	400	1.038	0	0	2.310	Non presente nel PdS 21-23	
328		CALABRIA	Ampliamento CP Soverato	2022	2024	975	1.010	0	0	0	2.000	Non presente nel PdS 21-23	
329		CALABRIA	Ampliamento CP Rossano	2021	2023	1.647	0	0	0	0	1.840	Non presente nel PdS 21-23	
330		CALABRIA	Ampliamento CP Borgia	2022	2024	845	1.400	0	0	0	2.310	Non presente nel PdS 21-23	
331		CALABRIA	Ampliamento CP Buonvicino	2022	2025	508	600	1.200	0	0	2.311	Non presente nel PdS 21-23	
332		CALABRIA	Ampliamento CP Cirò M.	2022	2025	655	400	1.243	0	0	2.300	Non presente nel PdS 21-23	
333		CALABRIA	Nuovo Csat Vibo Valentia	2022	2024	322	1.548	0	0	0	1.880	Non presente nel PdS 21-23	
334	x	CALABRIA	Nuova CP S.Irene	2023	2026	0	890	4.750	1.280	0	6.920	Non presente nel PdS 21-23	
335		CALABRIA	Nuova CP Cammarata	2022	2026	50	162	1.422	622	0	2.259	Non presente nel PdS 21-23	
336	x	CALABRIA	Nuova CP Terranova 2	2022	2026	25	890	4.497	1.259	0	6.698	Non presente nel PdS 21-23	
337		CALABRIA	Nuova CP Cecita	2023	2024	920	200	0	0	0	1.120	Non presente nel PdS 21-23	
338		CALABRIA	Nuova CP Praia A Mare	2024	2024	0	1.000	0	0	0	1.000	Non presente nel PdS 21-23	
339		CAMPANIA	Ampliamento CP Avellino N.	2020	2023	1.274	0	0	0	0	1.810	Come da PdS 21-23	
340		CAMPANIA	Csat Ischia-Sostituzione Quadro MT e TR	2016	2023	51	0	0	0	0	1.100	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
341	x	CAMPANIA	Nuova CP Molinara	2019	2024	314	3.100	0	0	0	4.864	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
342	x	CAMPANIA	Nuova CP Trentola Ducenta (Ex CP Casapesenna)	2023	>2027	40	0	0	1.407	3.405	6.247	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
343	x	CAMPANIA	Nuova CP Acerra	2021	>2027	4	0	0	1.156	2.797	6.183	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
344	x	CAMPANIA	Riclassamento CP Sorrento	2020	2024	539	285	0	0	0	2.800	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
345	x	CAMPANIA	Nuova CP Agnano	2023	>2027	30	0	0	1.812	4.387	9.718	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
346	x	CAMPANIA	Nuova CP Fuorigrotta 220	2021	>2027	50	0	0	1.803	4.365	9.717	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
347		CAMPANIA	Riclassamento CP Vico	2020	2024	111	977	0	0	0	2.250	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
348	x	CAMPANIA	Nuova CP Quarto	2020	2025	2.289	2.488	586	0	0	5.684	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
349	x	CAMPANIA	Nuova CP Salerno Porto	2020	2026	0	2.023	2.322	6.649	0	11.000	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
350		CAMPANIA	Nuova CP Suio	2017	2023	1.336	0	0	0	0	3.500	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
351		CAMPANIA	Ampliamento CP Aversa + QMT	2016	2023	9	0	0	0	0	1.660	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
352		CAMPANIA	CP Maddaloni Nuova Sez. At	2010	2023	14	0	0	0	0	2.057	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
353		CAMPANIA	Nuovo Csat Crescent (Porto Salerno)	2021	2023	140	0	0	0	0	460	Come da PdS 21-23	
354		CAMPANIA	CP Poggioreale Nuovo Stallo At	2022	2024	50	163	0	0	0	861	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
355		CAMPANIA	CP Fratta (Ex Se Fratta) - Rif. Sez. MT	2019	2024	133	132	0	0	0	630	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
356		CAMPANIA	CP Foce V. - Rif. Sez. At	2020	2025	593	0	0	0	0	1.661	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
357		CAMPANIA	CP Doganella - Allacciamento Cesma	2018	2023	39	0	0	0	0	2.844	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
358		CAMPANIA	CP Casoria 2 - Terzo TR Per Rfi	2017	2023	7	0	0	0	0	2.008	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
359		CAMPANIA	Riclassamento CP Mercatello	2021	2024	0	0	0	0	0	643	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
360		CAMPANIA	CP Giugliano - Rif. Sez. MT	2020	2023	256	0	0	0	0	698	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
361		CAMPANIA	Sostituzione Sbarre CP Astroni	2020	2023	525	0	0	0	0	650	Come da PdS 21-23	
362		CAMPANIA	Sostituzione TR CP Salerno Nord	2023	2024	1.414	16	0	0	0	1.430	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
363		CAMPANIA	Riclassamento CP Agerola	2019	2025	403	600	597	0	0	2.249	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
364		CAMPANIA	Trasformazione CP S.Antimo	2020	2026	599	890	595	32	0	3.206	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
365	x	CAMPANIA	Nuova CP Bagnoli	2022	>2027	0	0	0	1.917	4.399	9.717	Posticipato	Altre cause: Intervento ripianificato per revisione priorità
366		CAMPANIA	Csat De Curtis - Adeguamento Quadro MT	2020	2023	14	0	0	0	0	722	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
367		CAMPANIA	Csat Giovi - Rif. Sez. MT	2021	2023	23	0	0	0	0	476	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
368		CAMPANIA	Sostituzione TR e Rif. Sez. AT CP Pozzuoli	2020	2024	306	415	0	0	0	5.200	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
369		CAMPANIA	Csat Tagliamento - Rif. Sez. MT	2020	2024	232	185	0	0	0	900	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
370	x	LAZIO	Nuova CP Ronciglione	2020	2027	15	0	0	0	2.151	4.864	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
371	x	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Berceto	2020	2027	580	100	50	94	5.262	6.171	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
372		CAMPANIA	Ampliamento CP Scafati + Ampliamento QMT	2020	2026	16	324	837	64	0	2.260	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
373	x	LAZIO	Nuova CP Orte	2023	2027	8	0	0	0	5.605	5.612	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
374		CAMPANIA	Ampliamento CP S. Valentino	2021	2026	119	0	0	217	0	1.019	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
375	x	CAMPANIA	Nuova CP Asi Nola (Ex CP Asi Marigliano)	2022	2025	3	2.500	5.653	0	0	8.167	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
376		CAMPANIA	Ampliamento CP Benevento Ind	2020	2024	1.249	581	0	0	0	1.920	Non presente nel PdS 21-23	
377	x	CAMPANIA	Nuova CP Presenzano	2023	2028	6	0	0	1.527	3.695	6.184	Non presente nel PdS 21-23	
378	x	CAMPANIA	Nuova CP Porto Ponente	2025	2027	0	0	2.299	6.550	450	9.299	Non presente nel PdS 21-23	
379	x	CAMPANIA	Nuova CP Arzano	2023	2026	8	774	3.494	1.908	0	6.184	Non presente nel PdS 21-23	
380	x	CAMPANIA	Nuova CP Belizzi (Ex CP Battipaglia)	2023	2028	6	0	0	1.178	2.851	6.303	Non presente nel PdS 21-23	
381	x	CAMPANIA	Nuova CP Formicola (Ex Pontelatone)	2023	2028	6	0	0	1.178	2.851	6.303	Non presente nel PdS 21-23	
382	x	CAMPANIA	Nuova CP Montelungo	2023	2028	42	0	0	1.174	2.842	6.318	Non presente nel PdS 21-23	
383		CAMPANIA	Potenziamento CP Sessa Aurunca	2022	2024	585	400	0	0	0	997	Non presente nel PdS 21-23	
384		CAMPANIA	Potenziamento CP Capodrise	2023	2024	450	100	0	0	0	550	Non presente nel PdS 21-23	
385		CAMPANIA	Potenziamento CP Somma.V	2023	2024	20	890	0	0	0	910	Non presente nel PdS 21-23	
386		CAMPANIA	Ampliamento / Potenziamento / Rifacimento QMT CP Agropoli	2024	2026	0	1.133	2.272	268	0	3.673	Non presente nel PdS 21-23	
387		CAMPANIA	Nuova CP Guardia Lombardi	2022	2026	25	891	4.703	1.276	0	6.921	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
388	x	CAMPANIA	Nuova CP Pignataro Maggiore	2023	2026	25	890	4.727	1.278	0	6.920	Non presente nel PdS 21-23	
389	x	CAMPANIA	Nuova CP Cava	2023	2026	25	890	4.522	1.261	0	6.698	Non presente nel PdS 21-23	
390		CAMPANIA	Nuovo Csat Avella	2026	2027	0	0	0	2.545	175	2.720	Non presente nel PdS 21-23	
391		SICILIA	Ampliamento CP Viagrande	2021	2025	692	368	62	0	0	1.550	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
392		SICILIA	Sostituzione TR + QMT CP Guadalami	2014	2023	79	0	0	0	0	2.551	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
393		SICILIA	Rifacimento Blindato At CP Catania Nord	2015	2023	275	0	0	0	0	1.608	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
394		PUGLIA	Ricostruzione Completa CP Bari Sud	2016	2027	45	0	0	4.678	8.895	13.650	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
395		SICILIA	Nuova CP Santa Ninfa	2019	2023	59	0	0	0	0	878	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
396		SICILIA	Nuova CP Grottafumata	2018	2023	187	0	0	0	0	1.000	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
397		SICILIA	Nuova CP Scordia	2019	2023	137	0	0	0	0	1.226	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
398		SICILIA	Nuova CP Valguarnera	2018	2023	83	0	0	0	0	1.100	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
399		SICILIA	Nuova CP Agrigento	2018	2023	28	0	0	0	0	341	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
400	x	TOSCANA	Nuova CP Camaiore	2022	2027	34	0	0	0	9.909	9.944	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
401	x	SICILIA	Nuova CP S. Giorgio	2016	2025	1.204	4.419	744	0	0	7.823	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
402		SICILIA	Ampliamento CP Ragusa 2	2021	2025	354	1.200	636	0	0	3.500	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
403		SICILIA	Nuovo Csat Trecastagni	2022	2025	176	0	316	0	0	500	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
404	x	SICILIA	Nuova CP Avola	2021	2024	1.056	411	0	0	0	3.200	Come da PdS 21-23	
405	x	SICILIA	Nuova CP Università Palermo	2022	2026	28	2.824	2.392	313	0	5.560	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
406	x	SICILIA	Nuova CP Nicolosi (Ex CP S.P.Clarenza)	2022	2024	1.101	2.213	0	0	0	3.400	Come da PdS 21-23	
407	x	SICILIA	Nuova CP Gattopardo (Ex CP Sambuca)	2021	2024	34	6.236	0	0	0	6.341	Come da PdS 21-23	
408		SICILIA	Ampliamento CP Scicli	2020	2025	530	300	51	0	0	1.120	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
409	x	SICILIA	Nuova CP Carini 2	2021	2024	74	140	0	0	0	2.498	Non presente nel PdS 21-23	
410	x	SICILIA	Nuova CP Palazzolo Acreide	2022	2025	24	3.500	3.828	0	0	7.354	Non presente nel PdS 21-23	
411		SICILIA	Ampliamento CP Sortino	2021	2024	258	272	0	0	0	1.500	Non presente nel PdS 21-23	
412		SICILIA	Ampliamento CP Lentini	2021	2024	444	376	0	0	0	1.350	Non presente nel PdS 21-23	
413		SICILIA	Ampliamento CP Gelapon	2021	2024	901	253	0	0	0	1.660	Non presente nel PdS 21-23	
414		SICILIA	Ampliamento CP Sciacca	2021	2023	653	0	0	0	0	1.600	Non presente nel PdS 21-23	
415		SICILIA	Potenziamento E Ampliamento CP Mazara 2	2022	2024	537	760	0	0	0	1.300	Non presente nel PdS 21-23	
416		SICILIA	Potenziamento CP Castellamare	2024	2024	0	1.200	0	0	0	1.200	Non presente nel PdS 21-23	
417		SICILIA	Sostituzione TR CP Bagheria	2022	2023	241	0	0	0	0	648	Non presente nel PdS 21-23	
418		SICILIA	Nuova Cabina Utente Borgo Vicaretto	2021	2024	963	113	0	0	0	1.120	Non presente nel PdS 21-23	
419		SICILIA	Ampliamento CP Matarocco	2021	2027	36	0	0	1.286	92	1.800	Non presente nel PdS 21-23	
420		SICILIA	Rifacimento Quadro MT 3°TR CP Matarocco	2021	2023	328	0	0	0	0	556	Non presente nel PdS 21-23	
421	x	SICILIA	Nuova CP Campofranco	2022	2025	181	3.450	3.134	0	0	6.962	Non presente nel PdS 21-23	
422		SICILIA	Stallo At CP Mazara	2022	2023	7	0	0	0	0	506	Non presente nel PdS 21-23	
423	x	SICILIA	Nuova CP Buseto	2022	2026	29	2.995	3.961	565	0	7.578	Non presente nel PdS 21-23	
424	x	SICILIA	Nuova CP Biancavilla	2023	2026	25	2.995	3.989	570	0	7.579	Non presente nel PdS 21-23	
425	x	SICILIA	Nuova CP S.Cipirrello	2022	2026	27	2.627	2.597	2.172	0	7.424	Non presente nel PdS 21-23	
426	x	SICILIA	Nuova CP Grammichele	2023	2026	26	2.995	4.114	590	0	7.725	Non presente nel PdS 21-23	
427	x	SICILIA	Nuova CP Oreto	2023	2026	25	1.241	5.323	836	0	7.425	Non presente nel PdS 21-23	
428	x	SICILIA	Nuova CP Motta S.Anastasia	2023	2026	26	899	4.005	630	0	5.560	Non presente nel PdS 21-23	

ID	Descritto nel Piano	Regione	Descrizione Intervento	Anno inizio	Anno fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
429	x	SICILIA	Nuova CP Paceco	2022	2026	27	2.627	2.597	352	0	5.604	Non presente nel PdS 21-23	
430	x	SICILIA	Nuova CP Altavilla Milicia	2022	2026	28	3.167	3.969	562	0	7.727	Non presente nel PdS 21-23	
431		SICILIA	Ampliamento CP P.Armerina	2023	2025	378	832	140	0	0	1.350	Non presente nel PdS 21-23	
432		SICILIA	Ampliamento CP S.C.Camerina	2023	2025	25	1.647	278	0	0	1.950	Non presente nel PdS 21-23	
433	x	SICILIA	Nuova CP Ramacca 2	2023	2026	27	899	4.042	636	0	5.604	Non presente nel PdS 21-23	
434		SICILIA	Ampliamento CP Universita'	2023	2026	25	381	924	141	0	1.471	Non presente nel PdS 21-23	
435		SICILIA	Sostituzione TR CP Messina Nord	2022	2027	0	0	0	3.730	266	4.000	Non presente nel PdS 21-23	
436		SICILIA	Sostituzione TR CP Caltagirone	2022	2025	55	110	18	0	0	1.250	Non presente nel PdS 21-23	
437		SICILIA	Potenziamento CP Barca	2023	2025	25	1.348	227	0	0	1.600	Non presente nel PdS 21-23	
438		SICILIA	Potenziamento CP S.G. La Punta	2023	2026	25	0	1.569	256	0	1.850	Non presente nel PdS 21-23	
439		SICILIA	Potenziamento CP Salemi	2023	2025	2	1.282	216	0	0	1.500	Non presente nel PdS 21-23	
440		SICILIA	Potenziamento CP Villafranca	2023	2026	2	0	1.159	189	0	1.350	Non presente nel PdS 21-23	
441		SICILIA	Potenziamento CP Vizzini	2023	2026	25	1.181	199	395	0	1.800	Non presente nel PdS 21-23	
442		SICILIA	Potenziamento CP Belpasso	2023	2026	25	449	935	141	0	1.550	Non presente nel PdS 21-23	
443		SICILIA	Potenziamento CP Bagheria	2023	2026	25	0	1.569	256	0	1.850	Non presente nel PdS 21-23	
444	x	SICILIA	Nuova CP Borgo Vicaretto	2023	2026	2	513	1.977	309	0	2.801	Non presente nel PdS 21-23	

Allegato 2: Principali interventi su rete MT

(con importi a vita intera > 500 k€)

Interventi MT aggregati per Regione

Regione	Numero Lavori	Periodo	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]
ABRUZZO	49	2020-2027	6.864	12.553	14.220	6.645	100	42.404
BASILICATA	5	2021-2024	2.098	705	0	0	0	4.359
CALABRIA	24	2020-2024	12.273	6.288	0	0	0	25.723
CAMPANIA	65	2016-2027	17.078	21.561	14.530	7.503	4.880	88.157
EMILIA ROMAGNA	54	2021-2026	5.128	16.499	13.054	7.562	0	44.009
FRIULI VENEZIA GIULIA	13	2021-2025	4.355	5.152	1.226	0	0	13.966
LAZIO	85	2019-2027	11.186	22.320	16.013	5.869	500	68.427
LIGURIA	16	2021-2025	2.477	16.261	13	0	0	19.601
LOMBARDIA	84	2018-2026	20.595	33.119	6.494	1.186	0	91.267
MARCHE	20	2021-2026	2.129	5.630	6.290	2.750	0	16.896
MOLISE	6	2021-2026	1.747	1.420	2.050	650	0	6.204
PIEMONTE	33	2021-2025	8.645	26.485	19	0	0	38.868
PUGLIA	88	2020-2025	23.688	35.680	7.698	0	0	80.144
SARDEGNA	44	2018-2025	9.245	27.351	33.992	0	0	75.284
SICILIA	86	2018-2027	27.988	23.321	420	415	410	82.996
TOSCANA	73	2020-2025	14.640	39.091	25.999	0	0	83.473
UMBRIA	24	2022-2025	5.239	8.890	9.327	0	0	24.629
VENETO	78	2014-2025	21.052	37.014	4.650	0	0	78.826

Avanzamento lavori nominativi da PdS 2021-2023

ID	Regione	Descrizione Intervento	Anno Inizio	Anno Fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
1	SARDEGNA	Interramento LMT MT C.FALCONE ASINARA	2018	2025	45	853	853	0	0	2.497	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
2	SARDEGNA	Nuovo Cavo sottomarino Isola di Caprera	2023	2025	1	500	2.000	0	0	2.501	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
3	SARDEGNA	Feeder + Raccordi a easySAT Gonnosfanadiga	2019	2025	76	439	427	0	0	1.158	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
4	SARDEGNA	Feeder a Nuovo easySAT Gonnosa	2021	2025	4	330	275	0	0	635	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
5	SARDEGNA	Feeder a Nuovo easySAT Calasetta	2022	2025	5	553	550	0	0	1.142	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
6	SARDEGNA	Feeder a Nuovo easySAT S.Cristoforo	2021	2025	1.066	221	170	0	0	1.576	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
7	SARDEGNA	Nuova Uscente MT S.OLIVARIU - CP Pula	2021	2024	127	464	0	0	0	602	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
8	SARDEGNA	Nuova Uscente MT BACU CURZU - CP Terramala	2021	2025	800	328	244	0	0	1.394	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
9	SARDEGNA	Nuova Uscente MT S.ISIDORO 2 - CP Terramala	2023	2025	490	158	107	0	0	755	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
10	CALABRIA	Nuova LMT Lenze	2020	2023	4	0	0	0	0	521	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
11	CALABRIA	Nuova LMT Vitulia da CP Rende	2020	2023	4	0	0	0	0	653	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
12	CALABRIA	Interramento LMT Faini ed Acquappesa	2021	2023	10	0	0	0	0	460	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
13	LOMBARDIA	Nuova LMT MONTE PAGANO	2021	2024	268	126	0	0	0	2.111	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
14	LOMBARDIA	Nuova MT VILLALUNGA	2021	2024	196	497	0	0	0	1.644	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
15	LOMBARDIA	Nuova LMT MT E94E96 CP CONCESIO	2021	2024	178	176	0	0	0	815	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
16	PIEMONTE	Nuova Uscente Roata Rossi (CP Cuneo Nord)	2021	2024	150	586	0	0	0	776	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
17	PIEMONTE	Nuova Uscente S.Pietro del Gallo (CP Cuneo Nord)	2022	2024	10	134	0	0	0	926	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
18	PIEMONTE	Nuova Uscente MT CARAGLIO - CP Cuneo Nord	2021	2024	400	1	0	0	0	830	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi

ID	Regione	Descrizione Intervento	Anno Inizio	Anno Fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
19	LAZIO	Nuove Uscenti CP CASTELMASSIMO	2020	2026	0	0	250	246	0	500	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
20	LAZIO	Nuove Uscenti CP MARANOLA	2020	2024	436	150	0	0	0	800	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
21	LAZIO	Feeder CSS SCAURI	2019	2024	30	30	0	0	0	995	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
22	FRIULI VENEZIA GIULIA	LMT MUGGIA	2021	2025	88	200	200	0	0	559	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
23	CAMPANIA	Nuove Uscenti CP ARIANO	2020	2023	10	0	0	0	0	1.206	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
24	VENETO	Nuova CP VIGONOVO Raccordi MT	2021	2025	540	300	200	0	0	1.983	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
25	VENETO	Nuova LMT S. GIORGIO	2021	2025	0	300	300	0	0	648	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
26	VENETO	Raccordi Nuova CP Vallese	2021	2025	24	200	100	0	0	337	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
27	VENETO	Raccordi MT da CP Brentelle	2014	2023	11	0	0	0	0	2.053	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
28	LOMBARDIA	Aumento Potenza Calvi Merate	2018	2023	20	0	0	0	0	693	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
29	CAMPANIA	Nuove Uscenti da CP Benevento_Ind	2018	2023	20	0	0	0	0	317	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
30	CAMPANIA	LMT SERRE D ANN Sost Nudo con Elicord	2021	2023	40	0	0	0	0	556	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
31	LOMBARDIA	GHEDI-COM.VI STORMO AUM.Potenziamento	2018	2023	50	0	0	0	0	575	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
32	LOMBARDIA	Aumento di Potenza SAN GRATO SPA 7MW-Malonno	2018	2023	50	0	0	0	0	2.269	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
33	CAMPANIA	Riassetto Rete Teano	2016	2027	7	0	0	0	500	1.674	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
34	CAMPANIA	LMT GAIANO	2020	2023	50	0	0	0	0	745	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
35	CAMPANIA	Feeder per CSat POMPEI	2018	2024	80	40	0	0	0	1.073	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
36	SICILIA	Raccordi CP Acireale	2021	2023	84	0	0	0	0	1.126	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
37	CAMPANIA	Uscenti MT da CP Teano	2018	2026	6	600	900	300	0	2.079	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
38	CAMPANIA	Raccordo SANZA ROFRANO	2020	2023	102	0	0	0	0	746	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
39	CAMPANIA	LMT VELCARTA	2020	2023	66	0	0	0	0	666	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso

ID	Regione	Descrizione Intervento	Anno Inizio	Anno Fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
40	CALABRIA	LMT Pizzo Sost. tratte Cavo interrato	2021	2023	116	0	0	0	0	301	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
41	CAMPANIA	Nuova Cabina Primaria CASAPESENNA	2021	2027	0	0	600	1.200	996	2.800	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
42	CAMPANIA	Proseguo Uscenti CP CASAPESENNA	2021	2027	0	0	200	1.000	536	1.750	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
43	CAMPANIA	4 Nuove Uscenti da S.ANTIMO D6001375395	2021	2025	50	200	300	0	0	615	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
44	CAMPANIA	2 ALIMENT CP FuorigrottaC.Sat Morghe	2021	2025	1	240	357	0	0	829	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
45	CAMPANIA	2 NUOVI ALIM. ASTRONITRAIANO	2021	2024	475	350	0	0	0	2.455	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
46	CAMPANIA	Nuove coppie Alim PogCav.	2021	2025	0	203	390	0	0	600	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
47	CAMPANIA	3 nuovi alimentatori per C.SAT Tribunali	2021	2025	10	150	322	0	0	500	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
48	CAMPANIA	Eliminazione Sezionatore Zeccola	2021	2025	7	301	290	0	0	991	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
49	CAMPANIA	Nuova SORRENTO150 D6001380619	2021	2026	40	180	150	77	0	580	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
50	CAMPANIA	Nuove Uscenti da SORRENTO 150	2021	2026	500	100	80	50	0	1.007	Posticipato	Altre cause: Modifica a seguito progettazione esecutiva
51	CAMPANIA	Nuove Uscenti SORRENTO150	2021	2026	3	368	100	60	0	570	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
52	CAMPANIA	ALIMENTATORI CERCOLA/S.SEVERIANO	2024	2025	0	380	380	0	0	760	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
53	CAMPANIA	Nuova LMT SOPHIA CANCELLO ARNONE	2021	2024	250	550	0	0	0	812	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
54	CAMPANIA	Nuove Uscenti da CP Centola	2020	2026	221	900	538	100	0	2.307	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
55	CAMPANIA	Nuova Uscente Macchione da CP Salento	2020	2027	26	0	200	250	310	969	Posticipato	Problematiche relative ai materiali o agli appalti
56	CALABRIA	Nuova LMT Peep	2020	2023	200	0	0	0	0	295	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
57	CAMPANIA	PROJECT LMT FURORE	2020	2023	415	0	0	0	0	2.898	Come da PdS 21-23	
58	CAMPANIA	LMT RISPO 31585	2020	2023	215	0	0	0	0	973	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
59	CAMPANIA	Nuova MT CP S.Valentino cs Acciara 2	2021	2023	250	0	0	0	0	996	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
60	LOMBARDIA	Raccordi CP Madone - Progetto Speciale DS	2020	2023	275	0	0	0	0	1.572	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi

ID	Regione	Descrizione Intervento	Anno Inizio	Anno Fine	Importo 2023 [k€]	Importo 2024 [k€]	Importo 2025 [k€]	Importo 2026 [k€]	Importo 2027 [k€]	Importo a Vita Intera [k€]	Avanzamento rispetto a PdS 21-23	Motivazione scostamento temporale
61	CAMPANIA	Nuova MT CP S.Valentino cs Pendino	2021	2023	300	0	0	0	0	882	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
62	CAMPANIA	Prog ALIM CSat S. BARBARA	2021	2023	320	0	0	0	0	990	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
63	CAMPANIA	4.0 LMT FERRANTINA 10152	2020	2024	530	250	0	0	0	954	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
64	CAMPANIA	Rifac.1.Trat.L.1TORREGREC	2021	2025	0	269	300	0	0	575	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
65	SICILIA	Nuove LMT MT da CP Canicatti 2	2019	2024	0	668	0	0	0	673	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
66	SICILIA	Rifacimento prima tratta LMT Piano Talvola	2019	2024	0	602	0	0	0	619	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
67	SICILIA	Raccordi CP Alia	2020	2024	0	218	0	0	0	939	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
68	CALABRIA	LMT Litoranea Sostituzione tratta	2021	2023	373	0	0	0	0	751	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
69	SICILIA	Nuove Uscenti CP Caltagirone 2	2024	2024	0	870	0	0	0	870	Posticipato	Slittamento dovuto a cause di terzi
70	SICILIA	Raccordi CP Filonero	2024	2024	0	1.996	0	0	0	1.996	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso
71	CAMPANIA	Riassetto LMT MT VERDI E MONTI	2017	2023	731	0	0	0	0	1.507	Posticipato	Slittamento a causa iter autorizzativo non concluso

Allegato 3: Principali Progetti di innovazione tecnologica

NOME PROGETTO	INIZIO	FINE	IMPORTO A VITA INTERA (M€)
DSO 4.0 – Digital Network	2019	2025	660
Piano Qualità	2020	>2025	<i>Da ridefinire a conclusione della nuova consultazione ARERA sulla Qualità (DCO 423/2023)</i>
Installazione Apparati di telecontrollo TPT2000/TPT2020	< 2016	2024	75
Tecnologia per efficienza energetica (progetto Smart info ed EMS)	< 2014	> 2023	7
Progetto Puglia Active Network – NER 300	2015	2019	154
		2024 (considerando 5 anni di operatività di progetto)	(+ 16 M€ di costi operativi)
PON I&C (Bando 2017)	2018	2024	137
PON I&C (Bando 2019)	2020	2025	190
POR Sicilia	2019	2023	43
POR Basilicata	2019	2023	14
POR Puglia	2020	2023	25
ISMI	2019	2023	2,4
Progetto Osservabilità (DCO 322/2019)	2020	2024	60
Progetto NEWMAN	2019	2024	6
Router 4G per telegestione 2G	2019	2024	20
LVM PUSH2CLOUD	2019	2024	10
Interventi per compensazione Energia Reattiva ³	2024	2025	55

³ Tale pianificazione è da considerarsi provvisoria e soggetta a modifiche, a fronte di un aggiornamento dei criteri per la definizione dei valori di potenza di compensazione target da parte di Terna.

Allegato 4: Principali Progetti a supporto delle infrastrutture

Nome Progetto		Inizio	Fine	Importo a vita intera (M€)
Investimenti in Information and Communication Technology	Smart Meter	2017	2023	69,0
	E-Co Sistema commerciale E-Distribuzione	2019	2023	15,5
	MultiCO	2020	2023	5,9
	Bilancio di Energia	2023	2024	1,0
	Piani di Lavoro	2022	2025	2,8
Mezzi speciali		<2022	2025	200

Allegato 5: Adeguamenti di impianti AT di E-Distribuzione richiesti da Terna

Denominazione intervento PdS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
(612-P) Interventi sulla rete AT nell'area nord di Catania	Acicastello	Realizzazione nuovo stallo AT
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Agerola	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenne critiche	Ariano	Realizzazione nuovo stallo AT
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia	Assoro	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenna	Atina	Realizzazione nuovo stallo AT
Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano - Priolo. Connessione nuova CP Filonero	Augusta 2	Realizzazione n.2 nuovi stalli AT
(6-P) Razionalizzazione rete 220 kV-132 kV Provincia di Torino	Balangero	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenne critiche	Bassano	Realizzazione nuovo stallo AT
(216-P) Razionalizzazione rete media valle del Piave. Stazione 220 kV Polpet	Belluno	Realizzazione nuovo stallo AT
Nuovo elettrodotto 150 kV "Paternò-Belpasso"	Belpasso	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenna CP Varzi	Bobbio	Realizzazione nuovo stallo AT
(326 -P) Riassetto Area Bologna	Bologna Nord	Realizzazione nuovo stallo AT
(225-P) Potenziamento rete AT area Rovigo. Seconda alimentazione C.P. Canaro	Canaro	Realizzazione nuovo stallo AT
Modifica connessione CP Canicattì (FER)	Canicattì	Realizzazione nuovo stallo AT
Connessione alla RTN della Cabina Primaria Carini 2	Carini	Realizzazione nuovo stallo AT
Modifica connessione CP Casalvecchio (FER)	Casalvecchio	Realizzazione nuovo stallo AT
(317-P) Riassetto rete area metropolitana Firenze	Cascine	Realizzazione nuovo stallo AT
(528-P) Elettrodotto 150 kV "Goletto - Avellino N"	Cassano	Completamento riclassamento.
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Castellammare	Realizzazione nuovo stallo AT
(326-P) Riassetto rete AT Bologna	Castelmaggiore	Realizzazione nuovo stallo AT
(611-P) Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	Catania Est	Realizzazione n.2 nuovi stalli AT
Connessioni FER	Cercemaggiore	Realizzazione nuovo stallo AT

Denominazione intervento PdS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
(321-P) Rete area Forlì/Cesena	Cesena Ovest	Realizzazione n. 2 nuovi stalli AT
(309-P) Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente	Colmata	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenne critiche	Conselice	Realizzazione nuovo stallo AT
(237-P) Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Cornedo	Realizzazione nuovo stallo AT
(613-P) Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	Dirillo	Realizzazione nuovo stallo AT
Connessione nuova CP Porto Napoli	Doganella	Realizzazione nuovo stallo AT
(419-P) Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest	Fiumicino	Realizzazione nuovo stallo AT
(418-P) Riassetto Rete AT Roma Sud - Latina - Garigliano	Fondi	Realizzazione nuovo stallo AT
(14-P) Elettrodotto 132 kV Magliano Alpi - Fossano e scrocio di Murazzo	Fossano	Realizzazione nuovo stallo AT
Rete AAT/AT medio Adriatico	Fossombrone	Messa in continuità dei collegamenti RTN afferenti la Stazione di S. Lazzaro Furlo - S. Lazzaro e S. Lazzaro - Fossombrone
Risoluzione antenne critiche	Francavilla	Realizzazione nuovo stallo AT
(514-P) Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Fuorigrotta	Realizzazione n.3 stalli AT
Risoluzione antenne critiche	Galtelli	Realizzazione nuovo stallo AT
(321-P) Anello 132 kV Riccione - Rimini	Gambettola	Realizzazione nuovo stallo AT
(326-P) Riassetto Area AT Bologna	Giardini Margherita	Realizzazione nuovo stallo AT
(528-P) Elettrodotto 150 kV "Goletto - Avellino N."	Goletto	Completamento riclassamento
Modifica connessione CP La Pianta	La Pianta	Realizzazione nuovo stallo AT
Nuovo elettrodotto 150 kV "Lentini - Lentini RT (ex FS)"	Lentini	Realizzazione nuovo stallo AT
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Lettere	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenne critiche Galtelli	Lula	Realizzazione nuovo stallo AT
Connessione nuova CP Bitti	Lula	Realizzazione nuovo stallo AT
(116-P) Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Lumezzane	Realizzazione nuovo stallo AT

Denominazione intervento PdS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
Risoluzione antenne critiche	Marostica	Realizzazione nuovo stallo AT
Modifica connessione CP Mazara (FER)	Mazara	Realizzazione nuovo stallo AT
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Mercato S. Severino	Realizzazione nuovo stallo AT
Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia. (616-P) Stazione 380 kV Vizzini (ex SE 380 kV Mineo)	Mineo	Realizzazione nuovo stallo AT
Modifica connessione CP Montalto (FER)	Montalto	Realizzazione n.2 nuovi stalli AT
Connessione nuova CP Petacciato (FER)	Montecilfone	Realizzazione nuovo stallo AT
(420-P) Riassetto rete Teramo - Pescara	Montesilvano	Realizzazione nuovo stallo AT
Rete AAT/AT medio Adriatico. (cod. 1798 CRT) Risoluzione derivazione rigida	Osimo	Realizzazione nuovo stallo AT
(341-P) Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Ozzano Taro	Realizzazione n.2 nuovi stalli AT
Risoluzione antenna Pedesalto	Pedesalto	Realizzazione nuovo stallo AT
Connessioni FER	Pietracatella	Realizzazione nuovo stallo AT
Riassetto rete AT Napoli. Poggioreale - Doganella	Poggioreale	Realizzazione nuovo stallo AT
(419-P) Riassetto rete Roma Ovest - Roma Sud Ovest	Porto	Realizzazione nuovo stallo AT
(309-P) Elettrodotto 132 kV Isola d'Elba - Continente	Portoferraio	Realizzazione nuovo stallo AT
Modifica connessione CP Canicattì (FER)	Ravanusa	Realizzazione nuovo stallo AT
(319-P) Riassetto RTN anello 132kV Rimini-Riccione	Riccione Mare	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenna	Rosia	Realizzazione nuovo stallo AT
(613-P) Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	S. Croce Camerina	Realizzazione nuovo stallo AT
(326-P) Riassetto rete AT Bologna	S. Donato	Realizzazione nuovo stallo AT
(612-P) Interventi sulla rete AT nell'area nord di Catania	S. Giovanni Galermo	Realizzazione nuovo stallo AT e demolizioni associate
(612-P) Interventi sulla rete AT nell'area nord di Catania	S. Giovanni La Punta	Realizzazione nuovo stallo AT e demolizioni associate
(409-P) Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	S. Lucia di Mentana	Realizzazione n.2 nuovi stalli AT

Denominazione intervento PdS Terna	Impianto E-Distribuzione	Descrizione intervento E-Distribuzione
Connessione nuova CP Salerno Porto	Salerno Nord	Realizzazione n.2 nuovi stalli a 220 kV
Modifica connessione CP San Giobbe	San Giobbe	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenna	San Salvo	Realizzazione nuovo stallo AT
Modifica connessione CP San Savino (FER)	San Savino	Realizzazione nuovo stallo AT
(28-P) Elettrodotto Voltri - Sassello. Risoluzione antenna Sassello	Sassello	Realizzazione nuovo stallo AT
(613-P) Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	Scicli	Realizzazione nuovo stallo AT
(317-P) Rete metropolitana di Firenze	SL Greve	Realizzazione nuovo stallo AT
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina. Alternativa Baronissi	Solofra	Realizzazione nuovo stallo AT
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Sorrento	Realizzazione nuovo stallo AT
Connessione nuova CP Petacciato (FER)	Termoli Sinarca	Realizzazione nuovo stallo AT
Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Torre Sud	Raccordi 150 kV Torre Sud e utenze connesse
(326-P) Riassetto rete AT Bologna	Tre Madonne	Realizzazione nuovo stallo AT
(206-P) Stazione 380 kV Volpago	Trevignano	Realizzazione nuovo stallo AT
(504-P) Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Vico Equense	Sostituzione n° 2 TR 40 MVA, installazione n°2 moduli ibridi Y2 150 kV e realizzazione nuovo sistema di sbarre AT. Nuovo elettrodotto a 150 kV "Nuova SE Sorrento - Vico Equense - Agerola - Lettere"
(237-P) Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete	Villaverla	Realizzazione nuovo stallo AT
Risoluzione antenne critiche	Voltana	Realizzazione nuovo stallo AT

Allegato 6: Consuntivi 2021-22 interventi AT ed MT

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
1	SARDEGNA	Nuova CP Nurra 2	2.240	x
2	SARDEGNA	Nuova CP Assemini	1.542	
3	SARDEGNA	Nuova CP Loiri Porto S.Paolo	979	
4	SARDEGNA	Nuova CP Selegas	399	
5	SARDEGNA	Nuova CP Trinità d'Agultu	60	
6	SARDEGNA	Nuova CP Villaspeciosa	8	
7	SARDEGNA	Nuova CP Terramala	621	
8	SARDEGNA	Nuova CP Pula	2.003	
9	SARDEGNA	Nuova CP Oliaspeciosa	7	
10	SARDEGNA	Nuova CP Alghero Sud	62	
11	SARDEGNA	Nuova CP Villamassargia	190	
12	SARDEGNA	Nuova CP Posada	57	
13	SARDEGNA	Nuova CP NULVI	5	
14	SARDEGNA	Ampliamento Sez. MT CP OLBIA	385	
15	SARDEGNA	Adeguamento CP TALORO 2	161	
16	SARDEGNA	Interramento LMT MT C.FALCONE ASINARA	313	
17	SARDEGNA	Nuovo cavo sottomarino Isola di Caprera	0	
18	SARDEGNA	Feeder + Raccordi a easySAT Gonnosfanadiga	182	
19	SARDEGNA	Feeder a Nuovo easySAT Gonnese	26	
20	SARDEGNA	Feeder a nuovo easySAT Calasetta	33	
21	SARDEGNA	Feeder a nuovo easySAT S.Cristoforo	118	
22	SARDEGNA	Nuova uscente MT S.OLIVARIU - CP Pula	11	
23	SARDEGNA	Nuova uscente MT BACU CURZU - CP Terramala	22	
24	SARDEGNA	Nuova uscente MT S.ISIDORO 2 - CP Terramala	0	
25	LOMBARDIA	CP Cedrate - Rif. Sez. MT	824	x
26	LOMBARDIA	Installazione TR CP Ardenno	374	
27	LOMBARDIA	Allacciamento Cliente AT GNUTTI - Urago d'Oglio	963	
28	LOMBARDIA	Nuova CP SEGRATE	101	x
29	LOMBARDIA	Nuova CP Dossi	837	x
30	LOMBARDIA	Nuova CP VULCANO CDS	702	
31	LOMBARDIA	Nuova CP PONTE	1.498	
32	LOMBARDIA	Ampliamento CP ACQUANEGRA	966	
33	LOMBARDIA	CP BRESSANA - Rif. Sez. MT+Nuova fabb	1.399	
34	LOMBARDIA	CP VIMODRONE-Rifacimento Sez. MT in nuovo fabbricato	104	x
35	LOMBARDIA	Ampliamento CP PIEVE E.	1.942	
36	LOMBARDIA	Ampliamento CP CORSICO	457	
37	LOMBARDIA	Ampliamento CP Pavia Tor.	2.350	
38	LOMBARDIA	CP BRUSUGLIO -Rif. Sez. MT	1.875	
39	LOMBARDIA	CP BAGNOLO MELLA - Rif. Sez. MT	42	
40	LOMBARDIA	CP CALEPPIO - Rif. Sez. MT	596	
41	LOMBARDIA	CP CAPONAGO - Rif. Sez. MT	1.901	
42	LOMBARDIA	CP VITTUONE - Rif. Sez. MT	10	
43	LOMBARDIA	Rifacimento + Ampliamento Sez. MT CP PEGOGNAGA	618	

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
44	LOMBARDIA	CP NOVEDRATE - Rif. Sez. MT	5	
45	LOMBARDIA	Ampliamento CP SETTIMO + Rif. Sez. MT in fabbricato	1.736	
46	LOMBARDIA	Potenziamento MT da CP Marcheno	51	x
47	LOMBARDIA	Raccordi MT nuova CP MADONE	272	x
48	LOMBARDIA	Aumento Potenziamentoenza Calvi Merate	16	
49	LOMBARDIA	GHEDI-COM.VI STORMO AUM.Potenziamento	6	
50	LOMBARDIA	Aumento di Potenziamentoenza SAN GRATO SPA 7MW-Malonno	1.308	
51	LOMBARDIA	Cantiere Cepav2 - Lonato 8 MW (TBM) - Realizzazione nuova linea dedicata da CP Desenzano sbarra rossa.	57	x
52	LOMBARDIA	ARUBA SPA NF IN VIA TAGLIAMENTO - Nuova linea MT A35 CP Curno sbarra verde.	302	x
53	LOMBARDIA	VAILOG SRL 1300 kW - nuova uscita MT con posa cavo ARE4H5EX 12/20 (24) kV 240 mm2	438	x
54	LOMBARDIA	Raccordi CP Madone - Progetto Speciale DS	526	
55	LOMBARDIA	Nuova LMT MONTE PAGANO	1.717	
56	LOMBARDIA	Nuova MT VILLALUNGA	951	
57	LOMBARDIA	Nuova LMT MT E94E96 CP CONCESIO	461	
58	LIGURIA	CP San Colombano - Rif. Sez. MT	0	
59	LIGURIA	Nuovo Csat Cavassolo	154	
60	LIGURIA	Potenziamento CP LA PIANTA	752	
61	LIGURIA	Nuova CP Antoniana	2.210	
62	LIGURIA	Nuova CP TORRIGLIA	47	
63	LIGURIA	GENOVA TERMICA - Rif. Sez. MT	39	
64	LIGURIA	TRASTA - Rif. Sez. MT	17	
65	PIEMONTE	CP Grugliasco - Rif. Sez. MT	370	
66	PIEMONTE	Domodossola - Rif. Sez. MT	0	
67	PIEMONTE	Potenziamento CP Spinetta	1.562	
68	PIEMONTE	Nuova CP Novara Est	2.970	
69	PIEMONTE	Potenziamento CP Cuneo S.Giacomo	83	
70	PIEMONTE	Potenziamento CP Rivara	713	
71	PIEMONTE	Nuova CP Sparone	112	
72	PIEMONTE	CP Borgaro - rifacimento impianto	688	
73	PIEMONTE	Rifacimento CP Fervento	235	x
74	PIEMONTE	Nuova CP Cuneo Est	796	x
75	PIEMONTE	Nuova CP Caselle	3.098	x
76	PIEMONTE	Nuova CP Cuneo Nord	807	
77	PIEMONTE	Nuova CP CEBROSA	507	
78	PIEMONTE	Rifacimento CP SCARMAGNO	13	
79	PIEMONTE	CP CARMAGNOLA - Rif. Sez. MT	2	
80	PIEMONTE	CP SERRAVALLE - Rif. Sez. MT	828	
81	PIEMONTE	Nuova Uscente Roata Rossi (CP Cuneo Nord)	40	
82	PIEMONTE	Nuova Uscente S.Pietro del Gallo (CP Cuneo Nord)	782	
83	PIEMONTE	Nuova uscente MT CARAGLIO - CP Cuneo Nord	429	
84	ABRUZZO	Nuova CP Fossacesia	1.262	x
85	ABRUZZO	Nuova CP Basciano	39	
86	ABRUZZO	Nuova CP Santa Filomena	1.568	x

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
87	ABRUZZO	Nuova CP Castilenti	370	
88	MARCHE	Nuova CP Colmarino	85	x
89	MARCHE	Nuova CP Porto S.Elpidio	287	
90	MARCHE	Nuova CP Campofilone	1.205	
91	MARCHE	Nuova CP Senigallia Ovest	147	
92	MARCHE	Nuova CP Jesi Est	72	
93	MARCHE	Nuova CP Villa Potenza	150	
94	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Mesola	579	
95	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Berceto	71	
96	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Bobbio ex.Boffalora	79	
97	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP TORRILE	2.353	x
98	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Mancasale	2.445	
99	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Fidenza Nord	2.532	
100	EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Riccione Mare	102	
101	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Schiezza	110	
102	EMILIA ROMAGNA	CP Carpi Sud - Nuova Sez. MT	52	
103	EMILIA ROMAGNA	Ampliamento CP Felino	302	
104	EMILIA ROMAGNA	CP Bologna Nord - Rif. Sez. MT	312	
105	EMILIA ROMAGNA	CP Ferrara Z.I. - Rif. Sez. MT	238	x
106	EMILIA ROMAGNA	Nuova CP Bologna Maggiore	65	
107	EMILIA ROMAGNA	CP Ferrara Z.I. - Rif. Sez. AT	144	x
108	EMILIA ROMAGNA	CP Imola - Rif. Sez. MT	1.613	
109	LAZIO	Nuova CP Fossignano	2.187	
110	LAZIO	Nuova CP Nettuno	0	
111	LAZIO	Ampliamento e Potenziamento Sez. MT CP Viterbo	614	
112	LAZIO	Ampliamento CP Colonna	0	
113	LAZIO	Ampliamento CP S.Rita	1.511	
114	LAZIO	Nuova CP Olimpo	1.079	
115	LAZIO	Nuova CP Fara	132	
116	LAZIO	Nuova CP Ronciglione	0	
117	LAZIO	Nuova CP Orte	0	
118	LAZIO	Nuove uscenti CP CASTELMASSIMO	0	
119	LAZIO	Nuove uscenti CP MARANOLA	212	
120	LAZIO	FEEDER CSS SCAURI	928	
121	LAZIO	feeder CSS APPIA	660	x
122	LAZIO	nuove uscenti CP Aprilia	349	x
123	LAZIO	raccordi CSS Simea	919	x
124	LAZIO	rifacimento feeder T.S.Lorenzo	1.368	x
125	LAZIO	sostituzione cavi linea Trevignano	70	x
126	LAZIO	nuove linee Domus e Paoletti	38	x
127	LAZIO	sostituzione prima tratta linea Chiodaroli	731	x
128	TOSCANA	Ampliamento CP Livorno La Rosa	1.391	
129	TOSCANA	CP Vaiano - Rif. Sez. MT	295	x
130	TOSCANA	Ampliamento + Nuovo raccordo AT CP Rosia	19	
131	TOSCANA	CP Varlungo - Rif. Sez. AT	93	

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
132	TOSCANA	CP Sesto Fiorentino - Rif. Sez. AT	443	x
133	TOSCANA	CP Prato San Paolo - Rif. Sez. MT	55	
134	TOSCANA	Nuova CP Cinigiano	148	
135	TOSCANA	Nuova CP San Miniato	41	
136	TOSCANA	Nuova CP Camaione	1	
137	TOSCANA	Nuova CP Torrita	342	
138	TOSCANA	Nuova CP Università	2.027	
139	FRIULI VENEZIA GIULIA	CP Maniago - Rif. Sez. MT	331	x
140	FRIULI VENEZIA GIULIA	Nuovo Csat AZZIDA	23	
141	VENETO	CP BELLUNO - Rif. Sez. MT	408	x
142	VENETO	CP SEDICO - Rif. Sez. MT	543	x
143	VENETO	CP Zuel - Rif. Sez. MT	531	x
144	VENETO	Allacciamento cliente AT NLMK	296	x
145	VENETO	CP CHIAMPO - Rif. Sez. MT	35	
146	VENETO	Adeguamento CP Arsiero	753	
147	VENETO	Potenziamento CP S.GIOBBE	732	
148	VENETO	Nuova CP QUERO	2.136	
149	VENETO	Nuova CP VIGONOVO	2.697	
150	VENETO	Nuova CP Castegnero	73	
151	VENETO	Nuova CP Jesolo Lido	1.410	x
152	VENETO	Nuova CP Guarda	315	x
153	VENETO	Nuova CP Vallese	2.911	x
154	VENETO	Nuova CP FORONI	1.003	
155	VENETO	Nuova CP PIOMBINO DESE	1.404	
156	VENETO	CP SCHIO - Rif. Sez. MT	582	
157	FRIULI VENEZIA GIULIA	LMT MUGGIA	72	
158	VENETO	Raccordi MT da CP Brentelle	158	
159	VENETO	Nuova linea MT Pegolotte alleg. Valli Brondolo, nuova CP AGNA (*)	0	x
160	VENETO	Nuova linea MT OLYMPIA per aumento potenza Funivie Tofane a 4.000 kW: 1° Step in previsione Mondiali 2021	91	x
161	VENETO	Adeguamento LMT Giavone al 20kV	92	x
162	VENETO	Allacciamento Produttore RFI NOVE (TV) - Nuova LMT MT in Cavo interrato	1.383	x
163	VENETO	NUOVA MT PER AUM.POTENZA NUOVA OMPI S.R.L.	243	x
164	VENETO	Nuove Uscenti CP Agna verso Brondolo	933	x
165	VENETO	EGNU NLMT CP BRENTELLE verso Rubano	1.055	x
166	VENETO	EGIN Interramento LMT Vallesina Donada	428	x
167	VENETO	Nuova CP VIGONOVO Raccordi MT	943	
168	VENETO	Nuova LMT S. GIORGIO	48	
169	VENETO	Raccordi nuova CP Vallese	13	
170	CALABRIA	Nuova CP Valleflorita	27	
171	CALABRIA	Nuova CP Chiaravalle	1.269	x
172	CALABRIA	Nuova CP Serra San Bruno	890	x
173	CALABRIA	Ampliamento CP Condera	298	
174	CALABRIA	Nuova CP Girifalco	747	x

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
175	CALABRIA	Ampliamento CP Corigliano	777	x
176	CALABRIA	Ampliamento CP Villapiana	725	x
177	CALABRIA	Ampliamento CP Rende	270	
178	CALABRIA	Sostituzione TR R+V in CP Bruzzano	21	x
179	CALABRIA	Ampliamento CP CROTONE	70	
180	CALABRIA	Ampliamento CP Lamezia Terme	58	
181	CALABRIA	Nuova linea Torricella da CP Corigliano	564	x
182	CALABRIA	Nuova linea Arturi da CP Corigliano	370	x
183	CALABRIA	Nuova In Schia da CP Corigliano	540	x
184	CALABRIA	Nuova linea da CP Villapiana Mise Pon	1.037	x
185	CALABRIA	Nuova linea da CP Villapiana-Ln Lutri	223	x
186	CALABRIA	Nuova linea Foderaro da CP Girifalco	380	x
187	CALABRIA	Nuova linea Lavini da CP Girifalco	505	x
188	CALABRIA	Nuova linea Raimondi Da CP Girifalco	894	x
189	CALABRIA	Nuova linea da CP Chiaravalle Mise Pon	242	x
190	CALABRIA	Nuova linea da CP Chiaravalle Mise Pon - Lotto 2	439	x
191	CALABRIA	Nuova linea da CP Chiaravalle Mise Pon - Lotto 3	25	x
192	CALABRIA	Nuova linea da CP Serra S. Bruno - Lotto 1	25	x
193	CALABRIA	Nuova linea da CP Serra S. Bruno - Lotto 2	224	x
194	CALABRIA	Nuova LMT Lenze	382	
195	CALABRIA	Nuova LMT Peep	78	
196	CALABRIA	Progetto DCO -Nuova linea Cimitero Nica	807	x
197	CALABRIA	Sostituzione tratta Ln MT Carcara	850	x
198	CALABRIA	DCO-Sostituzione tratta Ln Dueci (*)	310	x
199	CALABRIA	Nuova Uscente Roma	624	x
200	CALABRIA	Progetto DSO 4.0-Nuova uscita Domus (*)	312	x
201	CALABRIA	Nuova LMT Vitulia da CP Rende	619	
202	CALABRIA	DSO 4.0 Nuova linea Green Park da CP Ren	662	x
203	CALABRIA	Nuova linea Vermicelli da CP Rende	592	x
204	CALABRIA	Interramento LMT Faini ed Acquappesa	450	
205	CALABRIA	N. uscita Villa Olga dalla CP Strongoli	724	x
206	CALABRIA	Nuova uscita da CP Polistena	118	x
207	CALABRIA	DSO Nuova In Cantaffio da CP RC Condera	443	x
208	CALABRIA	SOST CAVO DETERIORATO LINEA S.LUCIDO	318	x
209	CALABRIA	sost conduttore linea lauro	451	x
210	CALABRIA	Progetto DCO Nuova linea Ediltur	417	x
211	CALABRIA	LMT PizzoSost. tratte Cavo interrato	185	
212	CALABRIA	LMT Litoranea Sostituzione tratta	378	
213	CALABRIA	RICH TRA LMT CORTALE E LMT CURINGA	157	x
214	CALABRIA	TSV tra le linee Angitole e Cab 102	765	x
215	CALABRIA	Nuova linea da CP Corigliano	30	x
216	PUGLIA	Ricostruzione completa CP Bari Sud	0	
217	PUGLIA	CP Casarano - realizzazione 3° montante AT/MT	1.361	
218	PUGLIA	Ampliamento CP Casignano	209	x
219	PUGLIA	Ampliamento CP Foggia Città + Rif. Sez. AT e MT	2.528	x

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
220	PUGLIA	CP Lecce Sud - realizzazione 3° montante AT/MT	97	x
221	PUGLIA	CP Lucera - Rif. Sez. AT	101	x
222	PUGLIA	Potenziamento CP Manfredonia Industriale	156	
223	PUGLIA	CP Martina 60 - Rif. Sez. MT	244	
224	PUGLIA	CP Taranto Est - Rif. Sez. AT e TR	951	
225	PUGLIA	Nuova CP Bari San Giorgio	464	
226	PUGLIA	Nuova CP Crispiano	1.499	
227	PUGLIA	Nuova CP Foggia Nord	8	
228	PUGLIA	Nuova CP Ostuni Mare	946	
229	PUGLIA	Nuova CP Polignano	1.326	
230	PUGLIA	Nuova CP Presicce	1.397	
231	PUGLIA	Nuova CP Ruggianello	0	x
232	PUGLIA	Nuova CP Altamura Nord	942	
233	PUGLIA	Nuova CP Bisceglie Sud	607	
234	BASILICATA	Nuova CP Salandra	12	x
235	BASILICATA	Nuova CP Scanzano	0	x
236	BASILICATA	Nuova CP Marsico Nuovo	137	x
237	BASILICATA	Nuova CP Senise	3	x
238	BASILICATA	Nuova CP Anzi	8	x
239	BASILICATA	Sostituzione QMT e Smartizzazione CP Potenza	471	
240	BASILICATA	Nuova CP Guardia	1.860	
241	BASILICATA	CSat Palazzo S. Gervasio - Rif. Sez. MT	138	
242	BASILICATA	Nuova CP Anzi	8	x
243	BASILICATA	Sost cavo MT SAT.NORD da CP Potenza	380	x
244	BASILICATA	FESR CP MATERA LN CHIANCAL	77	x
245	CAMPANIA	Ampliamento CP Avellino N.	518	
246	CAMPANIA	CSat Ischia-sostituzione quadro MT e TR	224	
247	CAMPANIA	Nuova CP Pontelandolfo	1.148	x
248	CAMPANIA	Nuova CP Molinara	106	
249	CAMPANIA	Nuova CP Trentola Ducenta (ex CP Casapesenna)	0	
250	CAMPANIA	Nuova CP Acerra	1	
251	CAMPANIA	Riclassamento CP Sorrento	1.878	
252	CAMPANIA	Nuova CP Agnano	0	
253	CAMPANIA	Nuova CP Fuorigrotta 220	28	
254	CAMPANIA	Riclassamento CP Vico	1.102	
255	CAMPANIA	CP Secondigliano - rifacimento da incendio	58	x
256	CAMPANIA	Ampliamento CP Lacedonia	262	x
257	CAMPANIA	Nuova CP Quarto	320	
258	CAMPANIA	Nuova CP Salerno Porto	3	
259	CAMPANIA	Nuova CP Suio	1.043	
260	CAMPANIA	CP Brusciianoterzo TR per RFI	11	x
261	CAMPANIA	CS Aquilonia rifacimento QMT	300	x
262	CAMPANIA	CP Montefalcone - installazione terzo TR	225	x
263	CAMPANIA	Ampliamento CP Aversa + QMT	64	
264	CAMPANIA	Ampliamento CP Colle S.	283	x

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
265	CAMPANIA	CP Maddaloni Nuova Sez. AT	527	
266	CAMPANIA	Nuovo CSat Crescent (Porto Salerno)	320	
267	CAMPANIA	CP Poggioreale nuovo stallo AT	649	
268	CAMPANIA	Potenziamento CP Campagna	257	x
269	CAMPANIA	CP Fratta (ex SE Fratta) - Rif. Sez. MT	265	
270	CAMPANIA	CP Foce V. - Rif. Sez. AT	866	
271	CAMPANIA	CP Doganella - allacciamento CeSMA	1.675	
272	CAMPANIA	CP Casoria 2 - terzo TR per RFI	88	
273	CAMPANIA	Potenziamento CP Calitri	190	x
274	CAMPANIA	Riclassamento CP Mercatello	643	
275	CAMPANIA	CP Giugliano - Rif. Sez. MT	434	
276	CAMPANIA	Sostituzione Sbarre CP Astroni	0	
277	CAMPANIA	Sostituzione TR CP Salerno Nord	0	
278	CAMPANIA	Riclassamento CP Agerola	112	
279	CAMPANIA	Trasformazione CP S.Antimo	755	
280	CAMPANIA	Nuova CP Bagnoli	3	
281	CAMPANIA	CSat De Curtis - Adeguamento Quadro MT	299	
282	CAMPANIA	CSat Giovi - Rif. Sez. MT	452	
283	CAMPANIA	Sostituzione TR e Rif. Sez AT CP Pozzuoli	4.077	
284	CAMPANIA	CSat Tagliamento - Rif. Sez. MT	474	
285	CAMPANIA	Adeguamento Stazione CP Matese II	0	
286	CAMPANIA	CP Montelungo adeguamento Stazione	64	x
287	CAMPANIA	CP Goleto completamento riclassamento	79	x
288	CAMPANIA	Riclassamento CP Cassano	0	
289	CAMPANIA	Ampliamento CP Scafati + Ampliamento QMT	1.019	
290	CAMPANIA	Nuova CP Di Vittorio (ex CP Piazza Di Vittorio)	0	
291	CAMPANIA	Ampliamento CP S. Valentino	684	
292	CAMPANIA	Nuova CP ASI NOLA (Ex CP ASI Marigliano)	11	
293	CAMPANIA	Raccordi MT CP Saint Gobain	11	x
294	CAMPANIA	Riassetto Rete Teano	508	
295	CAMPANIA	78 Arenella- Berio- 56 Nacentro	198	x
296	CAMPANIA	LMT RISPO 31585	611	
297	CAMPANIA	feeder per CSAT POMPEI	318	
298	CAMPANIA	LMT 1 TORRE 17578	895	x
299	CAMPANIA	Riassetto LMT MT VERDI E MONTI	161	
300	CAMPANIA	Uscenti MT da CP Teano	259	
301	CAMPANIA	DSO 4.0 LINEA MANULI D620-20738	1.126	x
302	CAMPANIA	Nuove Uscenti da CP Benevento_Ind	282	
303	CAMPANIA	MONTEFALCONE RIASSETTO STRETTAF	33	x
304	CAMPANIA	LMT VELCARTA	520	
305	CAMPANIA	Prog ALIM CSAT S. BARBARA	670	
306	CAMPANIA	Proseguo uscenti CP CASAPESENNA	14	
307	CAMPANIA	4 Nuove uscenti da S.ANTIMO D6001375395	65	
308	CAMPANIA	2 ALIMENT CP FuorigrottaC.Sat Morghe	231	
309	CAMPANIA	2 NUOVI ALIM. ASTRONITRAIANO	1.630	

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
310	CAMPANIA	SOST TRATTI CAVI MT VIA PANSINI	587	x
311	CAMPANIA	Nuove coppie Alim PogCav.	7	
312	CAMPANIA	3 nuovi alimentatori per C.SAT Tribunali	18	
313	CAMPANIA	Eliminazione Sezionatore Zeccola	393	
314	CAMPANIA	Nuova SORRENTO150 D6001380619	133	
315	CAMPANIA	Nuove uscenti da SORRENTO 150	277	
316	CAMPANIA	Quarto cavo ALENIA	1.077	x
317	CAMPANIA	Nuove Uscenti SORRENTO150	39	
318	CAMPANIA	ALIMENTATORI CERCOLA/S.SEBASTIANO	0	
319	CAMPANIA	NUOVA LINEA AMEN 2 EX PROLAV D62F190034	483	x
320	CAMPANIA	Nuova LMT OSPEDALE PINETA GR	551	x
321	CAMPANIA	Nuova LMT SOPHIA CANCELLO ARNONE	12	
322	CAMPANIA	Nuova Uscente Macchione da CP Salento	161	
323	CAMPANIA	Raccordo SANZA ROFRANO	254	
324	CAMPANIA	PROJECT LMT FURORE	2.481	
325	CAMPANIA	LMT GAIANO	666	
326	CAMPANIA	Nuova MT CP S.Valentino cs Acciara 2	746	
327	CAMPANIA	Nuova MT CP S.Valentino cs Pendino	582	
328	CAMPANIA	LN LAURA I° tratta in uscita CP Capaccio	309	x
329	CAMPANIA	Rifacimen.LN MT Alim.1 Battipaglia 37457	746	x
330	CAMPANIA	Nuove Uscenti CP ARIANO	1.144	
331	CAMPANIA	LMT SERRE D ANN SOST NUDO CON ELICORD	516	
332	CAMPANIA	CP Lacedonia LMT SERRE D'A	284	x
333	CAMPANIA	RICH LMT VALFORTORES.BARTOL	194	x
334	CAMPANIA	4.0 LMT FERRANTINA 10152	161	
335	CAMPANIA	Rifac.1.Trat.L.1TORREGREC	6	
336	CAMPANIA	Nuova Cabina Primaria CASAPESENNA	4	
337	CAMPANIA	Nuove Uscenti da CP Centola	511	
338	SICILIA	Nuova CP Collesano	308	x
339	SICILIA	Nuova CP Birgi	130	x
340	SICILIA	Nuova CP Barrafranca	404	x
341	SICILIA	Nuova CP Ciminna	225	x
342	SICILIA	CP Naro - Installazione TR	15	x
343	SICILIA	Nuova CP Santa Croce Camerina	117	x
344	SICILIA	Ampliamento CP Viagrande	82	
345	SICILIA	Sostituzione TR + QMT CP Guadalami	250	
346	SICILIA	Rifacimento blindato AT CP Catania Nord	999	
347	SICILIA	Nuova CP Pantano d Arci	850	x
348	SICILIA	Nuova CP Priolo	105	x
349	SICILIA	Nuova CP Santa Caterina	292	x
350	SICILIA	Sostituzione TR CP Augusta	890	
351	SICILIA	Nuova CP Caltavuturo	275	x
352	SICILIA	Nuova CP Santa Ninfa	479	
353	SICILIA	Nuova CP Ribera	113	x
354	SICILIA	Nuova CP Ragusa 3	575	x

ID	Regione	Descrizione Intervento	Importi 2021-2022 [k€]	Concluso nel 2021-2022
355	SICILIA	Nuova CP Grottafumata	176	
356	SICILIA	Nuova CP Scordia	321	
357	SICILIA	Nuova CP Mussomeli	57	x
358	SICILIA	Nuova CP Francofonte	181	x
359	SICILIA	Nuova CP Comiso	65	x
360	SICILIA	Nuova CP Valguarnera	173	
361	SICILIA	Nuova CP Agrigento	179	
362	SICILIA	Nuova CP Guadalami	123	x
363	SICILIA	Nuova CP Saline Trapani	1.910	x
364	SICILIA	Nuova CP Filonero	1.537	
365	SICILIA	Nuova CP Alia	8	x
366	SICILIA	Nuova CP S. Giorgio	1.445	
367	SICILIA	Ampliamento CP Ragusa 2	1.310	
368	SICILIA	Nuova CP Acireale	957	x
369	SICILIA	Nuovo CSat Trecastagni	9	
370	SICILIA	Nuova CP Avola	1.732	
371	SICILIA	Nuova CP Università Palermo	3	
372	SICILIA	Nuova CP Nicolosi (ex CP S.P.Clarenza)	86	
373	SICILIA	Nuova CP Gattopardo (ex CP Sambuca)	71	
374	SICILIA	Nuove LMT MT da CP Canicattì 2	3	
375	SICILIA	Rifacimento prima tratta Linea OLIMPIA	594	x
376	SICILIA	Rifacimento prima tratta Linea Depuratore (*)	323	x
377	SICILIA	Rifacimento prima tratta Linea C.Rama	495	x
378	SICILIA	Rifacimento prima tratta Linea Bonanno	336	x
379	SICILIA	Rifacimento prima tratta Linea Grotte	426	x
380	SICILIA	Rifacimento Linea Scilla (*)	125	x
381	SICILIA	Rifacimento prima tratta LMT Piano Talvola	1	
382	SICILIA	Raccordi CP Alia	661	
383	SICILIA	sostituzione prima tratta linea POMARA	318	x
384	SICILIA	sostituzione prima tratta linea Fiumarella	750	x
385	SICILIA	sostituzione prima tratta linea Campobello	472	x
386	SICILIA	raccordi CP Acireale	1.042	
387	SICILIA	nuove uscenti CP Caltagirone 2	0	
388	SICILIA	Raccordi CP Filonero	0	

07 | ADDENDUM PNRR



PREMESSA

Il tema dell'energia riveste un ruolo sempre più importante nella politica dell'Unione Europea, ciò infatti è testimoniato nel periodo di programmazione 2021-2027 e all'interno del Green Deal Europeo. L'intento della strategia europea è quello di contrastare i cambiamenti climatici, fronteggiare il degrado ambientale e dotare l'UE di un'economia moderna, efficiente e competitiva.

Con l'avvio del **periodo di programmazione 2021-2027**, l'attenzione è posta sulla nuova politica di coesione e sullo strumento finanziario denominato **Next Generation EU**, strumento da 750 miliardi di euro pensato per stimolare una "ripresa sostenibile, uniforme, inclusiva ed equa", volta a garantire la possibilità di far fronte a esigenze impreviste, il più grande pacchetto per stimolare l'economia mai finanziato dall'UE.

In questo contesto si inserisce il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza**. Tale strumento, della durata di sei anni (dal 2021 al 2026), traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia intende realizzare grazie all'utilizzo dei fondi europei di **Next Generation EU**, per attenuare l'impatto economico e sociale della pandemia e rendere l'Italia un Paese più equo, verde, inclusivo, con un'economia più competitiva, dinamica e innovativa.

Delle 6 missioni di cui si articola il Piano, E-Distribuzione ha presentato Progetti a valere nella Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica" Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile

INDICE

01

INVESTIMENTO 2.1: “RAFFORZAMENTO SMART GRID” | 181

1.1 Criteri e finalità | 181

1.2 Descrizione interventi 2023-2026 | 182

1.2.1 Tipologia di interventi per Elettrificazione | 182

1.2.2 Tipologia di interventi per Hosting Capacity | 183

1.2.3 Connettività in always-on a banda larga | 184

1.3 Budget ammesso a finanziamento | 184

1.4 Benefici complessivi | 185

02

INVESTIMENTO 2.2: “INTERVENTI PER AUMENTARE LA RESILIENZA DELLA RETE ELETTRICA” | 187

2.1 Criteri e finalità | 187

2.2 Descrizione interventi 2023-2026 | 190

2.2.1 Tipologia di interventi per Manicotto di ghiaccio e Caduta piante | 190

2.2.2 Tipologia di interventi per Ondata di calore | 190

2.3 Budget ammesso a finanziamento | 191

2.4 Benefici complessivi | 192

1. INVESTIMENTO 2.1: “RAFFORZAMENTO SMART GRID”

1.1. Criteri e finalità

In particolare, sulla Componente 2, si innestano una serie di investimenti, tra cui quello volto al “Rafforzamento Smart Grid”. L’intervento ha l’obiettivo di migliorare l’affidabilità, la sicurezza e la flessibilità del sistema energetico nazionale, incrementando la quantità di energia proveniente da impianti di fonti rinnovabili (FER) immessa nella rete di distribuzione e promuovendo una maggiore elettrificazione dei consumi. Nello specifico si compone di due linee progettuali.

La prima linea progettuale mira ad *“incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili per almeno 1.000 MW entro il 31 dicembre 2024 e per almeno 4.000 MW entro il 30 giugno 2026”*.

La seconda, invece, mira ad *“incrementare la capacità e la potenza a disposizione delle utenze per favorire l’elettrificazione dei consumi energetici (es. mobilità elettrica, riscaldamento con pompe di calore), con un impatto su circa 1.500.000 abitanti, entro il 30 giugno 2026, che disporranno quindi di una maggiore capacità di connessione della Generazione Distribuita in aree ad alta concentrazione come le grandi città metropolitane”*.

Tale investimento, dunque, aprendo nuovi scenari in cui potranno avere un ruolo anche i prosumer, i “consumatori-produttori di energia”, mira a raggiungere i seguenti benefici:

- ottenere una rete elettrica più capace, flessibile ed efficiente;
- aumentare la quantità di energia prodotta da FER immessa nella rete di distribuzione;
- ottimizzare la distribuzione dell’energia in tempo reale;
- incrementare l’elettrificazione dei consumi e della mobilità elettrica.

La diffusione di reti intelligenti rappresenta uno dei mezzi con cui ridurre i “colli di bottiglia” che si sono già creati o che si potranno creare nelle aree a maggiore concentrazione di produzione di energia distribuita. Per accrescere i benefici a vantaggio degli utenti, derivanti da interventi di Smart Grid e massimizzarne l’efficacia – prevenendo “colli di bottiglia” nelle interconnessioni di rete e ottimizzando sia l’accumulo, attraverso idonei sistemi di stoccaggio, sia il trasporto di energia – possono essere realizzati interventi sulle reti di alta tensione, limitatamente a quelli per i quali sia dimostrata la stretta complementarietà agli interventi sulla rete di distribuzione e nella misura in cui siano finanziati esclusivamente gli interventi volti ad incrementare direttamente la distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili.

L’elettrificazione è il processo di sostituzione delle tecnologie che utilizzano combustibili fossili (come carbone, petrolio e gas naturale) con tecnologie che utilizzano l’elettricità.

Pertanto, uno degli scopi dell’elettrificazione è quello di incrementare la potenza disponibile per gli utenti finali, al fine di poter abilitare “l’elettrificazione dei consumi energetici” e quindi la conversione dei loro consumi, ove possibile, dal vettore termico al vettore elettrico. Per fare questo, la rete dovrà consentire la necessaria capacità di trasporto su tutti i livelli al fine di garantire l’incremento di potenza richiesto dai clienti finali.

I Progetti ammessi a finanziamento abbracciano il perimetro di intervento delle due finalità del bando, Hosting Capacity (HC) ed Elettrificazione dei consumi, descrivendo il processo di realizzazione di progetti integrati che

perseguono sia l'obiettivo di incrementare la capacità di ospitare e integrare ulteriore Generazione Distribuita, sia l'obiettivo di aumentare la potenza massima che la rete è in grado di fornire in prelievo alle utenze connesse.

In questo ambito, la partecipazione all'Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali finalizzate ad incrementare la capacità di rete di ospitare ed integrare ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili e ad aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici da finanziare nell'ambito del PNRR, Missione 2 "Rivoluzione verde e Transizione Ecologica" Componente 2 "Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" Ambito di Intervento/misura 2 "Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete" – Investimento 2.1 "Rafforzamento Smart Grid" (M2C2.2.1) finanziato dall'Unione europea – Next Generation EU, manifesta l'interesse e la volontà di E-Distribuzione a contribuire attivamente agli obiettivi europei e nazionali di settore sopra descritti.

1.2. Descrizione interventi 2023-2026

Al fine di traguardare gli obiettivi del Bando, sono previsti interventi su impianti primari e sulla rete sottesa.

1.2.1. Tipologia di interventi per Elettrificazione

Di seguito si riportano i possibili isotipi di intervento.

a. Nuova Cabina Primaria e rete MT sottesa

L'isotipo prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, con la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT esistenti ed il potenziamento/magliatura di linee MT, la realizzazione di nuove Cabine Secondarie, il potenziamento di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento di linee BT, la "smartizzazione" di Cabine Secondarie.

b. Ampliamento Cabina Primaria e intervento su rete MT sottesa

L'isotipo prevede l'ampliamento di una Cabina Primaria esistente con un nuovo trasformatore AT/MT e la relativa nuova sbarra MT, la "smartizzazione" dell'intera CP, la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT esistenti ed il potenziamento/magliatura di linee MT, la realizzazione di nuove Cabine Secondarie, il potenziamento di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento di linee BT, la "smartizzazione" di Cabine Secondarie.

c. Potenziamento Cabina Primaria e intervento su rete MT sottesa

L'isotipo prevede il potenziamento di una Cabina Primaria esistente tramite la sostituzione dei trasformatori AT/MT esistenti con macchine di taglia superiore, la "smartizzazione" dell'intera CP, la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT esistenti ed il potenziamento/magliatura di linee MT, la realizzazione di nuove Cabine Secondarie, il potenziamento di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento di linee BT, la "smartizzazione" di Cabine Secondarie.

d. Trasformazione Centro Satellite MT in Cabina Primaria AT/MT

L'isotipo prevede l'introduzione di un nuovo nodo di scambio con la Rete di Trasmissione Nazionale, nativo "smart", tramite la trasformazione in Cabina Primaria di un Centro Satellite esistente, la costruzione di nuove

linee MT uscenti, il raccordo con linee MT esistenti ed il potenziamento/magliatura di linee MT, la realizzazione di nuove Cabine Secondarie, il potenziamento di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento di linee BT, la “smartizzazione” di Cabine Secondarie.

e. Smartizzazione Cabina Primaria e intervento su rete MT sottesa

L’isotipo prevede la “smartizzazione” della CP e delle Cabine Secondarie ad essa sottese, oltre all’eventuale costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT esistenti ed il potenziamento/magliatura di linee MT, la realizzazione di nuove Cabine Secondarie, il potenziamento di Cabine Secondarie, la realizzazione di nuove linee BT, il potenziamento di linee BT, la “smartizzazione” di Cabine Secondarie.

1.2.2. Tipologia di interventi per Hosting Capacity

Di seguito si riportano i possibili isotipi di intervento.

a. Nuova Cabina Primaria e rete MT sottesa

L’isotipo prevede la realizzazione di una nuova Cabina Primaria, con la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, la “smartizzazione” di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

b. Ampliamento Cabina Primaria e intervento su rete MT sottesa

L’isotipo prevede l’ampliamento di una Cabina Primaria esistente con un nuovo trasformatore AT/MT e la relativa nuova sbarra MT, la “smartizzazione” dell’intera CP, la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, la “smartizzazione” di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

c. Potenziamento Cabina Primaria e intervento su rete MT sottesa

L’isotipo prevede il potenziamento di una Cabina Primaria esistente tramite la sostituzione dei trasformatori AT/MT esistenti con macchine di taglia superiore, la “smartizzazione” dell’intera CP, la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, la “smartizzazione” di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

d. Trasformazione Centro Satellite MT in Cabina Primaria AT/MT

L’isotipo prevede l’introduzione di un nuovo nodo di scambio con la Rete di Trasmissione Nazionale, nativo “smart”, tramite la trasformazione in Cabina Primaria di un Centro Satellite esistente, la costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT, la “smartizzazione” di Cabine Secondarie e di Cabine Utente produttori MT.

e. Smartizzazione Cabina Primaria e intervento su rete MT sottesa

L’isotipo prevede la “smartizzazione” della CP e di Cabine Secondarie, oltre all’eventuale costruzione di nuove linee MT uscenti, il raccordo con linee MT, il potenziamento/magliatura di linee MT.

1.2.3. Connettività in always-on a banda larga

Ai fini dell'implementazione delle funzionalità Smart Grid deve essere consentita la comunicazione tra ogni Cabina Primaria e i sottesi nodi MT, e tra gli stessi nodi MT, coinvolti nel Progetto utilizzando un'infrastruttura di comunicazione always-on a banda larga e a bassa latenza.

Ciascuna Cabina Primaria e le Cabine Secondarie interessate dagli interventi di Progetto vengono connesse da una infrastruttura di rete di comunicazione integrata. La progettazione e la costruzione della rete di comunicazione integrata, con le opportune scelte tecnologiche di apparati, di connettività e di configurazione, hanno come obiettivo la realizzazione di collegamenti sicuri e affidabili, che possano garantire la trasmissione più rapida possibile delle informazioni riconducibili alle soluzioni innovative di controllo e automazione della rete elettrica.

1.3. Budget ammesso a finanziamento

Gli investimenti per i progetti Smart Grid sono riconducibili alle due finalità di Elettrificazione e Hosting Capacity, di seguito riportati per Progetto.

Progetto	Elettrificazione	Hosting Capacity
	Budget [€]	Budget [€]
ABRUZZO MOLISE_1	116.145.965	91.588.630
EMILIA ROMAGNA_1	267.382.552	64.986.025
LAZIO_1	79.850.314	46.182.602
MARCHE_1	48.762.296	77.180.014
TOSCANA UMBRIA_1	268.813.684	78.650.485
SARDEGNA_1	134.554.821	57.536.549
SICILIA_1	322.914.885	89.584.504
LOMBARDIA_1	125.204.937	78.269.880
PIEMONTE LIGURIA_1	183.312.269	54.752.199
VENETO FRIULI VENEZIA GIULIA_1	154.351.833	75.423.131
CALABRIA_1 ⁴	61.659.157	29.673.452
CAMPANIA_1	327.774.144	34.631.493
PUGLIA BASILICATA_1	247.249.896	143.358.555
Totale	2.337.976.753	921.817.519

Tabella 13- Budget ammesso a finanziamento per progetto

⁴ Il Progetto Smart Grid Lazio e il Progetto Smart Grid Calabria sono parzialmente ammessi a finanziamento. La quota non finanziata del Progetto Smart Grid Calabria, pari a circa 56,2 M€, e del Progetto Smart Grid Lazio, pari a circa 0,6 M€, sarà sostenuta direttamente da e-distribuzione.

Di seguito, la ripartizione annua complessiva del budget [M€] dei Progetti Smart Grid.

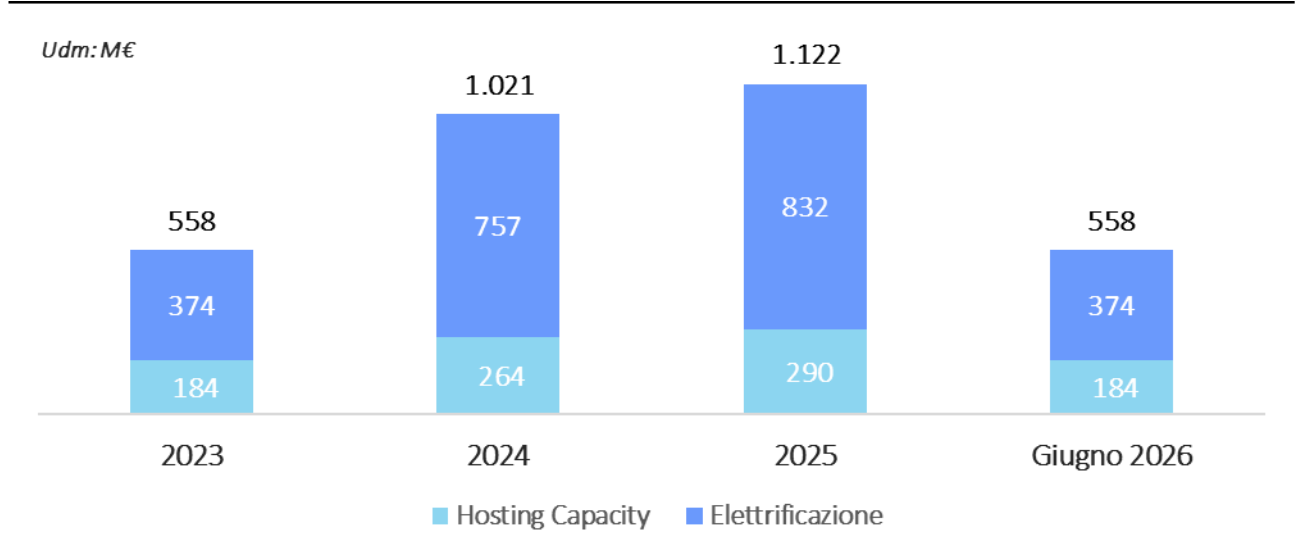


Figura 46- Ripartizione annua complessiva del budget [M€] dei Progetti Smart Grid

1.4. Benefici complessivi

Con il Bando il MASE ha selezionato e finanziato Progetti che prevedono interventi finalizzati a:

- incrementare la Hosting Capacity: capacità di ospitare e integrare ulteriore generazione distribuita da fonti rinnovabili per 4.000 MW attraverso interventi “smart grid” (rafforzamento infrastrutturale e digitalizzazione), con una Milestone intermedia al 2024 di 1.000 MW;
- aumentare la potenza a disposizione di almeno 1.500.000 abitanti per favorire l’elettrificazione dei consumi energetici.

Con i Progetti presentati da E-Distribuzione e ammessi a finanziamento sono previsti i seguenti benefici sulla rete:

- capacità della rete di abilitare la connessione di Generazione Distribuita per oltre 5.500 MW entro il 2026, di cui oltre 900 MW entro il 2024, garantendo un aumento costante della quota di energia verde nelle reti di distribuzione;
- capacità della rete di abilitare “l’elettrificazione dei consumi energetici”, ovvero la conversione dei consumi di oltre 6 milioni di abitanti connessi alla rete di distribuzione, ove possibile, dal vettore termico al vettore elettrico.

Di seguito il dettaglio per ciascun Progetto ammesso a finanziamento.

Progetto	Eletrificazione	Hosting Capacity	
	Abitanti elettrificati [n.]	Incremento HC 2024 [MW]	Incremento HC 2026 [MW]
ABRUZZO MOLISE_1	200.658	92	468
EMILIA ROMAGNA_1	607.105	65	413
LAZIO_1	227.636	46	234
MARCHE_1	95.756	77	462
TOSCANA UMBRIA_1	614.044	79	449
SARDEGNA_1	391.776	58	293
SICILIA_1	1.119.166	90	777
LOMBARDIA_1	352.536	78	372
PIEMONTE LIGURIA_1	696.562	55	319
VENETO FRIULI VENEZIA GIULIA_1	431.335	75	599
CALABRIA_1	198.284	30	125
CAMPANIA_1	844.970	35	197
PUGLIA BASILICATA_1	606.674	143	946
Totale	6.386.502	923	5.654

Tabella 14- Benefici per ciascun Progetto Smart Grid ammesso al finanziamento

2. INVESTIMENTO 2.2 “INTERVENTI PER AUMENTARE LA RESILIENZA DELLA RETE ELETTRICA”

2.1. Criteri e finalità

Nell’ambito della Missione 2 (Rivoluzione verde e transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), si innestano una serie di investimenti, tra cui quello volto ad “Aumentare la resilienza della rete elettrica”. L’investimento ha come obiettivo la riduzione per gli utenti finali del numero e della durata di interruzioni prolungate ed estese conseguenti a eventi meteo eccezionali. Eventuali interruzioni della fornitura comportano una mancata erogazione dell’energia che, per quanto limitata nel tempo, si traduce comunque in un disservizio per gli utenti finali.

L’investimento nello specifico è finalizzato a *“migliorare la resilienza di circa 4.000 km di rete entro il 30 giugno 2026.”*

Il miglioramento della qualità del servizio, con maggiore qualità dell’approvvigionamento energetico, minori interruzioni di rete e durata inferiore delle interruzioni, ha un impatto anche a livello socio-economico, in termini di minori costi di ripristino della rete e costi evitati su attività economiche e continuità dei servizi pubblici essenziali (ad esempio: illuminazione pubblica, trasporti elettrici, sicurezza stradale etc.).

Mentre in passato il sistema elettrico doveva garantire la continuità del servizio a fronte di eventi meteo meno intensi e maggiormente prevedibili in base alla stagionalità, negli ultimi anni gli operatori di rete si sono trovati a fronteggiare disservizi prolungati ed estesi, con un forte impatto su tutti i tipi di utenti della rete di distribuzione, siano essi clienti che prelevano energia, impianti di produzione o prosumer.

Il concetto di “affidabilità del sistema elettrico” - ovvero la sua capacità di far fronte a guasti accidentali singoli (sicurezza n-1) senza violazioni dei limiti operativi di frequenza e tensione sulla rete elettrica - deve conseguentemente essere integrato includendo ulteriori fattori di rischio che sono meglio dettagliati in seguito.

La rete elettrica dovrà, pertanto, essere resiliente e, quindi, capace di resistere a forti sollecitazioni esterne - quali possono essere, appunto, gli eventi meteorologici estremi - contenendo gli effetti di dette sollecitazioni sia in termini di numero di utenti coinvolti che in termini di tempi di ripristino.

In questo ambito, la partecipazione all’ “Avviso pubblico per la presentazione di proposte progettuali finalizzate ad incrementare la resilienza del sistema elettrico agli eventi di stress meteo climatico in modo da evitare o comunque ridurre la probabilità e l’entità delle interruzioni di corrente, Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione Ecologica” Componente 2 “Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile” Ambito di Intervento/misura 2 “Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete” – Investimento 2.2 “Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica” (M2C2.2.2)” finanziato dall’Unione europea – “Next Generation EU” - manifesta l’interesse e la volontà di E-Distribuzione a contribuire attivamente agli obiettivi europei e nazionali di settore sopra descritti.

Il Progetto è composto da un insieme di interventi che perseguono l’obiettivo di contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici che possono avere impatto sulla rete, come formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori aerei nei mesi invernali, effetto del vento e della caduta di piante ad alto fusto sulle linee aeree, ed ondate di calore durante i mesi estivi.

Analizzando le principali cause di guasto per la rete elettrica si nota che quelle con maggiore impatto sono legate ai seguenti eventi meteorologici nelle loro manifestazioni estreme:

- intense neviccate con formazione di neve o ghiaccio sui conduttori nudi delle linee aeree;
- tempeste di vento che possono impattare le linee aeree direttamente o indirettamente, a causa della caduta di piante di alto fusto sulle linee aeree o del distacco di rami di alberi, anche relativamente distanti dalle linee stesse;
- ondate di calore estreme, caratterizzate da temperature elevate per più giorni consecutivi, associate a fenomeni di prolungata siccità, che impediscono lo smaltimento del calore nelle linee interrate provocando guasti diffusi su cavi e relativi giunti.

Di seguito si riporta una definizione dettagliata dei suddetti fenomeni.

Manicotto di ghiaccio

Le neviccate intense costituiscono l'evento meteorologico più impattante sulla rete elettrica in quanto possono provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve attorno ai conduttori delle linee aeree di distribuzione, provocando carichi meccanici di molto superiori alle caratteristiche progettuali previste dalla normativa tecnica, con conseguente rottura dei conduttori. Tale fenomeno si verifica nei mesi invernali, soprattutto nel caso di formazione di neve umida (o *neve collante* o *wet snow*) abbinata a particolari condizioni di vento, temperatura e umidità.



Figura 47- Effetti del maltempo: gelicidio, manicotti di ghiaccio e caduta piante

Caduta piante fuori fascia

La caduta piante fuori fascia costituisce un altro evento critico impattante le linee aeree di distribuzione, indotto generalmente da forti tempeste di neve o raffiche di vento di particolare intensità che, causando la caduta di alberi d'alto fusto sulle linee aeree, provocano di conseguenza la rottura dei conduttori.



Figura 48- Effetti del vento: Caduta sostegni delle linee aeree e caduta piante

Ondate di calore

La crisi climatica globale ha portato, durante i mesi estivi, ad un aumento della frequenza e dell'intensità del fenomeno delle ondate di calore, caratterizzate dal protrarsi di giornate con temperature massime elevate, con limitata escursione termica tra giorno e notte, precedute da periodi di siccità. Tali particolari condizioni di umidità e temperatura impediscono la dissipazione del calore dei cavi interrati, andando ad aumentare il rischio di guasti su tali tipologie di conduttori, maggiormente diffusi soprattutto nelle aree urbane.

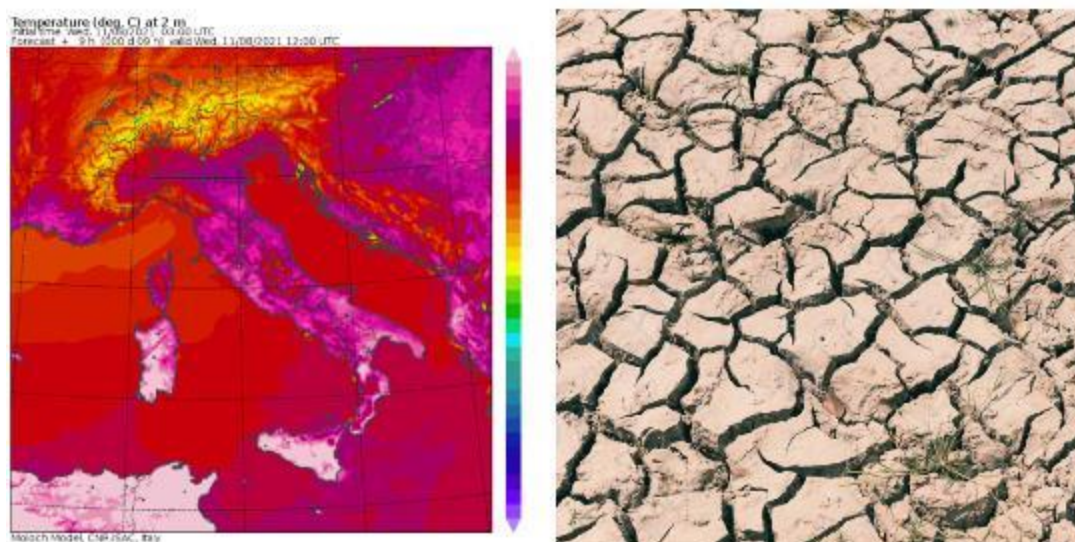


Figura 49- La siccità gioca un ruolo chiave poiché la disidratazione del suolo comporta una riduzione della trasmittanza termica del terreno

Con il verificarsi delle condizioni sopradescritte, le alte temperature ambientali possono arrivare a provocare l'inversione del flusso termico tra cavo interrato, terreno ed aria libera, arrivando a causare un forte aumento

della probabilità di formazione di *hot-spot* nell'isolamento dei cavi e, soprattutto, dei giunti, che può portare al cedimento definitivo dell'isolamento.

2.2. Descrizione interventi 2023-2026

Il grado di resilienza della rete a fronte dei fenomeni eccezionali sopradescritti è inversamente proporzionale al prodotto di:

- probabilità "P" di cedimento delle linee elettriche MT in una certa area geografica;
- danno "D" provocato dall'evento con probabilità P sulla fornitura di energia elettrica, valutato come il numero dei clienti BT che restano disalimentati⁵.

2.2.1. Tipologia di interventi per Manicotto di ghiaccio e Caduta piante

A fronte del rischio legato a manicotto di ghiaccio e tempeste di vento e/o caduta alberi ad alto fusto, le leve di intervento individuate per incrementare la resilienza delle linee MT aeree in conduttore nudo sono:

- al fine di ridurre la probabilità "P" dell'evento:
 - potenziamento meccanico delle linee elettriche prevalentemente mediante l'utilizzo di cavi, prevedendo la sostituzione del conduttore nudo con cavo aereo elicord oppure, nel solo caso di rischio legato a manicotto di ghiaccio, con conduttori aerei con prestazioni meccaniche superiori;
 - interrimento delle linee elettriche;
- al fine di ridurre l'impatto o danno "D" sui clienti alimentati dalla linea:
 - richiusura di derivazioni non rialimentabili al fine di incrementare la controalimentabilità della rete; per consentire la massimizzazione dei benefici degli interventi di incremento della controalimentabilità, i nuovi tratti di linea da prevedere devono essere telecontrollati.

2.2.2. Tipologia di interventi per Ondata di calore

Per quanto concerne il rischio legato a ondate di calore la leva di intervento individuata per incrementare la resilienza di linee MT in cavo sotterraneo è la realizzazione di trasversali tra linee esistenti per incrementare la magliatura della rete.

Tale intervento incide sia sulla probabilità "P" dell'evento, poiché la nuova magliatura consente di spezzare il "festone⁶" critico riducendone i parametri caratteristici che ne determinano la criticità potenziale (ovvero la lunghezza e il numero di clienti alimentati), sia sull'impatto/danno "D" sui clienti alimentati dalla linea, poiché in caso di doppio guasto l'intervento garantisce una via di controalimentazione aggiuntiva, riducendo significativamente il numero di clienti che subiscono la disalimentazione e riducendo altresì i tempi di ripristino del servizio per quelli rialimentati; per consentire la massimizzazione dei benefici degli interventi di incremento della magliatura, i nuovi tratti di linea da prevedere devono essere telecontrollati.

⁵ tenuto conto di tutte le possibili alimentazioni di soccorso disponibili, perché immuni alla sollecitazione, e di tutte le possibili manovre in telecomando per ripristinare il servizio, consentite dalla struttura della rete.

⁶ I festoni sono porzioni di rete comprese tra due nodi che ricevono almeno tre alimentazioni indipendenti (Nodi 100% affidabili in condizioni N-1).

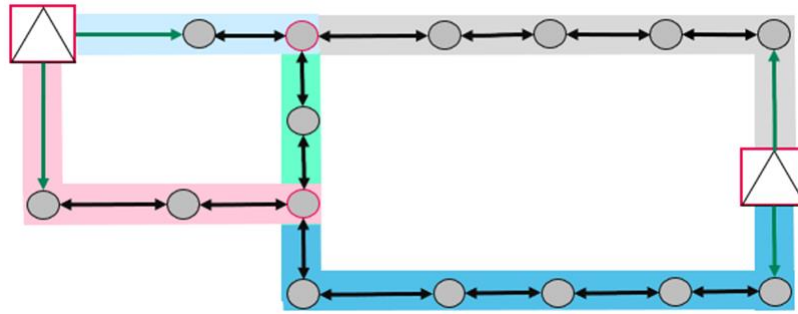


Figura 50- Rappresentazione di un festone

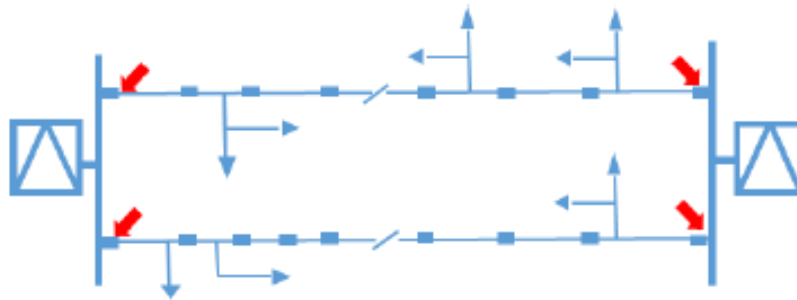


Figura 51- Rappresentazione di un festone e punti di telecontrollo (evidenziati in rosso)

2.3. Budget ammesso a finanziamento

Il Budget a disposizione per i progetti finalizzati all'incremento della Resilienza della rete agli eventi climatici è di seguito riportati per Progetto (Tabella 15).

<i>Progetto</i>	<i>Budget [€]</i>
<i>ABRUZZO MOLISE_1</i>	19.013.938
<i>EMILIA ROMAGNA_1</i>	16.067.126
<i>TOSCANA UMBRIA_1</i>	7.601.986
<i>SARDEGNA_1</i>	13.347.845
<i>SICILIA_1</i>	22.049.593
<i>LOMBARDIA_1</i>	34.959.198
<i>PIEMONTE LIGURIA_1</i>	29.704.271
<i>VENETO FRIULI VENEZIA GIULIA_1</i>	38.388.548
<i>CALABRIA_1</i>	27.060.690
<i>CAMPANIA_1</i>	38.686.135
<i>PUGLIA BASILICATA_1</i>	28.111.851
<i>Totale</i>	274.991.181

Tabella 15- Budget per Progetto Resilienza ammesso a finanziamento

Di seguito si riporta la ripartizione annua complessiva del budget [M€] dei Progetti Resilienza.

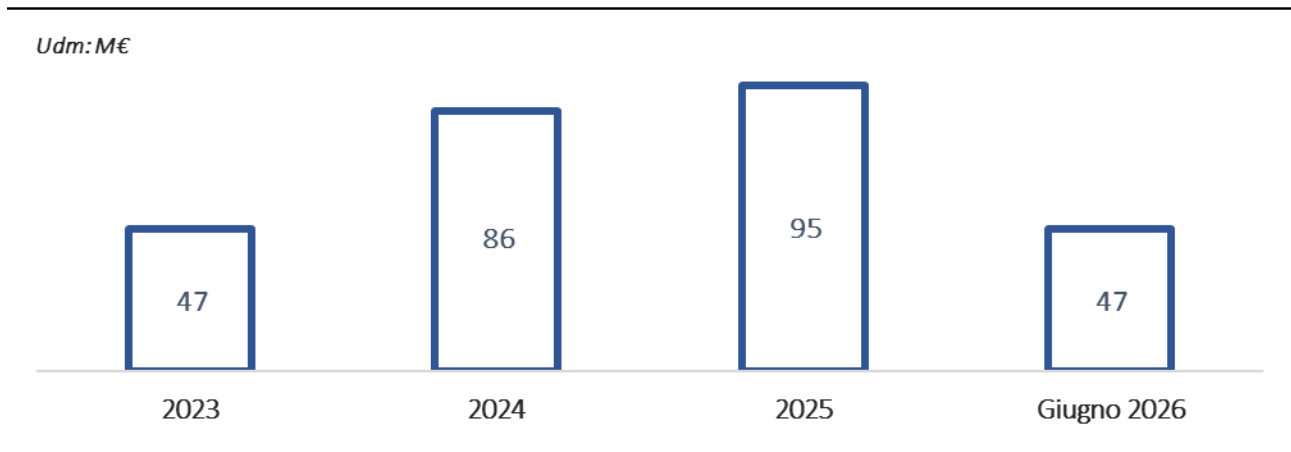


Figura 52- Ripartizione annua complessiva del budget [M€] dei Progetti Resilienza

2.4. Benefici complessivi

Nell'ambito della Missione 2 (Rivoluzione verde e transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), si innestano gli investimenti volti ad "Aumentare la resilienza della rete elettrica". Gli interventi hanno come obiettivo la riduzione, per gli utenti finali, del numero e della durata di interruzioni prolungate ed estese conseguenti a eventi meteo eccezionali. Eventuali interruzioni della fornitura comportano una mancata erogazione dell'energia che, per quanto limitata nel tempo, si traduce comunque in un disservizio per gli utenti finali

L'investimento nello specifico è finalizzato a migliorare la resilienza di circa 2.500 km di rete entro il 30 giugno 2026.

Con i Progetti presentati da E-Distribuzione e ammessi a finanziamento si otterrà il beneficio sulla rete di contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori critici per circa 5.000 km di rete beneficiata, come formazione di manicotti di ghiaccio, caduta di piante ed ondate di calore

Di seguito il dettaglio per ciascun Progetto ammesso a finanziamento (Tabella 16).

<i>Progetto</i>	<i>km beneficiati</i>
ABRUZZO MOLISE_1	179
EMILIA ROMAGNA_1	369
TOSCANA UMBRIA_1	184
SARDEGNA_1	276
SICILIA_1	571
LOMBARDIA_1	575
PIEMONTE LIGURIA_1	336
VENETO FRIULI VENEZIA GIULIA_1	987
CALABRIA_1	489
CAMPANIA_1	800
PUGLIA BASILICATA_1	558
Totale	5.324

Tabella 16- Beneficio per ciascun Progetto Resilienza

08

ADDENDUM Q&A



Q&A

OSSERVAZIONI/DOMANDE PERVENUTE DURANTE IL WEBINAR

1. **Nelle previsioni di incremento di domanda regionale di potenza al 2025 non sono menzionati esplicitamente gli impatti che potrebbero derivare dall'elettrificazione dei porti (banchine portuali). Sono stati inclusi?**

La stima è stata effettuata con riferimento solamente agli anni 2023-2025, pertanto non tiene conto degli incrementi di potenza riferiti all'elettrificazione delle banchine portuali previste dopo il 2025. In ogni caso, stiamo lavorando ad iniziative sull'elettrificazione dei porti che comporteranno aumenti di potenza che saranno considerati negli scenari del futuro Piano di sviluppo, sulla base delle effettive richieste di connessione pervenute.

2. **Il grafico relativo alla potenza venduta (Figura 2) è legato ai dati indicati in Tabella 3 relativa alle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici?**

Il grafico di Figura 2 rappresenta l'incremento annuale di nuova potenza venduta e, in seguito a questa osservazione, è stato integrato con il contributo relativo sia all'elettrificazione dei porti sia alle infrastrutture di ricarica. Con questa modifica i dati di figura 2 sono legati a quelli riportati nella tabella 3, relativa alla previsione di connessioni e potenza connessa su rete E-Distribuzione nel periodo 2023-2025 (dati incrementali per singolo anno).

3. **Relativamente allo sviluppo della mobilità elettrica, sono stati previsti gli investimenti in ambito PNRR per le aree di servizio extraurbano con Anas e MASE, per autostrade con AISCAT e per i concessionari insieme al MIT? Sono previsti gli sviluppi dei nodi di logistica per l'elettrificazione di furgoni e camion, in collaborazione con le Regioni e le rappresentanze di interporti e porti? Infine, sono previste alcune aree per hub di ricarica nei Comuni che sappiano fornire in anticipo le location?**

Come considerazione preliminare, segnaliamo che i volumi previsti a Piano fanno riferimento alle connessioni per infrastrutture di ricarica e non ai singoli punti di ricarica, che di norma sono ben più di uno per connessione. Le previsioni al 2025 sono state formulate a partire da studi di settore, in particolare da quelli del Politecnico, dai report disponibili (Motus-e) e dalle informazioni puntuali derivanti da finanziamenti pubblici, con elaborazioni a nostra cura anche in relazione alle richieste a noi già pervenute. In particolare, nelle analisi di scenario è considerato il PNRR, i cui effetti abbiamo però previsto operino in parte anche oltre il 2025 (si veda ad esempio il bando per aree extraurbane, che alla data di pubblicazione del Piano di Sviluppo 2023 non era stato ancora aggiudicato). Oltre al PNRR, sono stati considerati altri sviluppi strutturati, come quello delle ricariche autostradali. Infine, una quota significativa delle previsioni è legata all'ordinario sviluppo delle iniziative non finanziate, sostenute dal mercato dei veicoli elettrici che auspichiamo possa crescere. A questo riguardo, segnaliamo che nel 2023 in Italia ogni 100 veicoli elettrici ci sono circa 20 punti di ricarica, mentre in altri Paesi europei come Germania o Francia se ne contano solo circa 10.

4. **Sarebbe possibile integrare la sezione dei "Risultati attesi" del Piano di sviluppo con alcune informazioni quantitative? Ad esempio, a seguito degli interventi prospettati in ambito qualità, il DIL e NILB di quanto migliorerebbero?**

Per il futuro proveremo ad includere queste informazioni tenendo conto che si tratterebbe sempre di stime di massima, in quanto fortemente impattate dall'attuale contesto di cambiamento climatico, a livello di singolo anno e singola regione. A seguito della prossima delibera sarà necessario rivedere e ottimizzare gli investimenti in qualità, con conseguente stima dei risultati attesi.

5. Nella presentazione avete fatto cenno anche a interventi sulle cabine primarie per "adeguamento componenti" (oltre all'adeguamento di alcuni sistemi di protezione). Per componenti, si intendono componenti limitanti la portata in corrente in linee AT e quindi di fatto spesso la maggiore integrazione e sbottigliamento di fonti rinnovabili. Se non è già fatto, possono essere indicati gli incrementi di capacità (medi oppure range) come primissima indicazione dell'aumento di hosting capacity AT?

Gli interventi sulle cabine primarie per "adeguamento componenti" riguardano gli adeguamenti dei componenti AT diversi dalle protezioni. Si tratta in generale di interventi che non implicano un aumento della corrente transitante (ad esempio: esigenze di adeguamento stallo AT per passaggio dell'ingresso linea in cavo). Altra tipologia di interventi è costituita dalla rimozione di elementi limitanti, consentendo l'eliminazione di strozzature.

Per dare una valutazione quantitativa dell'aumento di Hosting Capacity si valuterà nel prossimo PdS di dare maggior dettaglio e di effettuare stime, in sinergia con Terna, al fine di definire l'upgrade di potenza transitabile a seguito di questa tipologia di interventi. Si specifica infatti che nel PdS 2023 gli 82 interventi citati nominativamente nell'Allegato 5 sono riferiti a nuovi stalli linea AT e riclassamenti di impianti AT mentre le altre tipologie di lavori, di entità più modesta, non sono citati nominativamente (essendo inferiori alla soglia di 500 k€).

ULTERIORI OSSERVAZIONI/DOMANDE PERVENUTE

1. Segnalazioni/ richieste di connessione/potenziamento (ad es. per nuovi punti di ricarica dei veicoli elettrici).

È necessario formalizzare la richiesta (per IDR >100kW, scrivendo una PEC a «e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it»). Allo stesso tempo la segnalazione è stata anticipata all'unità competente.

2. Possibilità di estrarre i dati in BT collezionati dal Contatore 2G (ad es. tramite procedure/interfacce «API»).

Una delle funzionalità abilitate dal nuovo contatore Open Meter è il canale di comunicazione Chain 2 che opera su onde convogliate (PLC-C) e collega il contatore intelligente con i Dispositivi Utente (DU), apparati di domotica disponibili sul mercato, in conformità con quanto richiesto da ARERA

Per maggiori informazioni visita il portale E-distribuzione <https://www.e-distribuzione.it/open-meter/chain-2.html>.

3. Possibilità per terzi di interfacciarsi con sistemi per identificazione guasti (ad es. ARGO, ALBERT, INDY).

Si tratta di dispositivi orientati all'esercizio della Rete di distribuzione elettrica che non sono stati pensati per comunicare informazioni verso l'esterno.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Stima incremento percentuale e in valore assoluto della potenza massima su base regionale all'anno 2025 rispetto al 2022	16
Figura 2 - Potenza venduta ai clienti passivi su reti E-Distribuzione, con stima fino al 2025 (incremento annuale di richieste di Potenza disponibile).....	17
Figura 3 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione	18
Figura 4 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione	18
Figura 5 - Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione.....	20
Figura 6 - Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione	20
Figura 7 - Evoluzione delle connessioni BT a livello territoriale. A sinistra, diffusione delle connessioni al 31.12.2022, a destra previsione delle connessioni al 31.12.2025	21
Figura 8 - Evoluzione delle connessioni MT a livello territoriale. A sinistra, diffusione delle connessioni al 31.12.2022, a destra previsione delle connessioni al 31.12.2025	22
Figura 9 - Distribuzione territoriale dei valori di energia e potenza massima registrati sulle Cabine Primarie di E-Distribuzione nel 2022.....	25
Figura 10 - Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali.....	26
Figura 11 - Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali.....	26
Figura 12 - Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati	26
Figura 13 - Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati.....	27
Figura 14 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo attivati nel corso degli anni alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione.....	27
Figura 15 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione ed alla loro potenza media (Fonte dati: Terna)	28
Figura 16 - Trend delle connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati	29
Figura 17 - Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione	29
Figura 18 - Sezioni AT/MT di E-Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia dal lato MT verso la Rete di Trasmissione Nazionale	30
Figura 19 - Indicatori della qualità del servizio 2022: durata cumulata annua interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT per regione	32
Figura 20 - Indicatori della qualità del servizio 2022: numero medio interruzioni senza preavviso lunghe + brevi per cliente BT per regione	32
Figura 21 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Liguria	47
Figura 22 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Piemonte.....	48
Figura 23 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Lombardia	50
Figura 24 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Veneto	52
Figura 25 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Friuli Venezia Giulia	55
Figura 26 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Emilia Romagna	56

Figura 27 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Toscana.....	58
Figura 28 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Umbria.....	60
Figura 29 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Lazio.....	61
Figura 30 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Marche.....	63
Figura 31 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Abruzzo.....	64
Figura 32 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Puglia.....	65
Figura 33 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Basilicata.....	71
Figura 34 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Campania.....	73
Figura 35 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Calabria.....	77
Figura 36- Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Sicilia.....	78
Figura 37 - Principali interventi AT per lo sviluppo della rete - Regione Sardegna.....	82
Figura 38 - Investimenti totali sulla rete BT stimati fino al 2026.....	91
Figura 39 - Cluster di intervento e benefici attesi del Progetto “DSO 4.0 - Digital Network”.....	94
Figura 40 - Architettura Target di Telecomunicazioni.....	101
Figura 41 - Descrizione architettura e obiettivi Grid Blue Sky.....	119
Figura 42 - Dettagli architettura e layer Grid Blue Sky.....	119
Figura 43- Modello a platform con 3 layer Grid Blue Sky.....	120
Figura 44 - Tabella di sintesi dei fabbisogni 2024 allegata alla Relazione Tecnica.....	125
Figura 45 - Processo di stima e aggiornamento costi.....	127
Figura 46 - Ripartizione annua complessiva del budget [M€] dei Progetti Smart Grid.....	185
Figura 47 - Effetti del maltempo: gelicidio, manicotti di ghiaccio e caduta piante.....	188
Figura 48 - Effetti del vento: Caduta sostegni delle linee aeree e caduta piante.....	189
Figura 49 - La siccità gioca un ruolo chiave poiché la disidratazione del suolo comporta una riduzione della trasmittanza termica del terreno.....	189
Figura 50 - Rappresentazione di un festone.....	191
Figura 51 - Rappresentazione di un festone e punti di telecontrollo (evidenziati in rosso).....	191
Figura 52 - Ripartizione annua complessiva del budget [M€] dei Progetti Resilienza.....	192

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Consistenza reti di E-Distribuzione	11
Tabella 2 - Evoluzione del fabbisogno elettrico [TWh] (fonte dati: Terna)	16
Tabella 3 - Previsione connessioni e potenza connessa su rete E-Distribuzione 2023-2025 (dati incrementali per singolo anno).....	21
Tabella 4 - Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione [TWh]	24
Tabella 5 - Cabine Primarie, previste prevalentemente per la connessione di produttori da fonti rinnovabili, con richiesta di connessione alla RTN formalizzata a Terna S.p.A.....	46
Tabella 6 - Elementi caratterizzanti per servizio di flessibilità richiesto da E-Distribuzione	124
Tabella 7 - Indicatori "base" di misura delle prestazioni	126
Tabella 8 - Costi medi unitari relativi ai principali interventi AT	129
Tabella 9 - Costi medi unitari relativi alle linee MT	129
Tabella 10 - Costi medi unitari relativi alle linee BT	129
Tabella 11 - Costi medi unitari relativi alla manutenzione preventiva - Opex	130
Tabella 12 - Costi Operativi Unitari Annui.....	131
Tabella 13 - Budget ammesso a finanziamento per progetto.....	184
Tabella 14 - Benefici per ciascun Progetto Smart Grid ammesso al finanziamento.....	186
Tabella 15 - Budget per Progetto Resilienza ammesso a finanziamento	192
Tabella 16 - Beneficio per ciascun Progetto Resilienza.....	193

The background features a complex digital aesthetic. It consists of numerous vertical, slightly blurred lines in shades of blue and cyan, creating a sense of depth and movement. Interspersed among these lines are small, bright blue and white dots, resembling particles or data points. At the bottom of the image, there are two prominent, wavy, mesh-like structures. The one on the left is a vibrant pink, while the one on the right is a bright cyan. These structures appear to be composed of fine, interconnected lines, giving them a grid-like or wireframe appearance. The overall color palette is dominated by cool blues and teals, with a contrasting warm pink at the bottom.

e-distribuzione